



Westfälische Wilhelms-Universität Münster  
Institut für Materialphysik  
Wintersemester 2020/21  
Prof. Dr. Hartmut Bracht

## **Bachelorarbeit**

# **Analyse des Potentials von bauwerkintegrierter Photovoltaik für die Gewinnung von CO<sub>2</sub> mittels Direct-Air-Capture Verfahren**

Analysis of the potential of building integrated photovoltaics for the  
production of CO<sub>2</sub> using the direct air capture procedure

Themensteller: apl. Prof. Dr. Hartmut Bracht  
Betreuer: Dr. Björn Rau  
Vorgelegt von: Christine Heni  
Sparrstraße 3  
13353 Berlin  
E-Mail-Adresse: [c\\_heni01@uni-muenster.de](mailto:c_heni01@uni-muenster.de)  
Studiengang: Physik  
Fachsemester: 7. Semester  
Matrikelnummer: 422 511  
Ausgabetermin: 16.10.2020  
Abgabetermin: 07.12.2020

**Abstract.** Um die Klimaziele zu erreichen ist es nicht genug,  $CO_2$  nur einzusparen - es muss der Atmosphäre auch entzogen werden. Die Direct Air Capture Technologie (DAC) macht genau das möglich. Da der DAC Prozess bei höheren  $CO_2$  Konzentrationen effizienter wird, existiert die Überlegung, DAC als *gebäudeintegriertes DAC* an ein Abluftsystem anzuschließen. Da noch kein solcher Prototyp existiert, wurde die gebäudeintegrierte DAC Anlage in dieser Arbeit exemplarisch als DAC-1 Anlage der Firma *Climeworks* mit durchgängig laufendem Ventilator modelliert. Der Prozess der Konstruktion wurde neu optimiert, wobei sich eine Adsorptionszeit von  $t_{ads}=10h$  als ideal herausstellte. Der Gesamtenergieverbrauch des Prozesses pro Monat liegt bei  $E_{ges,m} = 4700 kWh$ , der elektrische Energieverbrauch bei  $E_{el,m} = 1600 kWh$ . In dieser Arbeit wird untersucht, inwiefern Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV) zur Energieversorgung von gebäudeintegrierter DAC geeignet ist. Da BIPV unabhängig vom Stromnetz ist, kann es  $CO_2$  neutrale Energie bereitstellen. Da es flexibel bzgl. der räumlich-geographischen Lage ist, kann es an beliebige Gebäude angebaut werden. Bezüglich dieser Faktoren ist BIPV also gut geeignet. Um den Gesamtenergieverbrauch des DAC Prozesses zu decken, werden je nach gewähltem Modultyp  $A = 1600-5300m^2$  Fläche Photovoltaikmodule benötigt. Ohne auf umliegende Gebäude auszuweichen sind diese Werte kaum realistisch. Um die benötigte elektrische Energie des DAC Prozesses mit BIPV bereitzustellen, werden  $A_{Si-m} = 540m^2$  für monokristalline Silizium-,  $A_{Si-m} = 600m^2$  für polykristalline Silizium-,  $A_{CIGS;CdTe} = 1100m^2$  für CIS- und CdTe- und  $A_{Si-a} = 1800m^2$  für amorphe Siliziummodule benötigt. Dies ist für große Industriegebäude realistisch. Die thermische Energie des Prozesses müsste in diesem Fall anderweitig bereitgestellt werden. BIPV hat also das Potenzial, die Energie für DAC bereitzustellen, sofern die thermische Energie anderweitig bereitgestellt werden kann und eine große Fläche zur Bebauung mit Modulen vorhanden ist.

# Inhaltsverzeichnis

## Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung.....	1
2. Direct Air Capture (DAC).....	3
2.1 Prozess.....	3
2.2 Varianten der DAC Technologie.....	4
2.2.1 DAC_noTemp.....	4
2.2.2 DAC_highTemp.....	4
2.2.3 DAC_lowTemp.....	5
2.3 Nutzung des CO <sub>2</sub> .....	8
3. Art der Energiebereitstellung.....	9
3.1 Bezug über Netz.....	10
3.2 Regenerative Energiequellen.....	10
4. Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV).....	12
4.1 BIPV und Photovoltaik.....	12
4.2 Arten von BIPV.....	13
4.2.1 Technische Eigenschaften.....	13
4.2.2 Architektonische Eigenschaften.....	17
4.3 Bestimmung der Energiebereitstellung.....	18

5. Analyse der praktischen Umsetzung.....	21
5.1 Design der Anlage.....	22
5.2 Werte für $E_v$ und $E_{des}$ .....	24
5.3 Ermitteln der idealen Adsorptionsdauer für die Konstruktion.....	26
5.3.1 Metrik der Bewertung.....	27
5.3.2 Berechnung.....	28
5.4 Gesamtenergie einer Einheit.....	32
5.5 Elektrische Energie einer Einheit.....	33
5.5.1 Design.....	33
5.5.2 Energieverbrauch.....	33
5.5.3 Energiebereitstellung durch BIPV.....	34
6. Diskussion.....	36
7. Fazit.....	38

Literatur

Anhang

## 1. Einleitung

Dürreperioden und Wassermangel, schmelzende Gletscher und Überschwemmungen – überall auf der Welt sind mittlerweile die Folgen des Klimawandels zu spüren. Doch in den letzten Jahren ist auch die Aufmerksamkeit für diese Probleme gestiegen - es wird viel berichtet und jeden Freitag protestieren tausende für eine bessere Klimapolitik (vgl. Rucht 2019). Auch in der Forschung tut sich viel: Mit dem Ziel, die  $CO_2$  Neutralität Deutschlands voranzutreiben haben Forschungszentren der Helmholtz-Klima-Initiative das Projekt Netto-Null gegründet. Ein wichtiger Schritt dabei ist die Minderung des  $CO_2$  Ausstoßes (vgl. Markus et al. 2020: 3). Doch das allein wird laut Aussage vieler Experten nicht reichen, um den Klimawandel zu stoppen. Wir brauchen Negativemissionen, also Technologien, die  $CO_2$  aus der Atmosphäre entfernen. Eine vielversprechende Technologie, die das möglich machen soll, ist die Direct-Air-Capture Technologie (DAC) (vgl. Simon et al. 2020: 2 f.). Mit dieser kann  $CO_2$  nicht nur aus der Atmosphäre entfernt, sondern auch mit dem Power-to-X Verfahren in nachhaltige Kraftstoffe umgewandelt werden. Auch diese Verfahren wird momentan von einem Mitglied der Helmholtz Klimainitiative, dem Karlsruhe Institut für Technologie, im Kopernikus Projekt erforscht (vgl. Dittmeyer et al. 2019: 4). Wegen ihres hohen Potenzials, das Erreichen der Klimaziele zu unterstützen, ist die DAC-Technologie ein wichtiges Forschungsthema. Aus diesen Gründen wird zurzeit im Rahmen des Netto Null Projektes am KIT die Idee einer bauwerkintegrierten DAC Anlage, angeschlossen an ein Abluftsystem, erforscht. Dies geschieht basierend auf der Technologie von und in Zusammenarbeit mit *Climeworks*, einer Firma aus der Schweiz, die kommerzielle DAC Anlagen produziert (vgl. Dittmeyer et al. 2019: 4).

Allerdings ist bei dieser Technologie die Frage der Energiebereitstellung zentral. Da DAC zur Reduzierung von Emissionen gedacht ist, ist es nicht zielführend, diese mit Energie zu versorgen, die beispielsweise mit Kohlekraftwerken gewonnen wurde, da so die  $CO_2$  Emissionen nur verschoben, statt beseitigt würden (vgl. Fasihi 2019: 957). Es müssen also regenerative Energien zur Versorgung verwendet werden. Eine vielversprechende Technologie hierfür ist Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV), die Integration von Solarzellen in die Gebäudehülle (vgl. Gholami et al. 2019: 1). Diese verspricht diverse Vorteile für die Energieversorgung von DAC, allen voran die Erschließung der ansonsten ungenutzten Fassade, sodass die Dachfläche weiterhin das

Potenzial für andere Objekte (z.B. Gründächer) bietet (vgl. Heinstejn 2013: 138 ff.).

Deswegen entstand die Idee, eine bauwerkintegrierte DAC Anlage mit Energie von BIPV zu versorgen. Das Potenzial einer solchen Konstruktion soll in dieser Arbeit unter dem Titel „Analyse des Potenzials von bauwerkintegrierter Photovoltaik für die Gewinnung von  $CO_2$  mittels Direct-Air-Capture Verfahren“ untersucht werden.

Die Idee, DAC Anlagen mit Abluftsystemen zu kombinieren wurde von Dittmeyer et al. 2019 erstmals vorgestellt. Der von Climeworks genutzte Sorbens NFC-AEAPDMS wurde vorgestellt (Wurzbacher et al. 2011) und dessen Eigenschaften erforscht (vgl. Wurzbacher et al. 2011; Gebald et al. 2012; Gebald et al. 2013; Gebald et al. 2014). Der Energieverbrauch einer DAC Anlage pro Tag oder Zyklus wurde, nach Wissensstand der Autorin, bisher nicht ermittelt. Allerdings wurden Werte für den Energieverbrauch einer DAC Anlage pro Tonne  $CO_2$  und für die Menge an gefiltertem  $CO_2$  pro Jahr in der Literatur genannt (vgl. Viehbahn 2019, Fasihi 2019).

Ziel der Arbeit ist es, herauszustellen, ob BIPV im Vergleich zu anderen Technologien zur Energiebereitstellung von DAC geeignet ist und, ob eine Energiebereitstellung für den kompletten oder einen Teil des DAC Prozesses (in Kombination mit anderen Technologien) sinnvoll ist. Dafür soll das Thema unter der Forschungsfrage „*Inwiefern ist BIPV eine geeignete Technologie, um die gebäudeintegrierte DAC Technologie mit Energie zu versorgen?*“ behandelt werden. Da noch kein Prototyp einer bauwerkintegrierte DAC Anlage fertig gestellt wurde, wird die Analyse hier exemplarisch an einer DAC Einheit der Firma *Climeworks* in Kombination mit einem Abluftsystem durchgeführt. Wegen dieser Abweichung soll es nicht Ziel der Arbeit sein, präzise Werte für Energiebedarf und -bereitstellung der Technologien zu ermitteln, sondern, eine Einschätzung zum Potenzial einer solchen Konstruktion zu geben.

Hierfür soll in Kapitel 2 erläutert werden, wie genau die DAC Technologie funktioniert und welche verschiedenen Varianten es gibt. In Kapitel 3 soll geklärt werden, welche Technologien sich zur Energiebereitstellung für DAC eignen und wieso. In Kapitel 4 wird näher auf Bauwerkintegrierte Photovoltaik als Technologie eingegangen. In Kapitel 5 soll diskutiert werden, wie genau das Design einer mit BIPV betriebenen DAC Anlage aussehen könnte und, ob BIPV allein zum Betrieb des kompletten Prozesses oder Teile des Prozesses der DAC Technologie ausreicht. In Kapitel 6 werden die Ergebnisse eingeordnet und diskutiert.

## 2. Direct Air Capture (DAC)

Direct Air Capture ist eine Technologie, die beim Erreichen der Klimaziele hilfreich, laut einiger Quellen sogar unverzichtbar sein wird (vgl. Fasihi et al. 2019: 958, Viehbahn et al. 2019: 3). Der Name 'Direct Air Capture' - kurz DAC - ist eine Referenz auf die Fähigkeit der Technologie,  $CO_2$  aus der Luft zu filtern (zu *capturen*) (vgl. Viehbahn et al. 2019: 2). DAC kann sogar Negativemissionen schaffen – dazu wird eine DAC Anlage mit einer Technologie zur geologischen Speicherung von  $CO_2$  gekoppelt (*Carbon Capture and Storage (CCS)*). Des Weiteren kann die Technologie genutzt werden, um nachhaltige Kraftstoffe herzustellen (vgl. Viehbahn et al. 2019: 3; Dittmeyer et al. 2019: 3).

### 2.1 Prozess

Ein klassischer DAC Prozess zur Gewinnung von reinem  $CO_2$  kann in vier Schritte zusammengefasst werden (vgl. Viehbahn et al. 2019: 3; Fasihi et al. 2019: 960).

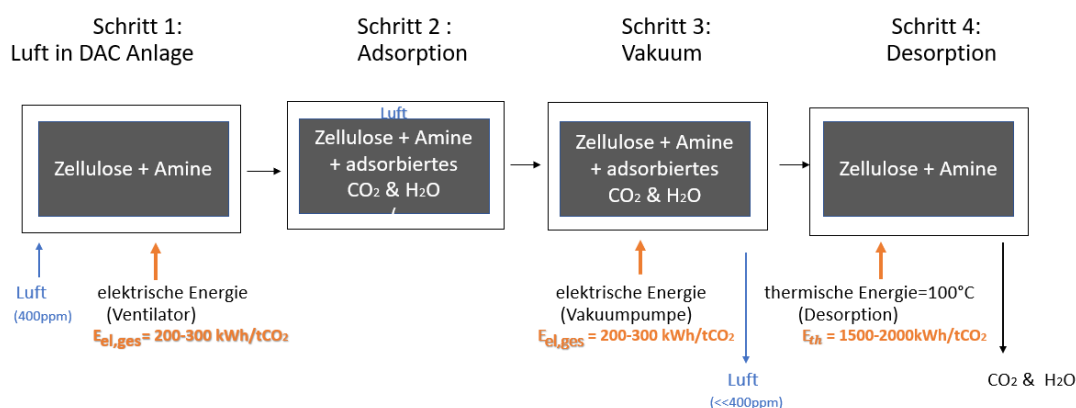


Abbildung 1. Prozessablauf einer DAC Anlage

Der Prozessablauf einer DAC Anlage ist grafisch in Abb. 1 dargestellt. Im ersten Schritt muss die Umgebungsluft in die DAC Anlage gelangen, wobei atmosphärische Luft eine  $CO_2$  Konzentration von 400 ppm (Anteile pro Million) hat. Dies kann natürlich, oder mithilfe eines Ventilators geschehen. Im zweiten Schritt bindet das in der Luft enthaltene  $CO_2$  mittels Sorption an einen Filter. Der Filter kann hierbei fest (Adsorption) oder flüssig (Absorption) sein. Im dritten Schritt kann die so entstandene  $CO_2$ -arme Luft nun wieder in die Atmosphäre abgegeben werden, während das  $CO_2$  noch an das Sorptionsmaterial gebunden ist. Dieser Reaktion muss keine zusätzliche

Energie zugeführt werden, es handelt sich um eine exotherme Reaktion. Im vierten Schritt wird das  $CO_2$  wieder vom Sorbens gelöst, sodass nun  $CO_2$  in Reinform vorhanden ist (Desorption). Der Sorbens kann so in seine ursprüngliche Form zurückversetzt und für den nächsten Zyklus wiederverwendet werden (Regeneration). Da es sich beim vierten Schritt um eine endotherme Reaktion handelt, muss zum Lösen der chemischen Bindungen Energie in Form von Wärme zugeführt werden (vgl. Viehbahn et al. 2019: 2 f.; Fasihi et al. 2019: 958 ff.; Gebald et al. 2013: 10063).

## **2.2 Varianten der DAC Technologie**

Abhängig von der Wahl des Sorbens ändern sich der Ablauf und die erforderliche Energiemenge des Prozesses (vgl. Viehbahn et al. 2019: 3). In der Regel werden drei Varianten - DAC\_noTemp, DAC\_highTemp und DAC\_lowTemp beschrieben (vgl. Viehbahn et al. 2019: 4).

### **2.2.1 DAC\_noTemp**

Bei DAC\_noTemp wird Natriumhydroxid (NaOH) als Filter verwendet. Das  $CO_2$  in der Luft reagiert mit dem Filtermaterial NaOH zu Natriumcarbonat ( $Na_2CO_3$ ). Die entstehende kohlenstoffdioxidarme Luft wird in die Atmosphäre abgegeben. Das Natriumcarbonat wird dann mit Schwefelsäure ( $H_2SO_4$ ) in Kontakt gebracht. Durch die resultierende Reaktion wird das enthaltene  $CO_2$ , welches nun fast in Reinform vorliegt, freigesetzt und kann weiterverwendet werden. Die beiden Komponenten NaOH und  $H_2SO_4$  wiederum werden durch einen elektrochemischen Prozess, in dem unter Anwendung von bipolaren Membranen Substanzen von Lösungsmitteln separiert werden können (Elektrolyse), getrennt. Für diesen Prozess wird ausschließlich elektrische Energie benötigt (vgl. Viehbahn et al. 2019: 2 ff.).

### **2.2.2 DAC\_highTemp**

Auch bei DAC\_highTemp kann Natriumhydroxid (aber auch Kaliumhydroxid) als wässrige Lösung als Filter dienen. Die einströmende Luft reagiert ebenfalls mit Natriumhydroxid zu Natriumcarbonat. In diesem Prozess wird aber, im Gegensatz zu DAC\_noTemp, Natriumcarbonat mit Calciumhydroxid ( $Ca(OH)_2$ ) in Kontakt gebracht. Das führt dazu, dass sich NaOH regeneriert und im nächsten Zyklus wieder nutzbar ist. Gleichzeitig entsteht festes Calciumcarbonat ( $CaCO_3$ ), aus welchem reines

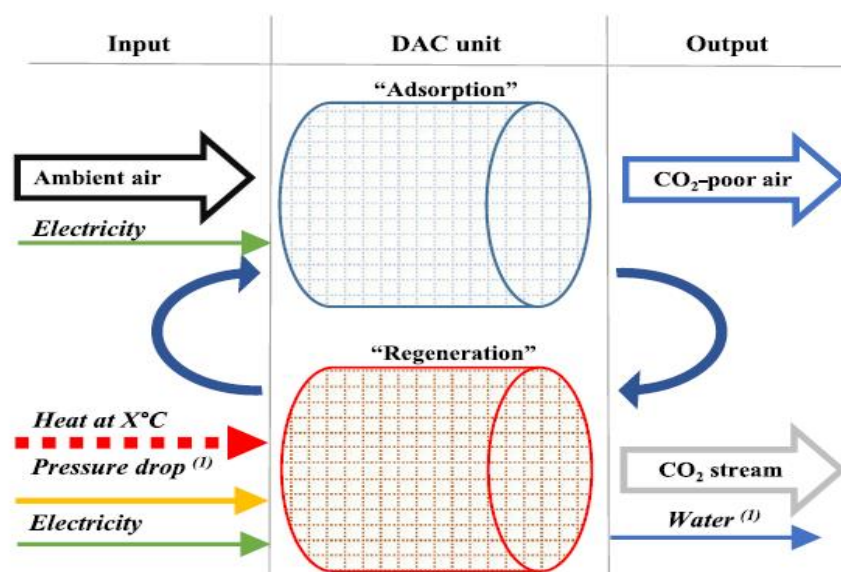


$CO_2$  gewonnen werden kann, indem der Feststoff auf ca.  $900^\circ C$  erhitzt wird. Als weiteres Endprodukt dieser Reaktion entsteht Calciumoxid, welches zusammen mit Wasser als  $Ca(OH)_2$  für den nächsten Zyklus wiederverwendet werden kann (vgl. Viehbahn et al. 2019: 3 ff.; Fasihi et al. 2019: 961).

### 2.2.3 DAC\_lowTemp

Im Falle von DAC\_lowTemp wird ein Feststoff als Sorbent verwendet. Während durch die Absorption in Flüssigkeiten im Regenerationsschritt viel Energie benötigt wird, da starke Bindungen entstehen, tritt dieses Problem bei der Adsorption, der Bindung des Gases an die Oberfläche eines Materials, nicht auf (vgl. Viehbahn et al. 2019: 4).

Amine sind ein Derivat von Ammoniak, welche (fast) ausschließlich  $CO_2$  aus der Luft filtern. Wegen dieser Eigenschaft werden sie für den DAC\_lowTemp Prozess als Sorbens verwendet, indem sie an einen Feststoff gebunden oder als Festkörper direkt als Sorbent verwendet werden (vgl. Bundesamt für Energie 2017: 3; Viehbahn et al. 2019: 4).



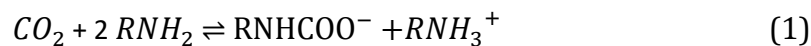
**Abbildung 2.** Schema des zweistufigen Prozesses einer DAC\_LowTemp Anlage (Fasihi et al. 2019)

In dieser Arbeit fokussieren wir uns auf das Verfahren der Firma Climeworks (vgl. Abb. 2), da deren Technologie, wie in der Einleitung bereits erwähnt, der im Projekt *Kopernikus* untersuchten DAC Anlage entspricht (vgl. Viehbahn et al. 2019: 5; Fasihi et al. 2019: 962).

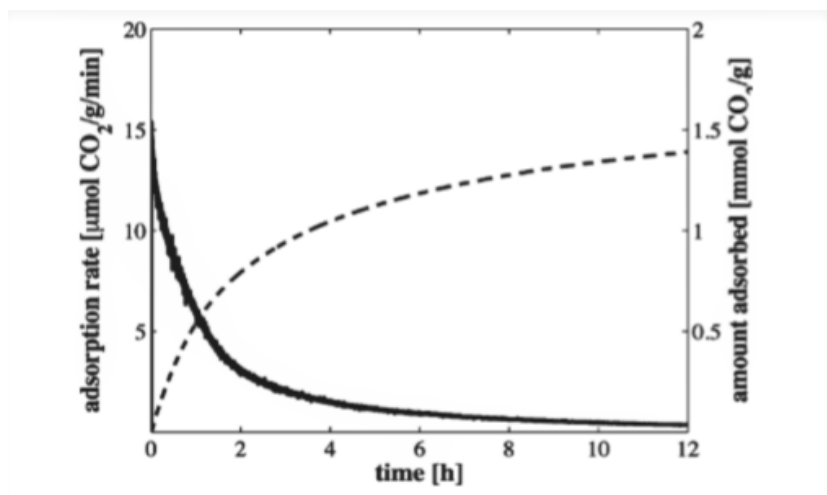
Im Falle der *Climeworks* Technologie wird die Umgebungsluft mit einem elektrisch

angetriebenen Ventilator in die Kammer befördert. Pro gefilterte Tonne  $CO_2$  liegt der elektrische Energiebedarf bei 200-300 kWh (vgl. Viehbach et al. 2019: 5; Fasihi et al. 2019: 962).

In der Kammer befindet sich der Filter, welcher bei *Climeworks* aus Zellulosefaser (NFC) besteht. An dem Filter sind Amine, bei *Climeworks* AEAPDMS<sup>1</sup>, gebunden, die selektiv  $CO_2$  und Wasser (bzw. Luftfeuchtigkeit) aus der Luft adsorbieren. Die Bindungsenthalpie für diese exotherme Reaktion liegt bei  $-56\text{kJ/mol } CO_2$ . Bei diesem Prozess handelt es sich um Chemisorption. Das  $CO_2$  wird also, im Gegensatz zur Physisorption - bei der Van-der-Waals-Kräfte der Ursache für die Haftung sind - durch eine chemische Reaktion an die Oberfläche des Sorbens gebunden. Es reagiert hierbei ein Kohlenstoffdioxid Molekül ( $CO_2$ ) mit zwei primären Amin-Teilen ( $RNH_2$ ) und bilden dabei Carbamate ( $RNHCOO^-$ ), sowie Ammoniak ( $RNH_3^+$ ). Die entsprechende Reaktionsgleichung lautet:



Wie viel  $CO_2$  adsorbiert wird, hängt von der Dauer des Adsorptionsschrittes (sowie der Wahl des Sorbens) ab, das Adsorptionsverhalten von AEAPDMS in Abhängigkeit der Adsorptionsdauer ist in Abb. 3. dargestellt. Der Zusammenhang ist exponentiell, die Halbwertszeit der Adsorption liegt bei ca. zwei Stunden (vgl. Gebald et al. 2011: 9101 ff.; Gebald et al. 2014: 2497 ff.).

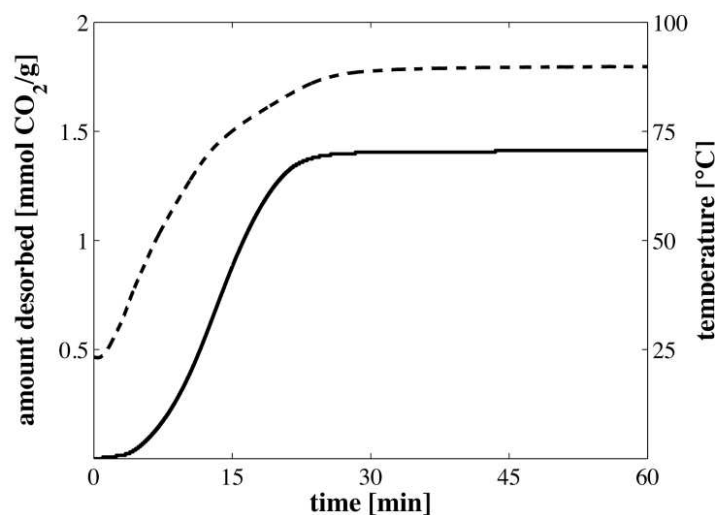


**Abbildung 3.** Menge des vom Amin AEAPDMS adsorbiertem  $CO_2$  in Abhängigkeit der Adsorptionsdauer (gestrichelte Linie) (Gebald et al. 2011).

<sup>1</sup> AEAPDMS ist die Abkürzung für N-(2-aminoethyl)-3-aminopropylmethyldimethoxysilane, was die Bezeichnung für ein spezifisches Amin ist, welches von *Climeworks* für den DAC Prozess genutzt wird (Gebald et al. 2013: 9102).

Zuletzt wird der Ventilator abgestellt und das Einlassventil geschlossen, sodass keine Luft mehr in die Kammer gelangt. Die  $CO_2$ -arme Luft wird abgepumpt und an die Atmosphäre abgegeben (vgl. Viehbahn et al. 2019: 5; Fasihi et al. 2019: 962).

Nun sollen reines  $CO_2$  und Wasser gewonnen und der Sorbens regeneriert werden. Dies wird durch einen Druckabfall und das gleichzeitige Zuführen von Wärme (also thermischer Energie) erreicht. Die hierfür erforderliche Temperatur beträgt um die  $100^\circ C$ . Kohlenstoffdioxid und Wasser werden so aus ihren Bindungen gelöst, wobei der Vorgang 30 Minuten dauert (vgl. Abb. 4). Pro Tonne  $CO_2$  werden etwa 1500-2000 kWh thermische Energie benötigt. Die Endprodukte des Vorgangs sind Wasser, 99.9% reines  $CO_2$  und das regenerierte Sorptionsmaterial, welches für den nächsten Zyklus wiederverwendet werden kann (vgl. Viehbahn et al. 2019: 5; Fasihi et al. 2019: 962).

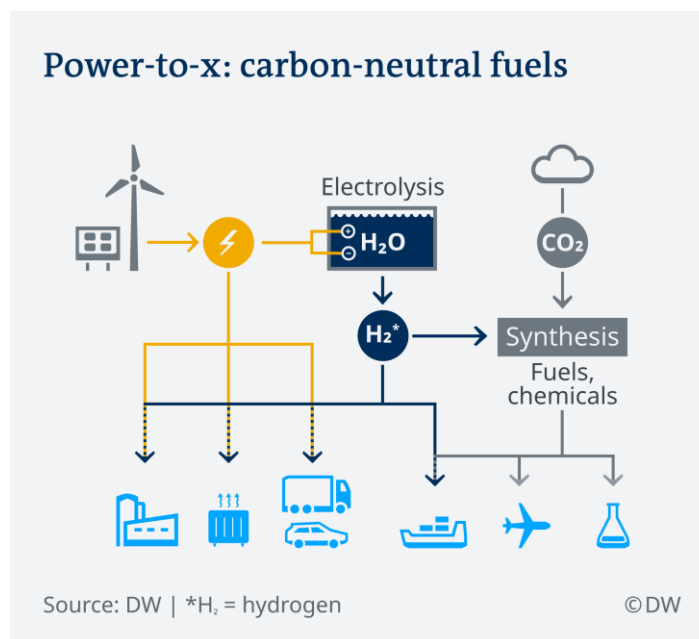


**Abbildung 4.** Menge des vom Amin AEAPDMS desorbiertem  $CO_2$  in Abhängigkeit der Adsorptionsdauer (durchgehende Linie) (Gebald et al. 2011: weitere Information).

Im hier betrachteten Direct Air Capture Verfahren erhalten wir also unter Zugabe von elektrischer und thermischer Energie aus Luft und einem Sorptionsmaterial (Zellulose und Amine) als Endprodukte dasselbe Sorptionsmaterial, reine Luft, Wasser und 99.9 % reines  $CO_2$  (vgl. Viehbahn et al. 2019: 5; Fasihi et al. 2019: 962).

### 2.3 Nutzung des $CO_2$

Das erhaltene  $CO_2$  kann geologisch gelagert werden, um nettonegative Emissionen zu schaffen oder es kann per Power-to-X Verfahren in nachhaltige Kraftstoffe umgewandelt werden (s. Abb.5). Hierbei werden nachhaltige Kraftstoffe aus  $CO_2$  synthetisiert, das  $X$  in ‚Power-to-X‘ steht für *Gas*, *Chemicals* oder *Liquids*, da die Endprodukte je nach Prozess Gase, Chemikalien oder Flüssigkeiten sein können (vgl. Dittmeyer et al. 2019: 2; Viehbach et al. 2019: 2).



**Abbildung 5.** Power-to-X Verfahren unter Verwendung von  $CO_2$  aus der Atmosphäre (DW 2019)

Wie in Abbildung 5 dargestellt kann beim Power-to-X Verfahren das im DAC-Vorgang gewonnene Wasser mittels Elektrolyse in Wasserstoff ( $H_2$ ) und Sauerstoff ( $O_2$ ) gespalten werden. Der erhaltene Sauerstoff wird an die Atmosphäre abgegeben, während  $CO_2$  und  $H_2$  unter Wärme und erhöhtem Druck zu Synthesegas reagieren. Aus diesem Gas werden dann per Fischer-Tropsch-Synthese Kohlenwasserstoffe erzeugt, aus welchen verschiedene Kraftstoffe, wie z.B. Kerosin oder Diesel hergestellt werden können (vgl. Dittmeyer et al. 2019: 3).

### **3. Art der Energiebereitstellung**

Alle DAC-Prozesse benötigen viel Energie. Es stellt sich daher die Frage, welche Energiequellen für die Energieversorgung von DAC Anlagen existieren. Im Folgenden soll deswegen das Potenzial der verschiedenen möglichen Energiequellen diskutiert werden, denn BIPV hat nur dann ein realistisches Potenzial eine Energiequelle für die DAC Technologie darzustellen, wenn es keine alternativen Energiequellen gibt, die in einem Großteil der Szenarien ein höheres Potenzial versprechen. Sollte PV ebenso gut wie eine andere Technologie bzw. nur in Kombination mit einer weiteren Technologie geeignet sein, kann dies trotzdem als Potenzial der PV Technologie gelesen werden. In diesem Fall wäre eine genauere Analyse, wann welche der Technologien sinnvoller ist, angebracht. Dies aber ist eine Aufgabe, die außerhalb dieser Forschungsfrage liegt und den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde.

#### **3.1 Bezug über Netz**

Eine Art der Energiebereitstellung ist der Anschluss an das Netz. Dies würde eine durchgängige und einfache Energieversorgung garantieren.

Bezieht man Energie aus dem Netz, ist dies in der Regel graue, also nicht durch nachhaltige Energiequellen produzierter, Energie. Die wichtigste Quelle in Deutschland für grauen Netzstrom sind Kohlekraftwerke. Diese sind für die  $CO_2$  Emissionen der Energieproduktion verantwortlich (vgl. Memmler et al. 2017: 15 ff.). Das Ziel einer Direct Air Capture Anlage ist aber gerade das Entfernen von  $CO_2$  aus der Atmosphäre (vgl. Fasihi et al. 2019: 958). Eine DAC Anlage mit grauer Energie zu versorgen, ist daher keine sinnvolle Lösung. Die Nutzung von grauer Energie für die Energieversorgung von DAC Anlagen kann somit ausgeschlossen werden. Eine alternative Lösung wäre es, Ökostrom über das Stromnetz zur Versorgung der Anlage zu beziehen. Ökostrom bedeutet allerdings nicht, dass der/die Empfänger/in ausschließlich grünen Energie bezieht, sondern, dass der Anteil von regenerativem Energie im Gesamtnetz entsprechend dem eigenen Energiebezug erhöht wird. Auch wenn die Anlage mit grünem Energie vom Energienetz versorgt würde, würde sie also zeitweise mit grauer Energie betrieben. Daher ist auch diese Lösung nicht zielführend und soll ausgeschlossen werden (vgl. Memmler et al. 2017: 56 ff.).

Im dritten Schritt des DAC Prozesses (s. Abb. 1) wird Wärme benötigt, daher ist

Fernwärme als thermische Energiequelle naheliegend (vgl. Viehbahn et al. 2019: 3). Allerdings werden große Anteile der produzierten Fernwärme durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen gewonnen, sodass dieser Energielieferant aus denselben Gründen wie graue Energie nicht zur Energieversorgung von DAC in Frage kommt (vgl. Memmler et al. 2017: 94).

### **3.2 Regenerative Energiequellen**

Des Weiteren kann das Potenzial verschiedener regenerativer Energiequellen als dezentrale Einrichtungen betrachtet werden. Da der Prozess elektrische Energie für den Ventilator und thermische Energie für die Erwärmung des Sorbens benötigt, werden im Folgenden beide Formen der Energiegewinnung diskutiert (vgl. Viehbahn et al. 2019: 2).

Durch die Verbrennung von Biomasse kann Wärme gewonnen werden. Diese kommt als thermische Energiequelle in Frage, allerdings stellt lokale Biomasseverbrennung nur geringe Mengen an Wärmeenergie zur Verfügung. Industrielle Biomasseverbrennungsanlagen hingegen sind ortsgebunden. (vgl. Memmler et al. 2017: 82 ff.). Dasselbe gilt für Geothermie. Es existieren zwei Varianten: oberflächennahe und Tiefengeothermie. Während die erste Variante mit Temperaturen von bis zu 25°C zu wenig Wärme bereitstellt, ist die zweite Variante örtlich gebunden (vgl. Memmler et al. 2017: 116 ff.; Viehbahn et al. 2019: 5). Somit müsste der Transport der Wärme über das Fernwärmenetz laufen oder die DAC Anlage in unmittelbarer Nähe der jeweiligen Anlage stehen. Diese Form der Energiebereitstellung ist also zwar möglich, aber lokal stark einschränkend für die jeweiligen Gebäude.

Solarthermische Anlagen nutzen die Einstrahlung der Sonne, um Wärme zu erzeugen. Diese Technologie könnte also geeignet sein, um die thermische Energie einer DAC Anlage bereitzustellen. Allerdings benötigt eine DAC Anlage ebenfalls Energie für den Betrieb des Ventilators. Die Wirkungsgrade für die Umwandlung von Wärme in Energie sind aber niedrig und besitzen eine Obergrenze, den Carnot Wirkungsgrad. Auf der anderen Seite ist die benötigte elektrische Energiemenge im Vergleich zur benötigten thermischen Energie gering, sodass eine ineffiziente Umwandlung

energetisch nicht so schwer ins Gewicht fällt. Daher stellt Solarthermie trotzdem unter Umständen eine potenzielle Energiequelle dar (vgl. Memmler et al. 2017: 113; Fasihi et al. 2019: 962; Förstner 2008: 132 f.).

Aus denselben Gründen, aus denen Geothermie als Energielieferant ausgeschlossen wurde, sind Wind- und Wasserkraft ebenfalls meist nicht zweckmäßig - sie sind ortsgebunden. Somit sind die potenziellen Lösungen, die sie erschließen würden, zu kompliziert, zu spezifisch oder mit der Nutzung grauer Energie verbunden (vgl. Memmler et al. 2017: 47 ff.).

Die besten Voraussetzungen für eine Energiequelle zur Energiebereitstellung für eine DAC Anlage scheinen (a) Unabhängigkeit vom Netzanschluss und (b) Flexibilität bezüglich der räumlich-geographischen Lage zu sein. Somit stellt PV, sofern die Versorgung der DAC Anlage durch PV als ‚Insellösung‘<sup>2</sup> betrachtet wird, eine potenzielle Energiequelle dar, da es beide Kriterien erfüllt. Gleichzeitig ist die Umwandlung von Energie in Wärme fast verlustfrei, sodass auch die Bereitstellung der thermischen Energie durch PV ohne Probleme möglich ist. Daraus ließe sich schließen, dass PV eine geeignete Energiequelle für eine DAC Anlage darstellen könnte und somit das Potenzial zur Energieversorgung von DAC besitzt. Allerdings ist dies noch keine abschließende Aussage zum Potenzial von PV, da hierfür noch die Menge an Energie, die PV bereitstellen kann, betrachtet werden muss. Zudem muss beachtet werden, dass eine DAC Anlage, genauso wie eine herkömmliche PV Anlage, auf dem Dach des Gebäudes angebracht würde - somit würden die beiden Technologien um Fläche konkurrieren. Eine Lösung dieses Problems könnte Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV) darstellen, da bei BIPV die Module auch an die Fassade des Gebäudes angebracht werden können (vgl. Förstner 2008: 132 f.; Henemann 2008: 1).

---

<sup>2</sup> Die durch die Solaranlage gewonnene Energie wird hier nicht ins Netz eingespeist, sondern ausschließlich für die Versorgung der DAC Anlage genutzt.

## **4. Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV)**

Um zu verstehen, wie die optimale Energieversorgung für eine DAC Anlage durch BIPV realisiert werden kann, müssen zuerst die Funktionsweise und Potenziale von BIPV als Technologie verstanden werden. Im Folgenden soll daher auf die Unterschiede zu herkömmlicher PV, die verschiedenen Arten von Modulen und die positive Einflussfaktoren des Energieertrags von BIPV Zellen eingegangen werden.

### **4.1 BIPV und Photovoltaik**

BIPV ist die Integration von Solarzellen in die Gebäudehülle eines Bauwerks, wobei diese mittels des photoelektrischen Effekts Energie generieren (vgl. Eiffert, Kiss 2000: 58; Henemann 2008: 1).

Hierbei werden – im Gegensatz zu herkömmlicher Solarenergie – die Module als Teil der Gebäudestruktur in die Gebäudehülle integriert, wobei sie nun mehrere Zwecke erfüllen: Zum einen sind sie Energielieferanten, zum anderen nehmen sie die Funktion der vorher genutzten Baumaterialien ein. Diese doppelte Funktion kann auch zu Kosteneinsparungen im Bauprozess führen. Außerdem sind sie leicht, kostengünstig und flexibel und somit vielfältig und großflächig nutzbar. Die Erschließung vorher ungenutzter Fassadeflächen führt zudem zu einem höheren Energieertrag. Zuletzt können BIPV Module wegen ihrer Flexibilität und unterschiedlichen Farbgebung den ästhetischen Ansprüchen von Architekt:innen sehr gut gerecht werden und so auch als designerisches Bauelement genutzt werden (vgl. Henemann 2008: 1 f. ; Cerón et al. 2013: 127; Kylli, Fokaides 2014: 92; Eiffert, Kiss 2000: 63; Jelle et al. 2012: 73 ff.). Auf der anderen Seite haben einige BIPV Module, namentlich die Dünnschichtmodule – welche vornehmlich an Fassaden genutzt werden – in der Regel geringere Wirkungsgrade als herkömmliche PV Module, sodass die Integration dieser teilweise erst bei großflächigem Einsatz ertragreich ist (vgl. Cerón et al. 2013: 129; Eiffert, Kiss 2000: 58; Kylli, Fokaides 2014: 92 ff.).

Eine Nutzung von BIPV ist also dann sinnvoll, wenn die Fassade eines Gebäudes einen hohen Energieertrag verspricht, eine große Fläche zur Bebauung verfügbar ist oder die Ästhetik der Installation im Vordergrund stehen soll. Eine Nutzung herkömmlicher PV auf der anderen Seite ist sinnvoll, wenn vor allem die Leistung der Anlage im Vordergrund steht.



## 4.2 Arten von BIPV

BIPV Module lassen sich nach folgenden Eigenschaften klassifizieren: technische Eigenschaften (Zell- bzw. Modultyp) und architektonische Eigenschaften (Ort der Anbringung am Gebäude und Funktion der Zelle) (vgl. Kylli, Fokaides 2014: 98).

### 4.2.1 Technische Eigenschaften

Die technischen und materialphysikalischen Eigenschaften der verschiedenen PV-Module bestimmen zu großen Teilen deren Wirkungsgrad. Dieser wiederum bestimmt deren Energieeffizienz und somit das Potenzial der unterschiedlichen Module, Energie für den DAC-Prozess bereitzustellen. Daher soll im Folgenden näher auf die technischen Eigenschaften verschiedener Module eingegangen werden. In ihren technischen Eigenschaften lassen sich BIPV Module in mehrere Klassen einteilen: Die hier betrachteten sind Silizium- und Dünnschichtmodule, doch auch neuere Konzepte sind eine Betrachtung wert (vgl. Abb. 6) (vgl. Cerón et al. 2013: 129; Henemann 2008: 4).

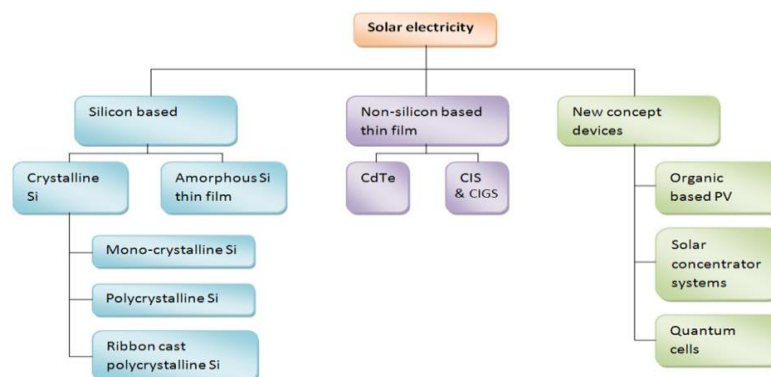


Abbildung 6. Technische Klassifizierung von BIPV Produkten (Raugei, Frankl 2009)

Silizium-Module machen 90-95% der zurzeit verbauten Solarzellen aus. Diese bestehen in der Regel entweder aus monokristallinem Silizium (aus *einem* monokristallinem Siliziumkristall) oder polykristallinem Silizium (viele monokristalline Kristalle zusammengesetzt). Während monokristalline Siliziumzellen wegen ihrer hohen Reinheit mit 16-24% die höchsten Wirkungsgrade aufweisen, sind sie wegen ihrer aufwendigen Herstellung kostspielig. Polykristalline Siliziumsolarzellen hingegen sind billiger, aber mit 14-18% Wirkungsgrad auch weniger effizient. Dies liegt darin begründet, dass sich durch die höhere

Verunreinigung bei polykristallinem Silizium der Sperrstrom erhöht und der Quantenwirkungsgrad verringert. Durch ihre hohen Wirkungsgrade und Kosten sind Siliziummodule also dann sinnvoll als BIPV Module einsetzbar, wenn eine hohe Leistung sehr wichtig ist oder, wenn vergleichsweise kleine Flächen bebaut werden müssen. Gleichzeitig erfahren Siliziumzellen hohe Ertragsverluste bei Verschattung, was sie bei bestimmten Gebäuden nicht sinnvoll sein lässt (vgl. Mertens 2018: 130 ff., Jelle et al. 2012: 71 ff.; Cerón et al. 2013: 129).

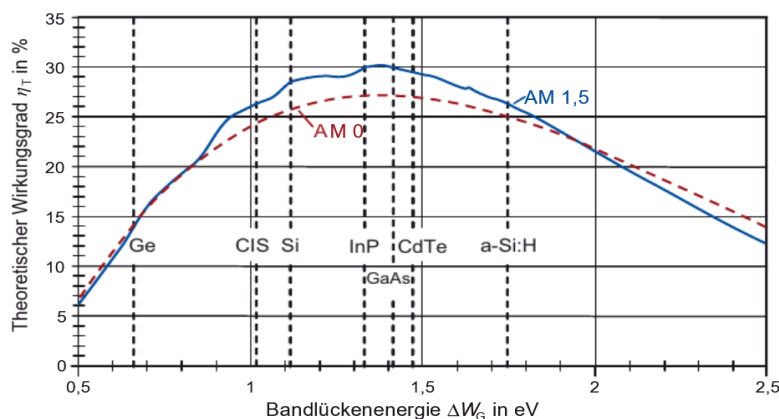
Amorphes Silizium (a-Si) hat eine direkte Bandlücke von 1,7 – 1,8 eV, weshalb Licht mit Wellenlängen über 700nm nicht mehr vom Material absorbiert werden kann. Das, in Kombination mit „der hohen Defektdichte des a-Si, [...] [und der Tatsache,] dass neu produzierte Zellen unter Lichteinfluss degradieren“ führt dazu, dass der Wirkungsgrad von amorphem Silizium mit 7-8% wesentlich geringer ist als der von kristallinen Siliziumzellen (Mertens 2018: 136). Auf der anderen Seite ist der Absorptionskoeffizient von amorphem Silizium so hoch, dass Zellendicken von 0,5  $\mu\text{m}$  ausreichen, um fast alles Sonnenlicht zu absorbieren, was sie zu idealem Dünnschichtmaterial macht. Wegen ihres geringen Wirkungsgrades sind a-Si Module also nicht sinnvoll, wenn hohe Leistungen bei einer Konstruktion im Vordergrund stehen sollen, sie sind aber durch ihre Materialeigenschaften sehr gut als Dünnschichtmodule geeignet (vgl. Mertens 2018: 133 ff).

Dünnschichtmodule zeichnen sich durch ihre materiellen Eigenschaften aus: Sie sind dünn, leicht und flexibel einsetzbar. So stellen sie keine relevante Gewichtsbelastung für die Baumaterialien dar und lassen somit gut in Flachdächer oder an Fassaden integrieren. Sie können aus einer Vielfalt von Halbleitermaterialien bestehen, z.B. als Silizium-Dünnschichtzellen (mikrokristallines oder amorphes Silizium), ternäre Verbindungshalbleiter (Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid), II-VI Halbleiter (v.a. Cadmiumtellurid) oder Stapelzellen aus III-V Halbleitern (Galliumarsenid) (vgl. Jelle et al. 2012: 71; Cerón et al. 2013: 129; Mertens 2018: 133 ff.).

Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) Zellen zeichnen sich besonders durch zwei Eigenschaften aus. Zum einen besteht CIGS aus fünf verschiedenen Materialien. Dadurch kann der Anteil des jeweiligen Materials geändert werden und so auch die Eigenschaften der Zelle. So kann eine Änderung des Indium-Gallium-Verhältnis zu

einer Veränderung der Bandlücke und somit des Wirkungsgrades führen. Dadurch kann der Wirkungsgrad gezielt erhöht werden, was sich wiederum positiv auf den Energieertrag des Moduls auswirkt. Zum anderen hat CIGS eine direkte Bandlücke, was sich positiv auf die Absorptionseigenschaften des Materials auswirkt. Diese beiden Faktoren führen zu hohen Wirkungsgraden in CIGS Zellen, die etwa 15% bei kommerziellen Zellen und bis zu 23% Rekordwirkungsgrad in der Forschung betragen (vgl. Mertens 2018: 142 ff.).

Als sogenannte Verbindungshalbleiter aus der II. und IV. Hauptgruppe sind CdTe Zellen wegen ihrer Materialeigenschaften besonders leicht als Dünnschichttechnologie herzustellen. Eine solche Zelle kann Wirkungsgrade von bis zu 22% erreichen, da ihre Bandlücke mit  $\Delta W_G = 1,45\text{eV}$  nahe am theoretischen Optimum liegt. Dies ist in Abbildung 7 gut erkennbar. Hier wird der theoretische Wirkungsgrad verschiedener Solarzellmaterialien in Abhängigkeit der Bandlücke angegeben. Dort lässt sich auch erkennen, dass sich CdTe sehr nahe am theoretischen Maximum befindet, während andere hier diskutierte Materialien wie Silizium oder CI(G)S niedrigere Werte erreichen (vgl. Mertens 2018: 145 f.).



**Abbildung 7.** Theoretischer Wirkungsgrad in Abhängigkeit des Bandabstands (Mertens 2018)

Gallenium Arsenid (GaAs) ist wegen seiner Bandlücke von  $\Delta W_G=1.42\text{ eV}$  – welche ebenfalls nahe beim theoretischen Optimum liegt (vgl. Abb. 7) ein sehr leistungsfähiges Halbleitermaterial mit Laborrekordwirkungsgraden von bis zu 29% (vgl. Abb. 7). Allerdings sind sowohl Gallium als auch Arsen sehr teuer, weshalb diese Technologie selten genutzt wird und somit auch als BIPV Produkt zur Energieversorgung einer DAC Anlage nicht weiter diskutiert werden soll (vgl. Mertens 2018: 145 f.)

Organische Photovoltaikmodule (OPV) sind organische Halbleiter, deren Materialeigenschaften dazu führen, dass ihre Wirkungsgrade bei etwa 10% liegen (vgl. Smith et al. 2018:567). Während der Wirkungsgrad eines OPV Modules also eher niedrig ist, eignen sich diese Zellen auf Grund ihrer Materialeigenschaften besonders gut als BIPV Module (vgl. Hatton 2018: 56 f.). So haben organische Moleküle einen hohen Absorptionskoeffizienten, was sehr geringen Dicken der Module zulässt (vgl. Gärtner 2016:11). Zudem ermöglichen verschiedene Halbleitermaterialien mit unterschiedlichen Bandlücken sowohl verschiedene Farbgebung als auch, durch die Absorption von nicht-sichtbarem Licht, Transparenzgrade von bis zu 50% (vgl. Hatton 2018: 57, Gärtner 2016:10).

#### **4.2.2 Architektonische Eigenschaften**

Bei der Konstruktion einer BIPV Anlage muss auch die Frage nach deren architektonischen Eigenschaften gestellt werden. Dabei können Farbe, Transparenz, Integrationsart und Fassadentyp der Module eine Rolle spielen.

BIPV Module sind in verschiedenen Farbgebungen und Transparenzgraden erhältlich. Da die meisten Modultypen sowohl in verschiedenen Farben als auch Transparenzgraden verfügbar sind, ist es abhängig von den ästhetischen Ansprüchen der Architekt:innen und der Gebäudeart, welcher Modultyp wann am sinnvollsten einzusetzen ist (vgl. Heinsteins et al. 2013: 131 ff.).

Wird BIPV nach Integrationsart kategorisiert, sind Dach- und Fassadensysteme besonders erwähnenswert, aber auch Brüstungssysteme, BIPV als Sonnenschutz oder in einer Überkopfverglasung sind Möglichkeiten der Integration (vgl. Heinsteins et al. 2013: 126 ff., Tabakovic et al. 2017: 98).

Dachsysteme können in In- und Aufdachsysteme eingeteilt werden (vgl. Heinsteins et al. 2013: 126). Als Indachsysteme werden sie ins Dach eines Gebäudes integriert und nehmen somit, über ihre Aufgabe als Energieproduzenten hinaus, die Funktionalität klassischer Dachbedeckungen ein und können so dem Witterungsschutz oder der Wärmedämmung dienen (vgl. Kylili, Fokaidis 2014: 92). Für Dachsysteme werden in der Regel kristalline Siliziummodule verwendet, welche in einer blauen oder schwarzen Farbgebung in das Dach integriert werden, da diese sich durch hohe

Wirkungsgrade auszeichnen. Dünnschichtmodule werden ebenfalls für Dachsysteme verwendet, vor allem dann, wenn Verschattungen den Energieertrag von Siliziummodulen zu sehr beeinflussen würden (vgl. Heinstein et al. 2013: 134 ff.). Aufdachanlagen hingegen sind nicht in das Dach integriert, sondern werden auf die geschlossene, fertig gestellte Dachoberfläche angebracht. Somit erfüllen sie ausschließlich eine Funktion als Energielieferant (vgl. Heinstein et al. 2013: 126).

Fassadensysteme ersetzen die Fassade eines Gebäudes und nehmen durch ihre Integration in die Gebäudehülle die Aufgaben dieser ein. Sie erfüllen beispielsweise die Funktionalität eines Witterungs- oder Schallschutzes (vgl. Kylili, Fokaides 2014: 92). Theoretisch können alle PV-Typen als Fassadenprodukte verwendet werden. Allerdings scheinen Dünnschichtmodule besser geeignet als kristalline Siliziumzellen. Dies liegt darin begründet, dass c-Si Ertragsverluste von bis zu 40% erleiden, wenn keine direkte Sonneneinstrahlung erfahren, während Dünnschichtmodule auch bei geringer direkter Sonneneinstrahlung gute Performance bieten (vgl. Heinstein et al. 2013: 138 ff.).

Es existieren auch noch weitere Integrationsarten, so können BIPV Module an die Brüstung von Balkonen angebracht werden, wo sie als Sichtschutz dienen, sie können als Überkopfverglasung als Witterungs- oder Sonnenschutz dienen oder sogar in Fenster eingebracht werden. Für die Funktion als Überkopfverglasung oder Fenster werden oft BIPV Module gewählt, die (semi-)transparent sind. Transparente Module bestehen häufig aus kristallinem oder amorphem Silizium aber auch organische Solarmodule können diesen Zweck erfüllen (vgl. Heinstein et al. 2013: 148 ff.; Tabacovic et al. 2017: 98)

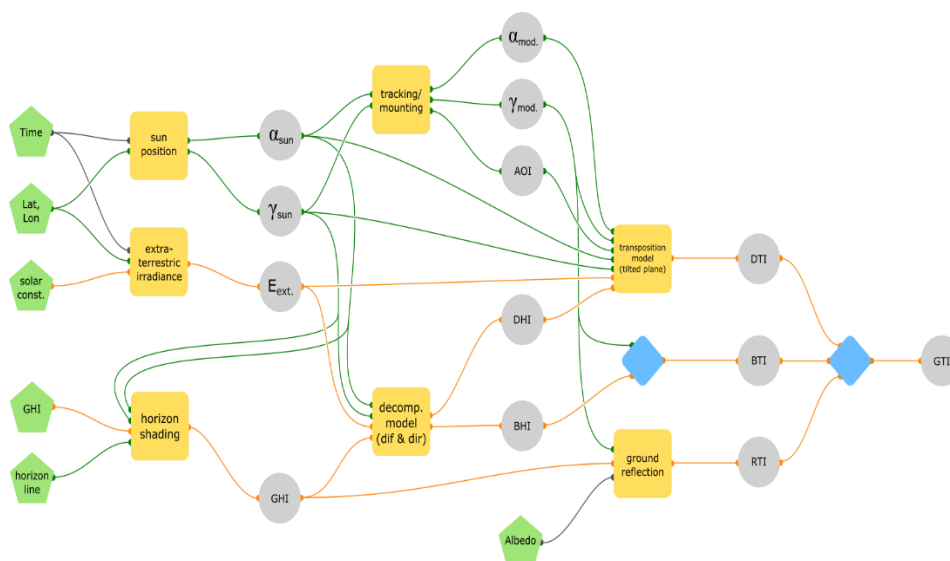
Fassadenarten sind Warm- und Kaltfassade. Während bei einer Warmfassade die Module Teil des Gebäudes sind und so klassische Baumaterialien ersetzen, werden bei der Kaltfassade die Module vor der bereits existierende Fassade angebracht (vgl. Henemann 2008:4).

### **4.3 Bestimmung der Energiebereitstellung**

Architektonische Entscheidungen und umweltbedingte Einflussfaktoren haben einen Einfluss auf den Ertrag einer PV-Anlage. Als umweltbedingte Einflussfaktoren nennen Eiffert und Kiss „den Zugang [der Module] zu Sonneneinstrahlung ebenso wie

durchschnittliche jahreszeitenabhängige Außentemperatur auf dem Gelände, lokale Wetterbedingungen, Beschattung von nahestehenden Strukturen oder Bäumen sowie die Ausrichtung des Geländes“ (Eiffert, Kiss 2000: 59). Deren Einfluss auf den Energieertrag einer PV-Anlage kann man anhand einer Simulationssoftware bestimmen. Die Simulationssoftware, die in dieser Arbeit genutzt wird, ist PV\*SOL. Im Folgenden soll erläutert werden, auf welchen Annahmen die Berechnungen basieren.

Der Energieertrag eines PV Systems hängt von verschiedenen Faktoren ab, welche in der Simulationssoftware ermittelt und in die Berechnung des Energieertrags miteinbezogen werden. In die Simulation der Ergebnisse bei PV\*SOL fließen vor allem die Einstrahlungswerte des Standortes und die individuellen Eigenschaften der jeweiligen PV Module ein, aber auch die Verschaltung der Module, der gewählte Wechselrichter und weitere Faktoren spielen eine Rolle (Valentin Software 2020).



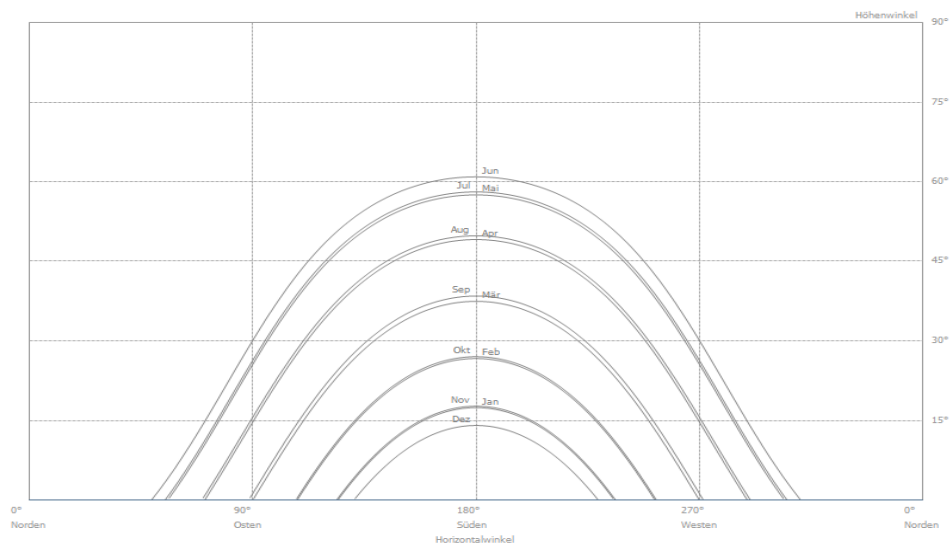
**Abbildung 8.** Eingangsgrößen und Rechenoperationen einer Simulation mit PV\*SOL (Valentin Software 2020)

In Abbildung 8 ist die Simulationskette von PV\*SOL zu sehen. Die grün eingefärbten Felder sind die Eingangsgrößen der Simulation. Zu diesen zählen die Zeit  $t$ , die Klimadaten, Standort und Ausrichtung der Anlage, Verschattung und Bodenreflexion. Die gelb eingefärbten Felder sind Modelle zur Berechnung der Einstrahlungswerte, welche aus den Eingangsgrößen ermitteln, wie viel Sonneneinstrahlung ein Modul tatsächlich erfährt. Die Einstrahlungswerte sind wiederum aus verschiedenen

Teilfaktoren zusammengesetzt: Den Klimadaten, der Sonnenposition, der extraterrestrischen Strahlung, der Nachführung bzw. dem Einfallswinkel des Moduls, der Diffusionsstrahlung, der Verschattung durch weit entfernte Objekte, der Globalstrahlung und der vom Boden zurückreflektierten Strahlung. Die grauen Felder sind Zwischengrößen und die blauen Felder stehen für Rechenoperationen (vgl. Abb. 8) (Valentin Software 2020). Die wichtigsten Faktoren sollen näher erläutert werden.

„Die Klimadaten, die die Umgebungstemperatur und die solare Einstrahlung meist in stündlicher Auflösung erhalten“ basieren bei PV\*SOL auf den Wetterdaten der schweizerischen Klima- und Wetterdatenfirma *Meteotest*. Besonders für Deutschland werden aber große Teile der Daten auch vom *Deutschen Wetterdienst* übernommen (Valentin Software 2020).

Die Sonnenposition wird aus dem Standorte der Anlage, sowie der jeweiligen Zeitzone für die verschiedenen Zeitpunkte  $t$  berechnet (Valentin Software 2020).



**Abbildung 9.** Sonneneinstrahlung in Berlin in Abhängigkeit des Höhen- und Azimutwinkels (Valentin Software 2020)

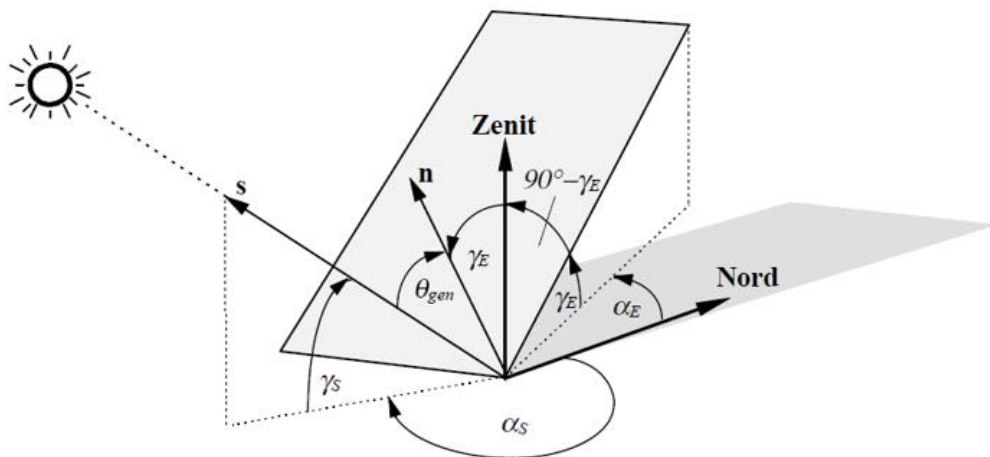
Die Position der Sonne wird durch den Elevations- bzw. Höhenwinkel und den Azimut- bzw. Horizontalwinkel beschrieben (vgl. Richter 2017: 63). Der Höhenwinkel gibt an, wie hoch die Sonne im Zenit – zwischen  $0^\circ$  und  $90^\circ$  - steht. Der Horizontalwinkel gibt an, in welcher Himmelsrichtung – zwischen  $0^\circ$  und  $360^\circ$  - sich die Sonne, relativ zur geographischen Nordausrichtung, befindet (vgl. Richter 2017: 62 ff., Quaschnig 1996: 95). Dies lässt sich an dem Sonnenbahndiagramm in Abb. 9

veranschaulichen, in dem die Sonnenposition mittels Höhen- und Horizontalwinkel für verschiedene Tage im Jahr in Berlin dargestellt ist. Es lässt sich erkennen, dass die Sonne im Juni bei ca. 60° Höhenwinkel ihre höchste und im Dezember bei ca. 15° ihre niedrigste Position erreicht.

Aus Sonnenposition und Neigungswinkel des Moduls kann außerdem der Einfallswinkel der Sonne ( $\theta$ ) für ein Modul berechnet werden, wobei ein höherer Einfallswinkel wegen steigender Reflexionsverluste niedrigere Energieerträge zur Folge hat.

$$\cos(\theta_{gem}) = -\cos(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma_E) \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_E + \pi) + \sin(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma_E) \quad (2)$$

Sowohl der Winkel der Sonnenposition als auch der Neigungswinkel des Moduls können in Ausrichtungs- ( $\gamma$ ) und Elevationswinkel ( $\alpha$ ) unterteilt werden. In Abb. 10 sind die einzelnen Winkel, die zur Berechnung des Einfallswinkels genutzt werden, dargestellt, wobei  $\gamma_E$  und  $\gamma_S$  von der Horizontalen aus gemessen werden und  $\alpha_E$  und  $\alpha_S$  in Relation zu 0° Norden (vgl. Quaschnig 1996: 98).



**Abbildung 10.** Skizze zur Berechnung des Einfallswinkels der Sonne auf ein Solarmodul (Quaschnig 1996:98)

Die Auswirkung der individuellen Eigenschaften der PV-Module auf den Energieertrag werden durch Ermittlung der Verschattung durch nahe Objekte, der Reflexion der Strahlung an der Moduloberfläche des jeweiligen Modultyps, der Modultemperatur, sowie der Strom-Spannungskennlinie gefunden (Valentin Software 2020). Auf Basis



der Sonneneinstrahlungsdaten, der individuellen Eigenschaften der PV-Module, (sowie den weiteren Faktoren) kann dann der Energieertrag des Systems ermittelt werden.

## **5. Analyse der praktischen Umsetzung**

Wie bereits erwähnt, interessieren wir uns in dieser Arbeit für die Energieversorgung einer gebäudeintegrierten DAC Konstruktion mit BIPV (anschließend an Dittmeyer et al. 2019). Diese ist in das Abluftsystem eines Gebäudes integriert, wobei der Ventilator sowohl für die DAC Anlage als auch für das Abluftsystem selbst genutzt wird. Da noch kein Prototyp einer solchen Konstruktion existiert, wird im Folgenden stattdessen exemplarisch eine an eine Abluftanlage angeschlossene Standard DAC-1 Einheit von *Climeworks* betrachtet. Allerdings funktioniert eine gebäudeintegrierte DAC Konstruktion anders als eine kommerzielle DAC Einheit - während der Ventilator bei der Standard DAC-1 Einheit nur während der Adsorption in Betrieb ist, läuft er bei einer gebäudeintegrierten Anlage durchgehend. Dieser Unterschied wirkt sich auf den Gesamtprozess und dessen Energieverbrauch aus. Prozess und Energieverbrauch der Konstruktion (DAC-1 Einheit mit durchgehend laufendem Ventilator) müssen also neu betrachtet und berechnet werden. Erst dann ist eine endgültige Bewertung des Potenzials von BIPV zum Betrieb einer solchen DAC Einheit möglich.

Um das (Energie-)potenzial von BIPV für eine gebäudeintegrierten DAC Einheit zu ermitteln, wird in Abschnitt 5.1 die Vorteile und Randbedingungen des Designs der Konstruktion diskutiert. In Abschnitt 5.4 und 5.5 wird berechnet, wie hoch der gesamte und der elektrische Energieverbrauch pro Tag einer DAC Einheit ist. Diese Rechnung basiert auf den Erkenntnissen der Abschnitte 5.2 und 5.3. Da eine gebäudeintegrierte DAC Anlage anders funktioniert als eine Standard DAC Anlage muss der Prozess neu optimiert werden. In Abschnitt 5.3 wird die DAC Anlage in Hinblick auf ihr adsorbiertes-CO<sub>2</sub>-pro-aufgewandte-Energie Verhältnis optimiert. Der Grund für die gewählte Optimierungsrichtung wird ebenfalls diskutiert. Die für diese Rechnung nötigen Werte wurden wiederum in Abschnitt 5.2 ermittelt. Dann wird in Kapitel 5.4 und 5.5 eingeschätzt, wie viel BIPV Modulfläche nötig ist, um diese Energie bereitzustellen, was weitere Evidenz für das Potenzial von BIPV für die Energieversorgung einer DAC Einheit bietet.

Die folgende Diskussion bezieht sich auf die kleinste DAC Einheit, zu deren

Energieverbrauch Werte veröffentlicht sind (DAC-1). Hieraus kann der Energieverbrauch für mehrere DAC Einheiten einfach linear kalkuliert werden.

### 5.1 Design der Anlage

In diesem Kapitel wird das Design einer an eine Abluftanlage angeschlossenen DAC Einheit diskutiert. Zuerst werden die Vorteile einer solchen Konstruktion betrachtet. So hat Gebäudeabluft einen höheren  $CO_2$  Gehalt als atmosphärische Luft (ca. 1000 ppm vs. 400 ppm) (vgl. Viehbahn et al. 2019: 2). Durch die höhere Konzentration verläuft der Absorptionsprozess effizienter. So weisen Xu und Song darauf hin, dass der Adsorbens *MCM-41* durch höhere  $CO_2$ -Konzentration in der Luft eine höhere Absorptionskapazität an den Tag legt<sup>3</sup> (vgl. Xu et al. 2002: 1463). Zudem kann der Ventilator in so einem Design gleichzeitig für die Abluftanlage und die DAC-Anlage genutzt werden. Das wiederum spart sowohl Energie als auch Investitionen und Unterhalt.

Allerdings ist es wichtig, dass die Anforderungen und Eigenschaften des Lüftungsanlagen-Ventilators und DAC-Anlagen Ventilators bei der Konstruktion zusammenpassen. Die dabei relevanten Kenngrößen sind Strömungsgeschwindigkeit, geförderter Volumenstrom, sowie Überdruck (vgl. Tucholke 2020: 3). Für eine DAC-Anlage ist anzunehmen, dass eine ideale Strömungsgeschwindigkeit existiert, bei welcher sich die in die Anlage einströmende Luft minimal chaotisch verhält und der Luftstrom optimal auf die Adsorptionsgeschwindigkeit der Amine angepasst ist. Deswegen sollte in der Konstruktion ein Ventilator mit einer Strömungsgeschwindigkeit gewählt werden, die der optimalen Strömungsgeschwindigkeit der DAC Anlage entspricht. Alternativ lässt sich die lokale Strömungsgeschwindigkeit auch über eine Anpassung des Querschnitts der Lüftungsrohre steuern. So würde ein vergrößerter Querschnitt zu einer niedrigeren Strömungsgeschwindigkeit führen und umgekehrt ein niedrigerer Querschnitt zu einer höheren Strömungsgeschwindigkeit. Der Ventilator einer Abluftanlage hat den Zweck, Abluft zu transportieren. Der Überdruck einer Lüftungsanlage ist der Druck, den ein Ventilator aufbringen muss, um den Strömungswiderstand (der Widerstand, den die Anlage der Bewegung des Volumenstroms entgegensetzt) einer Anlage zu

---

<sup>3</sup> Diese Ergebnisse sind für unsere Zwecke begrenzt übertragbar, da es sich bei dem von Xu und Song verwendeten Material (MCM-41) nicht um ein Amin handelt.

kompensieren (vgl. Tucholke 2010:3). Ist dies der Fall und die beiden Größen entsprechen einander, befinden wir uns im Arbeits-/Betriebspunkt der Konstruktion, dem Schnittpunkt der Ventilator- und Anlagenkennlinie (s. Abb. 11). Beide Kennlinien „stell[en] die gegenseitige Abhängigkeit von Volumenstrom und [Überdruck] dar“ und sind vom jeweiligen Ventilator bzw. von der jeweiligen Anlage abhängig (vgl. Tucholke 2010: 10 ff.). Der geförderte Volumenstrom (und somit der Überdruck) ist in Bezug auf die verfügbare Menge an Luft relevant, da auf der einen Seite nicht mehr Abluft gefördert werden darf, als vom Gebäudevolumen her verfügbar ist. Auf der anderen Seite darf auch nicht weniger Abluft gefördert werden, als für eine DAC Einheit notwendig ist. Die Werte des Druckverlustes des Ventilators müssen also zu denen der DAC Einheit passen, während die Werte des Volumenstroms sich in einem bestimmten Bereich befinden müssen.

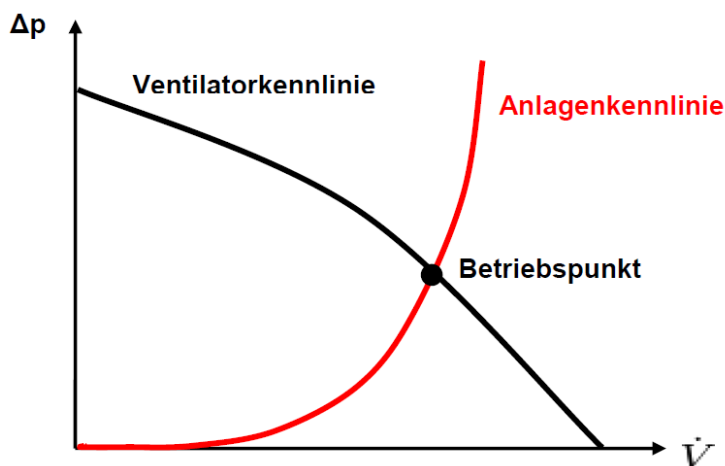


Abbildung 11. Arbeitspunkt als Schnittpunkt der jeweiligen Ventilator- und Anlagenkennlinie (Tucholke 2010)

## 5.2 Werte für $E_v$ und $E_{des}$

Im Folgenden werden die Werte zur Abschätzung des Energieverbrauchs einer gebäudeintegrierten DAC Einheit berechnet. Diese Werte werden exemplarisch für eine an einen Ventilator angeschlossene DAC Einheit berechnet. Als Wert für die Ventilatorenergie ( $E_v$ ) wird der Wert der Ventilatorenergie einer DAC Anlage übernommen. Das ist sinnvoll, da Strömungsgeschwindigkeit und Volumenstrom des genutzten Ventilators auf die DAC Anlage angepasst sein müssen, sodass ein ähnlicher Energieverbrauch naheliegt. Da weder erforderliche Strömungsgeschwindigkeit noch Volumenstrom einer DAC Einheit bekannt sind, ist der Wert  $E_v$  der *best guess*, der für die Ventilatorenergie möglich ist. Trotzdem muss der Ventilator einer

gebäudeintegrierten DAC Anlage auch zur Abluftanlage passen. Deswegen würde für eine reale Konstruktion kein DAC Ventilator, sondern ein anderer Ventilortyp mit einem anderen Energieverbrauch genutzt werden.

Es muss außerdem beachtet werden, dass der Energieverbrauch einer, an einen Ventilator angeschlossenen, DAC Einheit sich von dem Energieverbrauch einer herkömmlichen DAC Einheit unterscheidet. Um für die gebäudeintegrierte DAC Anlage möglichst realistische Werte zu erhalten, muss der Energieverbrauch einer DAC Einheit, unter der Annahme eines durchgehend betriebenen Ventilators, neu ermittelt werden.

Dafür werden Zahlenwerte für  $E_{v,h}$ , der elektrischen Energie, die der Ventilator, die Vakuumpumpe etc. pro Zeiteinheit verbrauchen, und  $E_{des,Zy}$ , der thermischen Energie für den Desorptionsschritt benötigt. Allerdings sind diese Informationen in der Literatur zur DAC Technologie von *Climeworks* nicht vorhanden, weshalb diese Werte im Folgenden anhand der vorhandenen Informationen unter einigen Annahmen berechnet werden.

Die veröffentlichten Zahlen zum Energieverbrauch des DAC-Prozesses bei *Clime-works* sind

- (i) *Energieverbrauch pro Tonne gefiltertes CO<sub>2</sub>, welcher  $E_{el} = 500 \text{ kWh/t}_{CO_2}$  für elektrische Energie und  $E_{des} = 1500 \text{ kWh/t}_{CO_2}$  für thermische Energie betragen (vgl. Viehbahn et al. 2019: 14).*
- (ii) *Menge an Energie für Ventilator und Kontrollsysteme, welche  $E_v = 200 - 300 \text{ kWh/t}_{CO_2}$  beträgt.*
- (iii) *Menge an adsorbiertem CO<sub>2</sub> pro Tag pro DAC Einheit  $A_{CO_2,d} = 0,14 \text{ t}_{CO_2}/d$  (vgl. Viehbahn et al. 2019: 5)*
- (iv) *die Dauer des Zyklus ( $t_{zy}$ ), wobei Wurzbacher et al. 2011 (Climeworksgründer)  $t_{zy} = 5 \text{ h}$  nennen.*

Für die Rechnung müssen einige Annahmen getroffen werden:

- (i) *Die DAC Anlage ist 24 Stunden am Tag durchgehend in Betrieb. Da die Dauer eines Zyklus 5 Stunden beträgt, soll mit einem Wert von  $N_{zy,d} = 5$  Zyklen á  $t_{zy} = 5 \text{ h}$  gerechnet werden (Wurzbacher et al. 2013: 10063; Viehbahn et al. 2019: 3).*
- (ii) *Die Dauer des Desorptionsschrittes beträgt – wie bei Climeworks üblich –  $t_{des} = 0,5 \text{ h}$ . Bei einer Gesamtzyklusdauer von  $t_{zy} = 5 \text{ h}$  beträgt die Dauer des Adsorptionsschrittes also  $t_{abs} = 4,5 \text{ h}$ .*

- (iii) *Der Energieverbrauch des Ventilators beträgt etwa die Hälfte der elektrischen Energie, der Rest entfällt auf Vakuumpumpe, Kontrollsysteme etc. (Fasihi et al. Nennen einen Wert von 200- 300 kWh/tCO<sub>2</sub> für Ventilator und Kontrollsysteme)*

Aus diesen Werten und Annahmen kann nun die Energiemenge, die der Ventilator pro Stunde und ein Desorptionsschritt pro Zyklus benötigt, berechnet werden. Hierfür wird zuerst die Menge an gefiltertem CO<sub>2</sub> pro Zyklus ( $A_{CO_2,Zy}$ ) als Menge an gefiltertem CO<sub>2</sub> pro Tag ( $A_{CO_2,d}$ ) geteilt durch die Anzahl an Zyklen pro Tag ( $N_{Zy,d}$ ) berechnet:

$$A_{CO_2,Zy} = A_{CO_2,d}/N_{Zy,d} = \frac{0,14t_{CO_2}/d}{5 Zy/d} = 0,028 t_{CO_2}/Zy. \quad (3)$$

Als nächstes können der Energieverbrauch der Desorption ( $E_{des,Zy}$ ) und der elektrische Energieverbrauch ( $E_{el,Zy}$ ) einer DAC Einheit pro Zyklus berechnet werden.

$$E_{des,Zy} = A_{CO_2,Zy} * E_{des,t} \quad (4)$$

$$E_{el,Zy} = A_{CO_2,Zy} * E_{el,t} \quad (5)$$

Hierbei ist ( $A_{CO_2,Zy}$ ) die Menge an gefiltertem CO<sub>2</sub> pro Zyklus, ( $E_{des,t}$ ) der Energieverbrauch der Desorption und ( $E_{v,t}$ ) der Energieverbrauch für Ventilator und Vakuumpumpe etc. pro Tonne gefiltertes CO<sub>2</sub> (s. Tabelle 1, Rechnung s. Anhang 3).

#### Ergebnisse der Berechnungen für $E_{el,Zy}$ , $E_{des,Zy}$ und $E_{v,h}$

$E_{el,Zy}$ [kWh/Zy]	$E_{des,Zy}$ [kWh/Zy]	$E_{v,h}$ [kWh]	$E_{el(rest),Zy}$ [kWh]
14	42	1,6	7

**Tabelle 1.** Werte für die elektrische und thermische Energie pro Zyklus und Ventilatorenergie pro Stunde

Aus dem Ergebnissen für  $E_{el,Zy} = 14$  kWh/Zy und Annahme (iii) und folgt, dass der Energieverbrauch des Ventilators pro Zyklus  $E_{v,Zy} = 7$  kWh beträgt (Rechnung s. Anhang 3.2). Daraus kann der Energieverbrauch für den Ventilator pro Stunde ( $E_{v,h}$ ) errechnet werden, indem durch die Dauer eines Adsorptionsschrittes ( $t_{abs}$ ) geteilt wird (Rechnung, s. Anhang 3.3):

$$E_{v,h} = \frac{E_{v,Zyk}}{t_{abs}} \quad (6)$$

Zudem muss noch der Wert  $E_{el(rest),Zy}$  eingeführt werden, welcher die Menge an elektrischer Energie pro Zyklus angibt, welche nicht für den Ventilator anfällt. Dieser beträgt ebenfalls die Hälfte von  $E_{el,Zy}$ , also  $E_{el(rest),Zy} = 7$  kWh.

### **5.3 Ermitteln der idealen Adsorptionsdauer für die Konstruktion**

Aufbauend auf den ermittelten Werten kann der DAC Prozess in diesem Kapitel an das Design einer gebäudeintegrierten DAC Einheit angepasst werden. Das ist nötig, da, wie in Abschnitt 5.1 bereits erläutert, sich der Prozess einer gebäudeintegrierten und einer herkömmlichen DAC Konstruktion unterscheiden. Um also für die gebäudeintegrierte DAC Anlage möglichst realistische Werte zu erhalten, müssen Prozess und Energieverbrauch der Anlage, unter der Annahme eines durchgehend betriebenen Ventilators, neu ermittelt werden.

#### **5.3.1 Metrik der Bewertung**

Dies ist ein Optimierungsproblem. Die möglichen Optimierungsrichtungen sind (a) Minimierung der Kosten oder (b) Maximierung der gefilterten  $CO_2$  Menge. An dieser Stelle sollen Kosten als Faktor ausgeschlossen werden, da diese Arbeit keine Kostenrechnung, sondern eine technische Potenzialanalyse ist. Der Prozess wird also in Richtung maximaler  $CO_2$  Gewinnung optimiert.

In jedem Optimierungsproblem müssen auch die begrenzenden Faktoren (hier: für die Maximierung des  $CO_2$ -Ertrags) betrachtet werden. Diese sind (a) die verfügbare Gebäudefläche zur Bebauung mit BIPV-Modulen und somit die verfügbare Energie zum Betrieb der DAC-Anlage (b) die verfügbare Menge an Abluft, (c) die verfügbare Dachfläche als Bebauungsfläche für DAC-Anlagen und (d) die Tragfähigkeit des Dachs.

Die letzten drei Faktoren sind gebäudeabhängige Konstanten. Daher stellen sie leicht kalkulierbare Begrenzungen oder Ausschlusskriterien für den möglichen  $CO_2$ -Gewinn dar. Sobald die Dachfläche belegt, die Tragfähigkeit des Daches erreicht oder die Menge an benötigter Luft der DAC-Anlage die umgewälzte Luft des Abluftsystems überschreitet, kann dem Design keine weitere DAC-Anlage hinzugefügt werden. Sollte eine DAC-Einheit eine der Begrenzungen überschreiten, ist eine Installation

ohnehin nicht sinnvoll. Eine bereits bekannte Größe ist die benötigte Fläche einer DAC-Einheit – sie beträgt  $5\text{m}^2$  (vgl. Viehbach et al. 2019: 18).

Da DAC einen hohen Energieverbrauch hat ( $E_{ges} = 2000 \text{ kWh}$ ,  $E_{el} = 500 \text{ kWh}$ , vgl. Viehbach et al. 2019: 14), stellt Faktor (a) den relevantesten limitierenden Faktor der Konstruktion dar, weshalb auch die Niedrighaltung des Energieverbrauchs der DAC-Anlage als Teil des Optimierungsproblems betrachtet wird. Ein großer Teil dieser Energiemenge wird vom Desorptionsschritt verursacht ( $E_{des} = 1500 \text{ kWh}$ , vgl. Viehbach et al. 2019: 14), wobei die Häufigkeit des Desorptionsschrittes von der Dauer des Adsorptionsschrittes abhängt. Somit ist die Dauer des Adsorptionsschrittes maßgeblich für den Energieverbrauch der Anlage. Auch die Menge an gefiltertem  $\text{CO}_2$  ist von der Adsorptionsdauer abhängig. Es gilt also, die optimale Adsorptionsdauer bzw. die optimale Zyklusdauer des DAC Prozesses unter den neuen Konditionen zu finden.

### 5.3.2 Berechnung

Um herauszufinden, bei welcher Adsorptionsdauer gleichzeitig ein hoher  $\text{CO}_2$  Ertrag und ein niedriger Energieverbrauch erreicht werden können, wird der Energieverbrauch, sowie die adsorbierte  $\text{CO}_2$  Menge in Abhängigkeit der Adsorptionsdauer betrachtet und aus diesen beiden Werten das  $\text{CO}_2$ -Energie-Verhältnis in Abhängigkeit der Adsorptionsdauer berechnet.

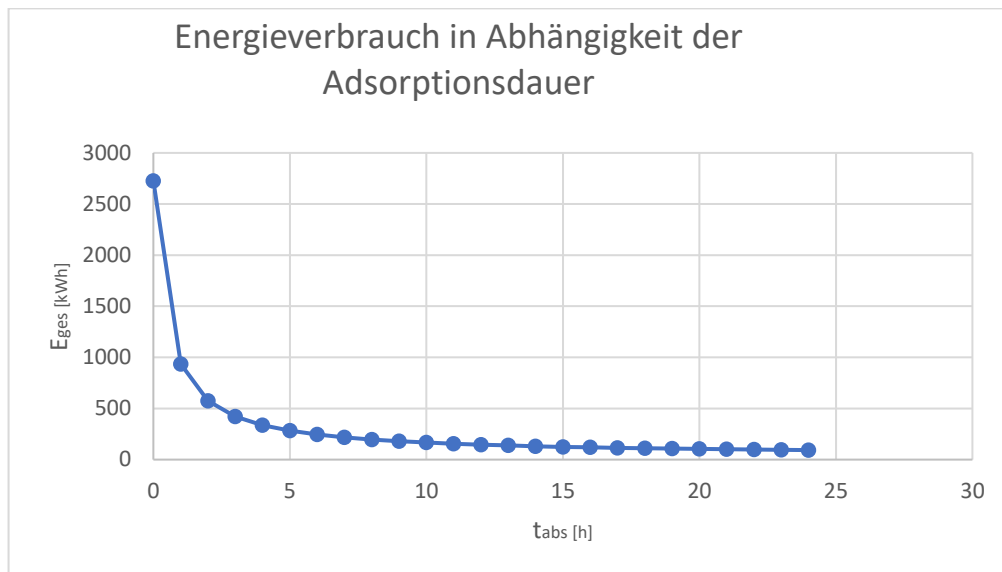
Zuerst wird der Energieverbrauch in Abhängigkeit der Adsorptionsdauer berechnet. Da der Ventilator einer Abluftanlage durchgängig in Betrieb ist, besitzt er einen zeitlich konstanten Energieverbrauch. Auch der Betrag der benötigten Energiemenge für den Desorptionsschritt ist immer gleich. Die Menge an Energie für den Vorgang hängt also ausschließlich davon ab, wie häufig der Desorptionsschritt durchgeführt wird. Das wiederum hängt davon ab, wie lange der Zyklus bzw. der Adsorptionsschritt dauert.

Der Energieverbrauch ( $E_{ges}$ ) einer DAC-Einheit in 24 Stunden beträgt

$$E_{ges} = 24h * E_{v,h} + (E_{des,Zy} + E_{el(rest),Zy}) * \frac{24 h}{(0.5h+t_{abs})} \quad (7)$$

wobei  $t_{abs}$  die Dauer des Adsorptionsvorganges ist <sup>4</sup>.  $N = \frac{24 h}{(0.5h+t_{abs})}$  ist die Zahl der Zyklen pro Tag.

Aus Formel (7) und den ermittelten Werten für  $E_{v,h}$ ,  $E_{el(rest),Zy}$  und  $E_{des,Zy}$  (vgl. Tabelle 1) kann der Zusammenhang zwischen Energieverbrauch pro Tag und Dauer des Adsorptionsschrittes ermittelt werden (Abb. 12).



**Abbildung 12.** Gesamtenergieverbrauch einer DAC-Einheit pro Tag in Abhängigkeit der Adsorptionsdauer

Es lässt sich erkennen, dass ein näherungsweise exponentieller, negativer Zusammenhang zwischen dem Gesamtenergieverbrauch einer DAC-Einheit pro Tag und der Dauer des Adsorptionsschrittes herrscht. Dieser lässt sich durch die Dominanz des zweiten Terms in Formel (7) erklären - je kürzer die Adsorptionsdauer ist, desto häufiger wird der Desorptionsschritt durchgeführt, desto mehr Energie wird im Schnitt pro Tag von der Anlage verbraucht.

Als nächstes wird die Menge an adsorbiertem  $CO_2$  berechnet. Diese ist ebenfalls nur von der Dauer des Adsorptionsschrittes abhängig. Gebald, Wurzbacher, Tingaut, Zimmermann und Steinfeld veröffentlichen 2011 einen Graphen, der den Zusammenhang zwischen adsorbierter  $CO_2$  Menge pro Gramm Amin in Abhängigkeit

<sup>4</sup> Da sich elektrische Energie fast verlustfrei in Wärme umwandeln lässt, ist es möglich, die thermische Energie des Desorptionsschrittes in derselben Formel zu verwenden wie die Energie, die vom Ventilator benötigt wird.



der Adsorptionsdauer beschreibt (vgl. Abb. 3). Die Angaben im Graphen sind nicht in absoluten Werten gültig, da die Menge an adsorbiertem  $CO_2$  pro Gramm Amin angegeben wurde und die totale Menge an Aminen pro DAC-Einheit nicht bekannt ist (vgl. Gebald et al. 2011: 9101). Da das Ziel dieser Analyse ist, ein relatives Verhältnis der Größen Energie und  $CO_2$  Adsorption herzustellen, stellt dies kein Problem für das weitere Vorgehen dar.

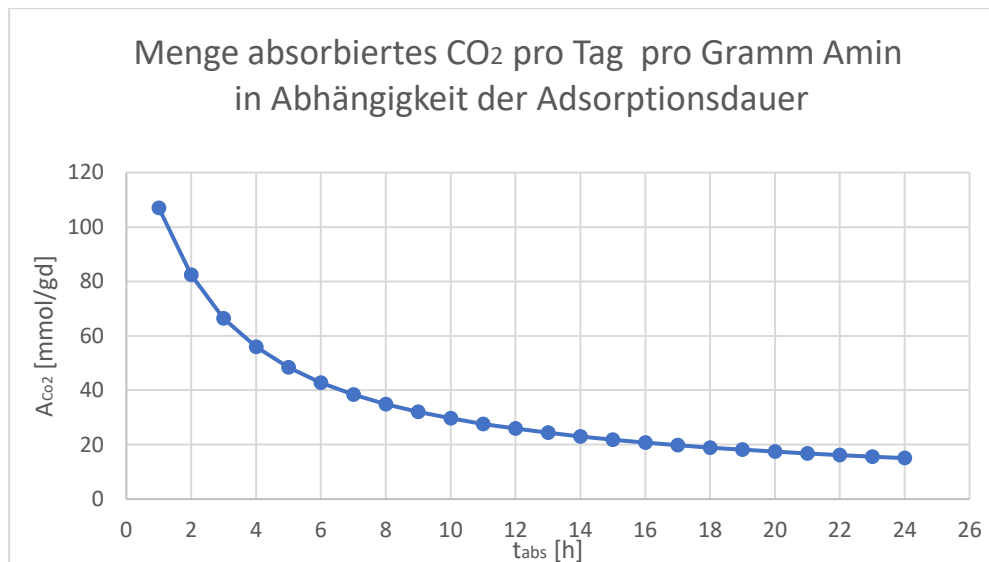
Es wird der mathematische Zusammenhang der beiden Größen benötigt. Da dieser in der Veröffentlichung nicht erwähnt wird, wurde er analytisch ermittelt (s. Anhang 1.2). Es stellt sich heraus, dass die Menge an adsorbiertem  $CO_2$  ( $A_{CO_2}$ ) folgender Formel entspricht:

$$A_{CO_2} = 2,73 * \ln(t_{abs}) + 6,69 \quad (8)$$

Darauf basierend lässt sich die Gesamtmenge an adsorbierten  $CO_2$  pro Gramm Amin pro Tag ( $A_{CO_2,d}$ ) in Abhängigkeit der Adsorptionsdauer ermitteln (vgl. Abb. 13). Diese ergibt sich aus der Formel

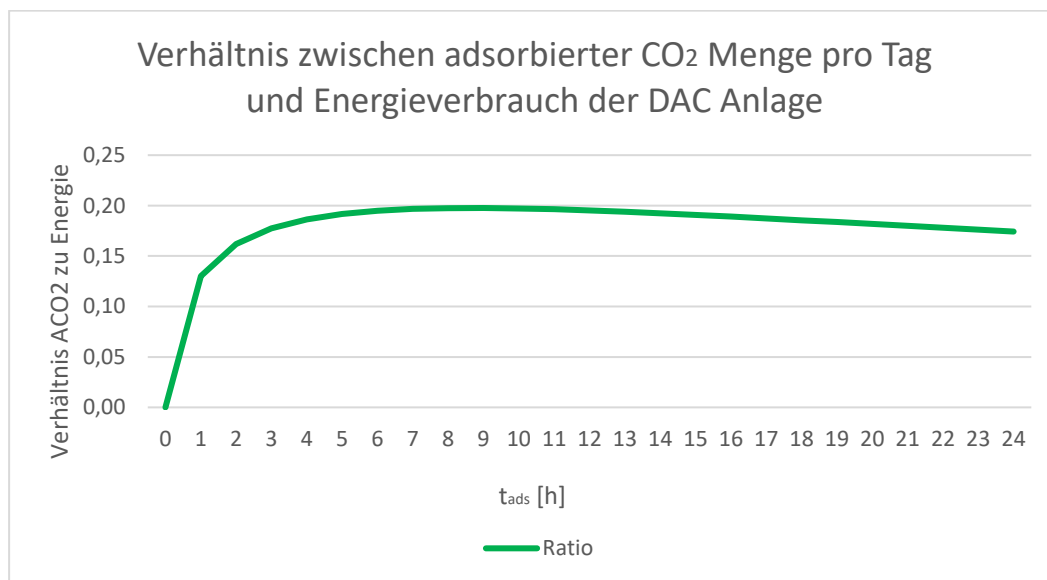
$$A_{CO_2,d} = N * A_{CO_2} = \frac{24 h}{(0.5h+t_{abs})} * (2,73 * \ln(t_{abs}) + 6,69) \quad (9)$$

Der Zusammenhang zwischen Adsorptionsdauer und Menge an adsorbiertem  $CO_2$  ist in diesem Graphen, anders als in Abbildung 3, negativ. Das ist der Fall, da die beiden Graphen unterschiedliche Dinge bezeichnen. Während Abbildung 3 den Zusammenhang zwischen Adsorptionsdauer und adsorbierter  $CO_2$  Menge beschreibt, ist in Abbildung 13 der Zusammenhang zwischen Adsorptionsdauer und adsorbierter  $CO_2$  Menge *eines DAC-Prozesses in 24 Stunden* zu sehen. Je kürzer der Adsorptionsschritt ist, desto häufiger wird der Zyklus wiederholt. Wegen der Sättigung der Adsorptionskurve (Abb.3) wird also mit jeder weiteren Stunde Adsorptionsdauer weniger  $CO_2$  adsorbiert als in der vorherigen Stunde. Das bedeutet, dass insgesamt mehr  $CO_2$  adsorbiert wird, je häufiger der Zyklus wiederholt wird, also, je kürzer der Adsorptionsschritt ist (vgl. Abb. 13).



**Abbildung 13.** Menge an adsorbiertem  $CO_2$  pro Tag in Abhängigkeit der Adsorptionsdauer

Aus den ermittelten Werten und Graphen für den Energieverbrauch und die adsorbierte  $CO_2$  Menge in 24 Stunden lässt sich das Verhältnis der beiden Größen in Abhängigkeit der Adsorptionsdauer berechnen. Das Verhältnis gibt an, bei welcher Adsorptionsdauer am meisten  $CO_2$  pro Energieverbrauch gebunden wird (vgl. Abb. 14).



**Abbildung 14.** Verhältnis  $CO_2$  zu Energie in Abhängigkeit von  $t_{ads}$

Es lässt sich erkennen, dass der Graph in den ersten zwei bis drei Stunden ansteigt. Das Maximum des Graphen und somit die ideale Adsorptionsdauer einer gebäudeintegrierten DAC Anlage liegt unter den genannten Annahmen bei 9-12 Stunden und die durchschnittliche optimale Adsorptionsdauer somit bei  $t_{ads} = 10 \text{ h}$

(s. Abb. 14, Werte: Tabelle Anhang).

#### 5.4 Gesamtenergie einer Einheit

Basierend auf den ermittelten Werten für die ideale Adsorptionszeit, sowie den Werten für  $E_{v,h}$ ,  $E_{el(rest),Zy}$  und  $E_{des,Zy}$  (vgl. Taelle. 1) kann in diesem Kapitel der Gesamtenergieverbrauch einer, an ein Abluftsystem angeschlossene, DAC Einheit ermittelt werden. Hierbei muss betont werden, dass diese Werte für eine gebäudeintegrierte DAC Anlage nur als Richtwerte dienen können, da die Berechnungen auf diversen Annahmen beruhen, allen voran der Energieverbrauch des Ventilators.

Setzt man die ideale Adsorptionszeit in die Formel zur Berechnung der Energie (Formel 7) ein, erhält man den Energieverbrauch der DAC Anlage pro Tag (Werte und Berechnung - s. Anhang 3.4). Für eine Zyklusdauer von  $t_{ads} = 10h$ , was der durchschnittlichen neu ermittelten optimalen Zyklusdauer entspricht, liegt der Energieverbrauch einer Einheit pro Tag bei  $E_{ges,d} = 150 kWh$  und dementsprechend für einen Monat (Annahme: 31 Tage) bei  $E_{ges,m} = 4700 kWh$  (Rechnung, s. Anhang 3.4). Die Größenordnung dieser Zahlen lässt bereits vermuten, dass diese Menge an Energie nicht ohne weiteres von BIPV bereitgestellt werden kann.

**Benötigte Fläche verschiedener Modultypen**

Zelltyp	Berlin, Dez. [m <sup>2</sup> ]
Si-p	1700
Si-m	1600
Si-a	5300
CIGS	3200
CdTe	3200

**Tabelle 3.** Benötigte Fläche verschiedener PV Modultypen, um den gesamten Energieverbrauch einer DAC Einheit zu decken

Diese Vermutung bestätigt sich bei Betrachtung der Werte der für verschiedene Modultypen benötigten Fläche um den Energieverbrauch einer DAC Einheit zu decken. Die Werte in der Tabelle reichen, je nach Modultyp, von 1600 – 5300 m<sup>2</sup>, was Gebäudeflächen von fast 16x100m bis hin zu 53x100m brauchen würde. Es lässt sich erkennen, dass derartige Werte in den meisten Fällen unrealistisch sind. Daraus lässt

sich folgern, dass BIPV nicht das Potenzial zur Energiebereitstellung des kompletten DAC Prozesses hat.

## **5.5 Elektrische Energie einer Einheit**

Allerdings ist es auch möglich BIPV ausschließlich für die Bereitstellung der elektrischen Energie der DAC Einheit zu nutzen. Da die benötigte thermische Energiemenge wesentlich höher ist, als die Menge an benötigter elektrischer Energie, ist es realistisch, dass BIPV das Potenzial hat, diesen Teil des Energieverbrauchs bereitzustellen.

### **5.5.1 Design**

Die Bereitstellung der elektrischen Energie für Ventilator, Vakuumpumpe etc. kann über eine (BI)PV Anlage erfolgen. Die Bereitstellung der thermischen Energie, also der Energie für den Desorptionsschritt, könnte dann durch eine andere Technologie erfolgen. Lösungen dafür wurden bereits viel in der Literatur diskutiert. So schlagen Fasihi et al., Viehbahn et al. als auch Dittmeyer et al. Abwärme als Energiequelle für den Desorptionsschritt vor<sup>5</sup> (vgl. Fasihi et al. 2019: 962, Viehbahn et al. 2019: 18, Dittmeyer et al. 2019: 2).

Allerdings muss beachtet werden, dass die (Ab-)Wärme des Gebäudes hoch genug ist, um den Desorptionsschritt vollständig betreiben zu können. Eine Nutzung von Industrieabwärme, wie es in der Literatur viel diskutiert wird, scheint daher eine sinnvolle Lösung. In der Literatur werden auch weitere mögliche Wärmequellen, wie Solarthermie oder Wärmepumpen genannt. Auf die Frage, welche Arten von Abwärme-Anlagen die benötigte Menge an thermischer Energie unter welchen Umständen bereitstellen können, soll an dieser Stelle nicht näher eingegangen werden.

### **5.5.2 Energieverbrauch**

Ob BIPV das Potenzial hat, die Menge an Energie für diese Konstruktion zur Verfügung zu stellen, wird im Folgenden betrachtet. Da der Ventilator in der Konstruktion durchgängig in Betrieb ist, kann als Größe für die benötigte Ventilatorenergie der in Abschnitt 5.3 ermittelte Wert  $E_{v,h}$  verwendet werden. Dieser

---

<sup>5</sup> Sie nennen auch weitere mögliche Wärmequellen, wie Solarthermie oder Wärmepumpen – doch bei diesen ist es schwieriger auf Temperaturen von 100°C zu kommen.

Wert beträgt  $E_{v,h.} = 1,6$  kWh. Für die restliche elektrische Energiemenge pro Zyklus kann der Wert  $E_{el(rest),Zy} = 7$  kWh verwendet werden. Werden diese Werte in Formel 7 eingesetzt, kommt man auf einen elektrischen Energieverbrauch pro Tag von  $E_{el,d.} = 50$  kWh und einen Energieverbrauch pro Monat von  $E_{v,m.} = 1600$  kWh (Rechnung, s. Anhang 3.5). Auch hier soll erwähnt sein, dass diese ermittelten Energiewerte für eine gebäudeintegrierte DAC Anlage aufgrund der diversen Annahmen nur als Richtwerte dienen können.

### 5.5.3 Energiebereitstellung durch BIPV

Es muss die Frage beantwortet werden, ob BIPV die entsprechende Menge an elektrischer Energie zum Betrieb einer (oder mehrerer) DAC Einheiten liefern kann und wenn ja, welche Modulfläche dafür benötigt wird. Hierfür wurde eine Simulation mit PV\*SOL durchgeführt. Für die Simulation wurden einige Parameter zum Zweck der Vergleichbarkeit der Daten festgelegt:

- i. *Der Standort der Anlage ist Berlin, da das HZB einer der Standorte der Projektpartner des Projekts Netto-Null ist.*
- ii. *Als Dachform ist ein Flachdach gewählt worden.*
- iii. *Da die Wirkungsgrade aller betrachteten Module variieren, wurde für die Simulation ein jeweils durchschnittlicher Wirkungsgrad verwendet.*
- iv. *In allen Simulationen ist exemplarisch die Südseite des Gebäudes mit BIPV bebaut werden.*
- v. *Es ist ein Speicher vorhanden, der die Schwankungen der Energieversorgung einiger Tage, sowie verschiedener Tages- und Nachtzeiten glätten kann, sodass weder temporäre Wetterschwankungen noch ein Mangel an Sonneneinstrahlung in der Nacht einen Einfluss auf den Energieertrag haben.*

In der folgenden Tabelle ist angegeben, wie viel Quadratmeter des jeweiligen Modultyps es unter den erläuterten Annahmen benötigt, um  $E_{v,m.} = 1600$  kWh Energie zu erzeugen und so den elektrischen Energieverbrauch einer DAC Einheit für einen Monat durchgehend stellen zu können. Es ist zu erwarten, dass unter den gegebenen Bedingungen ein linearer Zusammenhang zwischen Modulfläche und Energieertrag besteht. Durch mehrere Simulationen für dasselbe Modul mit konstanten Randbedingungen und variierender Modulfläche konnte diese Annahme bestätigt werden (s. Anhang 4).

Soll die DAC Einheit das ganze Jahr betrieben werden, muss die BIPV Anlage auch im Monat mit den wenigsten Sonnenstunden in der Lage sein, die geforderte Menge an Energie bereitzustellen. Dieser Monat ist der Dezember. Ab wie viel Quadratmeter Fläche eines bestimmten Modultyps dies möglich ist, zeigt der Wert ‚Berlin, Dez.‘ (vgl. Tab. 3, Rechnung s. Anhang 4.3). Die untersuchten Solarzellentypen sind poly- und monokristalline Siliziumzellen, CdTe-, CIGS und amorphe Siliziumzellen.

### Benötigte Fläche verschiedener Modultypen

Zelltyp	Berlin, Dez. [m <sup>2</sup> ]
Si-p	600
Si-m	540
Si-a	1800
CIGS	1100
CdTe	1100

**Tabelle 3.** Benötigte Fläche verschiedener PV Modultypen, um den elektrischen Energieverbrauch einer DAC Einheit zu decken

Die Werte für die benötigte Fläche schwanken stark, je nachdem, welcher Modultyp betrachtet wird. Si-m Zellen, welche die höchsten Wirkungsgrade der betrachteten Modultypen aufweisen benötigen  $A_{Si-m} = 540\text{m}^2$  Fläche, um eine DAC Einheit im ganzen Jahr mit elektrischer Energie versorgen zu können. Auch Si-p Zellen benötigen mit  $A_{Si-p} = 600\text{m}^2$  eine ähnliche Fläche. Zur Veranschaulichung: Hierfür wären jeweils Gebäudeflächen von 20x27m und 20x30m notwendig. Während derartige Flächen nicht der Fassadefläche einzelner Wohnhäuser entsprechen, ist eine solche Fassadefläche bei Industriegebäuden nicht unrealistisch.

Ähnliches gilt für Dünnschichtmodule CIGS und CdTe benötigen, je nach Berechnungsart, Flächen von  $A_{CIS/cdTe} = 1100\text{m}^2$ , um eine DAC-Einheit mit Energie zu versorgen. Das entspricht einer Fläche von 20x55m. Auch derartige Flächen könnten durch große Industriegebäude bereitstellbar sein.

Si-a Zellen auf der anderen Seite benötigen Flächen von  $A_{Si-a} = 1800\text{ m}^2$  was einer Gebäudefläche von 20x90m entspricht. Bei einer solchen Konstruktion müsste man, selbst bei den meisten Industriebauten zur Energieversorgung mit BIPV zur Bebauung auf die umgebenden Gebäude ausweichen.

Aus diesen Ergebnissen lässt sich folgern, dass BIPV das Potenzial hat, den elektrischen Teil der von einer DAC Einheit benötigten Energie zu stellen. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass der thermische Anteil der Energie aus einer anderen Quelle bereitgestellt wird und dass das besagte Gebäude vergleichsweise groß bzw. der mit BIPV bebaubare Teil des besagten Gebäudes vergleichsweise großflächig ist. Industriegebäude scheinen diese Kriterien am besten zu erfüllen, da einige Industriegebäude Abwärme mit Temperaturen von 100°C und mehr produzieren und großflächig sind.

## **6. Diskussion**

Das Potenzial von BIPV zur energetischen Versorgung einer gebäudeintegrierten DAC Anlage wurde untersucht, indem die Technologie zuerst in Hinblick auf Unabhängigkeit vom Netzanschluss und Flexibilität bezüglich der räumlich-geographischen Lage mit anderen erneuerbaren Energiequellen verglichen wurde. Hier wurde festgestellt, dass (BI)PV neben Solarthermie bezogen auf die genannten Kriterien, das beste Potenzial zur Energieversorgung für gebäudeintegriertes DAC haben. Auch wurden die Vorteile, die BIPV als Ergänzung zu PV bietet, diskutiert. Hierbei war vor allem die Erschließung der sonst häufig ungenutzten Fassade ein zentraler Punkt, doch auch Kosteneinsparungen im Bauprozess und ästhetische Möglichkeiten können genannt werden. Dann konnte exemplarisch der Energieverbrauch einer DAC-1 Einheit, angeschlossen an einen Ventilator, betrachtet werden. Der Prozess der DAC Einheit wurde an die neuen Konditionen angepasst und dessen Energieverbrauch kalkuliert. Anhand der Simulationssoftware PV\*SOL wurde abgeschätzt, ob verschiedene Modultypen diese Menge an Energie bereitstellen können.

Aus den Ergebnissen lässt sich folgern, dass es nicht realistisch ist, dass BIPV die Energie für den kompletten DAC Prozess bereitstellt. Allerdings hat die Analyse ergeben, dass BIPV das Potenzial hat, den elektrischen Teil der von einer DAC Einheit benötigten Energie zu stellen. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass der thermische Anteil der Energie aus einer anderen Quelle bereitgestellt wird und dass das besagte Gebäude vergleichsweise groß bzw. der mit BIPV bebaubare Teil des besagten Gebäudes vergleichsweise großflächig ist. Industriegebäude scheinen diese Kriterien am besten zu erfüllen, da einige Industriegebäude Abwärme mit Temperaturen von

100°C und mehr produzieren und großflächig sind. Hierbei muss auch erwähnt werden, dass eine einzelne DAC-1 Anlage pro Tag 0,14  $t_{CO_2}$  bindet (vgl. Viehbach et al. 2019:5). Während auch diese Menge nicht zu vernachlässigen ist, muss, um einen relevanten Beitrag zur Netto Neutralität Deutschland beizutragen, über weitreichendere Projekte nachgedacht werden.

Die Werte, die diese Aussage untermauern, erfüllen hierbei mehr den Zweck einer Abschätzung. Das liegt darin begründet, dass sowohl die Werte zur Berechnung von  $E_v$  und  $E_{des}$ , als auch die simulierten Werte der benötigten Gebäudefläche für verschiedene Module auf verschiedenen Annahmen beruhen. Für die Berechnung von  $E_v$  und  $E_{des}$  wurden Annahmen für die Dauer des Zyklus, sowie die einzelnen Zyklusschritte getroffen. Sollten diese nicht der Realität entsprechen, kann dies zu Abweichungen von den echten Werten für  $E_v$  und  $E_{des}$  führen. Des Weiteren wurde angenommen, dass ein Ventilator einer gebäudeintegrierten Installation denselben Energieverbrauch hat, wie der Ventilator der ‚herkömmlichen‘ *Climeworks* DAC-1 Einheit. Diese Annahme kann zu Abweichungen von den realen Werten führen.

Auch für die Gebäudeflächenwerte wurden diverse Annahmen getroffen. Als Ort der Simulation wurde Berlin gewählt. Somit sind die Ergebnisse in Bezug auf den Standort nur dann übertragbar, wenn eine mit BIPV versorgte gebäudeintegrierte DAC Anlage auch wirklich in Berlin realisiert würde. Alternativ werden die Ergebnisse von den simulierten Ergebnissen abweichen, wobei die benötigte Gebäudefläche an Orten mit höherer Sonneneinstrahlung als Berlin kleiner ist und umgekehrt bei Orten mit niedriger Sonneneinstrahlung als Berlin größer ist für die Berechnungen wurde zum Zweck der besseren Vergleichbarkeit außerdem exemplarisch die Südseite des Gebäudes in der Simulation mit BIPV bebaut. Bei realen Gebäuden würden mit hoher Wahrscheinlichkeit auch die Ost- und Westseite mit BIPV ausgelegt. Da Ost- und Westseite in der Regel eine geringere Sonneneinstrahlung erfahren und somit einen geringeren Energieertrag haben, kann diese Annahme dazu führen, dass die reale benötigte Fläche größer ist, als die Ergebnisse der Arbeit suggerieren. Zuletzt wurden für die jeweiligen Module repräsentative Beispiele gewählt, welche zwar zu repräsentativen, aber nicht zu exakten Ergebnissen führen. Je nachdem, ob das Modul, welches zur Bebauung ausgewählt würde, einen höheren oder einen niedrigeren Wirkungsgrad hat als das zur Simulation genutzte, wird es Abweichungen für die benötigte Fläche geben.



Diese Arbeit hat das Potenzial von BIPV zur Energiebereitstellung für eine DAC Anlage betrachtet. Deswegen konnte für den Fall der Bereitstellung der elektrischen Energie durch BIPV keine endgültige Aussage darüber getroffen werden, welche Energiequelle zur Bereitstellung der thermischen Energie genutzt werden kann. Um weitere Erkenntnisse für die Energieversorgung einer DAC Anlage zu gewinnen, ist meine Empfehlung das Potenzial verschiedener (erneuerbarer) Energiequellen für die Bereitstellung der thermischen Energie einer DAC Anlage zu untersuchen. Die Vorschläge von Dittmeyer et al. 2019, Viehbach et al. 2019 und Fasihi et al. 2019 – Gebäudeabwärme, Solarthermie oder Wärmepumpen – können hier als Startpunkt der Analyse dienen. Des Weiteren sollte beachtet werden, dass in dieser Arbeit untersucht wurde, ob BIPV das Potenzial zur Energieversorgung von DAC hat. Es war aber nicht Ziel der Analyse, festzustellen, ob BIPV die am besten geeignete (erneuerbare) Technologie ist, um die Energie für DAC bereitzustellen. Die Durchführung einer dahingehenden Untersuchung kann zu weiteren interessanten Erkenntnissen führen.

## 7. Fazit

Das Projekt Netto-Null der Helmholtz Klima Initiative verfolgt das langfristige Ziel,  $CO_2$  Neutralität in Deutschland zu erreichen (vgl. Markus et al. 2020: 3). Um dies zu erreichen ist u.a. die Idee einer gebäudeintegrierten DAC Anlage entstanden. Hierfür könnte BIPV als Energielieferant dienen (vgl. Dittmeyer et al. 2019: 4). In dieser Arbeit wurde unter dem Titel *„Analyse des Potenzials von bauwerkintegrierter Photovoltaik für die Gewinnung von  $CO_2$  mittels Direct-Air-Capture Verfahren“* erforscht, ob dies ein realistisches vielversprechendes Vorhaben ist.

Um die Forschungsfrage *„Inwiefern ist BIPV eine geeignete Technologie, um die gebäudeintegrierte DAC Technologie mit Energie zu versorgen?“* zu beantworten, wurden verschiedene nachhaltige Energiequellen für den Betrieb einer DAC-Anlage betrachtet. Es lässt sich schlussfolgern, dass (BI)PV als Technologie wegen ihrer Unabhängigkeit vom Netzanschluss und Flexibilität bezüglich der räumlich-geographischen Lage das Potenzial zur Energiebereitstellung von DAC hat. Außerdem ermöglicht BIPV die Erschließung der ansonsten ungenutzten Fassade eines Gebäudes, was den Raum für Dachtechnik und weitere Projekte freihält. Die Frage, ob BIPV

genug Energie für eine gebäudeintegrierte DAC Anlage bereitstellen kann, wurde beantwortet, indem der Energieverbrauch einer gebäudeintegrierten Anlage exemplarisch als Energieverbrauch DAC-1 Einheit mit durchgängig laufendem Ventilator betrachtet wurde. Es ergab sich, dass die benötigte Energie des gesamten DAC Prozess pro Monat  $E_{ges,m} = 4700 \text{ kWh}$  und die benötigte elektrische Energie pro Monat  $E_{el,m} = 1600 \text{ kWh}$  beträgt. Durch eine Simulation mit PV\*SOL konnten Richtwerte ermittelt werden, wie viel Fassadenfläche verschiedener BIPV Technologien nötig ist, die Energiemenge ganzjährig bereitzustellen. Für die Energiebereitstellung des gesamten Prozesses ergaben sich Werte von  $A = 1600\text{-}5300 \text{ m}^2$ . Für den elektrischen Teil des Energieverbrauchs ergab sich, dass Flächen von  $A_{Si-m} = 540 \text{ m}^2$  für monokristallines Silizium und  $A_{Si-p} = 600 \text{ m}^2$  für polykristallines Silizium (Si-m oder Si-p),  $A_{CIGS;CdTe} = 1100 \text{ m}^2$  für CIGS und CdTe Dünnschichtmodule und  $A_{Si-a} = 1800 \text{ m}^2$  für amorphes Silizium nötig wären, um den elektrischen Teil der Energie bereitzustellen. Somit ist es wenig realistisch, den kompletten DAC Prozess mit BIPV-Energie zu versorgen. Der elektrische Teil der von einer DAC Einheit benötigten Energie, lässt sich (unter bestimmten Voraussetzungen) bereitstellen.

Auf die Forschungsfrage der Arbeit „*Inwiefern ist BIPV eine geeignete Technologie, um die gebäudeintegrierte DAC Technologie mit Energie zu versorgen?*“ kann geantwortet werden, dass es momentan zwar nicht realistisch ist, den kompletten DAC Prozess mit BIPV-Energie zu versorgen, dass BIPV aber das Potenzial hat, den elektrischen Teil der von einer DAC Einheit benötigten Energie zu stellen. Dies ist möglich, sofern der thermische Anteil der Energie aus einer anderen Quelle bereitgestellt wird und der mit BIPV bebaubare Teil des Gebäudes großflächig ist.

Die Ergebnisse liefern einen wichtigen Beitrag zum Vorhaben, im Rahmen des Projektes Netto-Null eine gebäudeintegrierte DAC-Anlage zu bauen und mit Energie von BIPV zu versorgen. So wurde gezeigt, dass BIPV in Kombination mit einer thermischen Energiequelle die Energie für großflächige Gebäude bereitstellen kann. Dieses Ergebnis bietet eine Grundlage für die Frage der Energieversorgung von DAC Anlagen mit erneuerbaren Energiequellen. Wegen dieser Ergebnisse und der rapiden Weiterentwicklung der DAC Technologie könnte die gebäudeintegrierte mit BIPV Energie versorgte DAC Anlage eine Technologie der Zukunft darstellen.

## Literatur

Bundesamt für Energie (Schweizer Eidgenossenschaft), *CO<sub>2</sub>, the raw material*, Ittingen (2017).

Cerón, I., Caamaño-Martin, E., Javier Neila, F., '*State-of-the-art*' of building integrated photovoltaic products, *Renewable Energy* 58, 127-133 (2013).

Dittmeyer, R., Klumpp, M., Kant, P., Ozin, G., *Crowd oil not crude oil*, *Nature Communications* 10, 1038 (2019).

Eiffert, P., Kiss, G., *Building-Integrated Photovoltaic Designs for Commercial and Institutional Structures. A Sourcebook for Architects*, United States: N. p. (2000).

Fasihi, M., Efimova, O., Breyer, C., *Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> direct air capture plants*, *Journal of Cleaner Production* 224, 957-980 (2019).

Förstner, U., *Umweltschutztechnik*, 7.Aufl., Berlin Heidelberg: Springer Verlag (2008).

Gebald, C., Wurzbacher, J. A., Borgschulte, A., Zimmermann, T., Steinfeld, A., *Single-Component and Binary CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>O Adsorption of Amine-Functionalized Cellulose*, *Environmental Science & Technology* 48,2 497–2504 (2014).

Gebald, C., Wurzbacher, J. A., Tingaut, P., Zimmermann, T., Steinfeld, A., *Amine-Based Nanofibrillated Cellulose As Adsorbent for CO<sub>2</sub> Capture from Air*, *Environmental Science & Technology* 45, 9101–9108 (2011).

Gebald, C., Wurzbacher, J. A., Tingaut, P., Steinfeld, A., *Stability of Amine-Functionalized Cellulose during Temperature-Vacuum-Swing Cycling for CO<sub>2</sub> Capture from Air*, *Environmental Science & Technology* 47, 10063–10070 (2013).

Hatton, R.A., *Organic Photovoltaics in: A comprehensive guide to Solar Energy Systems, With Special Focus on Photovoltaic Systems*, 255-277 (2018)

Henemann, A., *BIPV: Built In Solar Energy*, *Renewable Energy Focus* 9, 14-19 (2008).

Heinstein, P., Balif, C., Perret-Aebi, L., *Building Integrated Photovoltaics (BIPV): Review, Potentials, Barriers and Myths* 3, 125 – 156 (2013)

Jelle, B. P., Breivik, C., Røkenes, H. D., *Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities*, Solar Energy Materials & Solar Cells 100, 69-96. (2012).

Kylli, A., Fokaides, P. A., *Investigation of building integrated photovoltaics potential in achieving the zero energy building target*, Indoor and Built Environment 23, 92-106 (2014).

Markus, T., Schaller, R., Korte, K., Gawel, E., *Zum regulatorischen Rahmen direkter Abscheidung von Kohlendioxid aus der Luft (Direct air capture – DAC)*, Helmholtz Klima Initiative, URL: <https://netto-null.org/Projektergebnisse/Reports/index.php.de>, (2020).

Memmler, M., Lauf, T., Schneider, S., *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger*, UBA (2017).

Mertens, K., *Photovoltaik, Lehrbuch zu Grundlagen, Theorie und Praxis*, 4. Aufl., München: Hanser (2018).

Raugei, M., Frankl, P., *Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: current state of the art and future outlooks*, Energy 34, 392–399 (2009).

Richter, K., *Ephemeridenrechnung Schritt für Schritt, Sonnenaufgang und Co. bestimmen leicht gemacht*, Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg (2017).

Simon, S., Xiao, M., Pregger, T., Riehm, J., Harpprecht, C., Vögele, S., Ball, C., Borchers, M., Steuri, B., *Scenario definition and consistent parametrisation of all models*, Helmholtz Klima Initiative, URL: <https://netto-null.org/Projektergebnisse/Reports/index.php.de> (2020).

Smith, C. D., Nelson, J., Li, Y., *Organic Solar Cells* in: McEvoy's Handbook of Photovoltaics, Fundamentals and Applications, 3. Auflage, 567-597 (2018).

Tabakovic, M., Fechner, H., van Sark, W., Louwen, A., Georghiou, G., Makrides, G., Loucaidou, E., Ioannidou, M., Weiss, I., Arancon, S., Betz, S., *Status and Outlook for Building Integrated Photovoltaics (BIPV) in Relation to Educational needs in the BIPV Sector*, Energy Procedia 111, 993-999 (2017).

Tucholke, P., *Untersuchungen zum Energieeinsparpotential von Radialventilatoren in Lüftungs- und Klimageräten* (Dissertation, Versorgungs- und Umwelttechnik), (2010).

Valentin Software GmbH, *Einstrahlung*, URL: <https://help.valentin-software.com/pvsol/de/berechnungsgrundlagen/einstrahlung/>, abgerufen am: 29.11.2020.

Valentin Software GmbH, *Klimadaten*, URL: <https://help.valentin-software.com/pvsol/de/berechnungsgrundlagen/einstrahlung/klimadaten/>, abgerufen am: 29.11.2020.

Valentin Software GmbH, *Nachführung*, URL: <https://help.valentin-software.com/pvsol/de/berechnungsgrundlagen/einstrahlung/nachfuehrung/>, abgerufen am: 29.11.2020.

Valentin Software GmbH, *Sonnenposition*, URL: <https://help.valentin-software.com/pvsol/de/berechnungsgrundlagen/einstrahlung/sonnenposition/>, abgerufen am: 29.11.2020.

Valentin Software GmbH, *PV Module*, URL: <https://help.valentin-software.com/pvsol/de/berechnungsgrundlagen/pv-module/>, abgerufen am: 29.11.2020.

Viebahn, P., Scholz, A., Zelt, O., *The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program—Results of a Multi-Dimensional Analysis*, *Energies* 12, 3443 (2019).  
Quasching, V., *Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen*, 1. Auflage, Berlin: Köster (1996).

Wurzbacher, J. A., Gebald, C., Pitakowski, N., Steinfeld, A., *Concurrent Separation of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>O from Air by a Temperature Vacuum Swing Adsorption/Desorption Cycle*, *Environmental Science & Technology* 46, 9191–9198 (2012).

Xu, X., Song, C., Andresen, J., Miller, B., Scaroni, A., *Novel Polyethylenimine-Modified Mesoporous Molecular Sieve of MCM-41 as High-Capacity Adsorbent for CO<sub>2</sub> Capture*, *Energy & Fuels* 16, 1463-1469 (2002).

# Anhang

## Anhang 1: Datensätze

Anhang 1.1: Datensatz der Grafiken Energie (Abb. 12), Adsorbiertes CO<sub>2</sub> (Abb. 13), Ratio (Abb. 14)

tabs	ACO <sub>2</sub> , ges	E <sub>ges</sub>	Ratio
0	0	2390	0,00
1	107	820	0,13
2	82	510	0,16
3	66	370	0,18
4	56	300	0,19
5	48	250	0,19
6	43	220	0,19
7	38	200	0,19
8	35	180	0,19
9	32	170	0,20
10	30	150	0,20
11	28	140	0,20
12	26	130	0,20
13	24	130	0,19
14	23	120	0,19
15	22	110	0,20
16	21	110	0,19
17	20	110	0,18
18	19	100	0,19
19	18	100	0,18
20	17	100	0,17
21	17	90	0,19
22	16	90	0,18
23	16	90	0,17
24	15	90	0,17

Anhang Tabelle 1. Daten für Energie, adsorbiertes CO<sub>2</sub> und Ratio

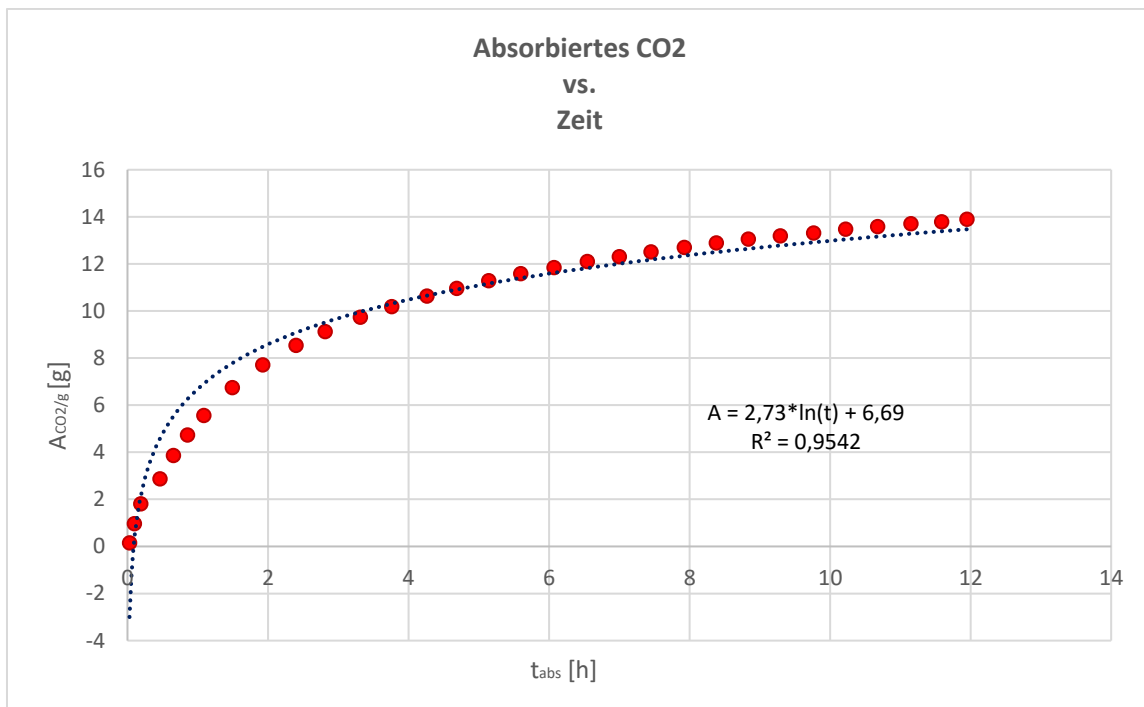
## Anhang 1.2: Daten, ausgelesen aus Abb. 3

t <sub>abs</sub>	ACO <sub>2</sub>
0,19	1,81
0,10	0,97
0,03	0,15
0,46	2,87
0,65	3,88
0,85	4,75
1,49	6,75
1,92	7,72
2,40	8,54
2,81	9,13
3,31	9,74
3,76	10,19
4,26	10,64
4,68	10,97
5,14	11,30
5,59	11,59
6,07	11,86
6,54	12,11
7,00	12,31
7,45	12,52
7,92	12,71
8,38	12,89
8,83	13,06
9,29	13,20
9,76	13,33
10,22	13,48
10,67	13,59
11,15	13,72
11,58	13,80
11,95	13,91

## Anhang 2: Grafiken

### Anhang 2.1: Grafik zur Ermittlung von Formel (8)

- Daten für Erstellung der Grafik aus Datensatz in Anhang 1.2



Anhang Abbildung 1. Erstelte Grafik aus Datensatz – Menge an adsorbiertem CO<sub>2</sub> in Abhängigkeit der Adsorptionszeit



## Anhang 3. Berechnungen

### Anhang 3.1 Werte für $E_{el}$ und $E_{des}$ pro Zyklus

$$E_{v,Zy.} = 0,028 t_{CO_2}/Zy * 500 kWh/t_{CO_2} = 14 kWh/Zy$$

$$E_{des,Zy.} = 0,028 t_{CO_2}/Zy * 1500 kWh/t_{CO_2} = 42 kWh/Zy$$

### Anhang 3.2 Werte für $E_{el(rest)}$ und $E_v$ pro Zyklus

$$E_{el(rest),Zy} = E_{v,Zy} = 14 kWh/2 = 7,0 kWh$$

### Anhang 3.3 Werte für $E_v$ pro Stunde

$$E_{v,h} = 14 kWh/Zy / 4,5 h = 1,6 kWh$$

### Anhang 3.4 Gesamtenergieverbrauch einer DAC-Einheit pro Tag und Monat

$$\begin{aligned} E_{ges} &= 24h * E_{v,h} + (E_{des,Zy} + E_{el(rest),Zy}) * \frac{24 h}{(0,5h+t_{abs})} \\ &= 24 h * 1,6kWh + (42 kWh + 7kWh) * \frac{24 h}{(0,5h+10h)} = \mathbf{150 kWh} \\ E_{ges,m} &= E_{ges} * 31 = \mathbf{4650 kWh} \end{aligned}$$

### Anhang 3.5 Elektrischer Energieverbrauch einer DAC-Einheit pro Tag und Monat

$$\begin{aligned} E_{ges} &= 24h * E_{v,h} + (E_{des,Zy} + E_{el(rest),Zy}) * \frac{24 h}{(0,5h+t_{abs})} \\ &= 24 h * 1,6kWh + (0 kWh + 7kWh) * \frac{24 h}{(0,5h+10h)} = 54,5 kWh \approx \mathbf{50 kWh} \\ E_{ges,m} &= E_{ges} * 31 = 1550 kWh \approx \mathbf{1600 kWh} \end{aligned}$$

## Anhang 4. Simulationsergebnisse, Werte

### Anhang 4.1 Konditionen der Simulation

-Lage Berlin: 52,53° Breite; 13,41° Länge

-Flachdach

-Südseite

- Neigung 90°

### Anhang 4. 2 Tabelle der Simulationsergebnisse

Material	N Module	Energie ges. [kWh]	Energie Dez [kWh]	Fläche [m <sup>2</sup> ]
Si-p	100	17479,6	450,4	167,7
	200	34959,1	900,8	335,3
	450	78658,0	2026,8	754,5
Si-m	100	19164,3	493,8	167,7
	200	38.328,7	987,6	335,3
	450	86.239,5	2222,1	754,5
Si-a	100	5.490,4	141,5	157,5
	200	10.980,7	282,9	315,0
	450	24.706,6	636,6	708,8
CIS	100	5.385,5	138,8	95,3
	200	10.770,9	277,5	190,6
	450	24.234,6	624,4	428,8
CdTe	100	4.069,6	104,9	72,0
	200	8.139,1	209,7	144,0
	450	18.313,1	471,9	324,0

Anhang Tabelle 3. Ergebnisse der Simulation der benötigten Fläche und Energieerträge für variierende Modulanzahl und -typen mit PV\*SOL

### Anhang 4.3 Beispielrechnung Tabellenwerte

$$A_{ges} = A_{100} * \frac{E_{ges}}{E_{100}} = 170m^2 * \frac{5262,74 kWh}{450,4 kWh} = 1959,51 m^2$$

$$A_{ges} = A_{100} * \frac{E_{ges}}{E_{100}} = 167,7m^2 * \frac{5262,74 kWh}{1755 kWh} = 502,88m^2$$

## Anhang 5. Ermittlung signifikanter Stellen der Ergebnisse

## Anhang 5.1 Werte für $E_v$ und $E_{des}$

$E_{des} = 1500 - 2000 \text{ kWh}$  -> unklar, vermutlich zwei oder drei signifikante Stellen

$E_v = 200 - 300 \text{ kWh}$  -> unklar, vermutlich zwei signifikante Stellen

$A_{CO_2,d} = 0,14 \text{ t/d}$  -> zwei signifikante Stellen

$t_{zy} = 5,0 \text{ h}$  -> unklar, vermutlich zwei signifikante Stellen

Bei Formel (3) – (5) gilt folgende Regel: Das Endergebnis einer Multiplikation oder Division sollte nur so viele Stellen haben wie die Zahl mit der kleinsten Signifikanz.

➔ Alle Ergebnisse der Rechnungen werden auf zwei signifikante Stellen gerundet.

## Anhang 5.2 Werte für Ratio der Tabelle in Anhang 1.1 – 1.4

In Formel (6) besitzen alle Werte zwei signifikante Stellen. Laut der Regel: „Das Endergebnis einer Multiplikation oder Division sollte nur so viele Stellen haben wie die Zahl mit der kleinsten Signifikanz.“ besitzen auch der erste und der zweite Term der Addition und somit das Ergebnis der Rechnung zwei Signifikante Stellen. In Formel (7) besitzen alle Werte zwei oder mehr signifikante Stellen. Somit haben die Werte für die Ratio zwei signifikante Stellen.

## Anhang 5.3 Werte der Simulation mit PV\*SOL

Auch hier wurde sich für zwei signifikante Stellen entschieden.

## Anhang 6. Simulationsergebnisse - Flächen

### Anhang 6. 1: Si-p

#### PV-Anlage

##### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	30 kWp
PV-Generatorfläche	167,7 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	100
Anzahl Wechselrichter	10

Anhang Abbildung 2. Fläche für Si-p 100

#### PV-Anlage

##### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	52 kWp
PV-Generatorfläche	335,3 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	200
Anzahl Wechselrichter	20

Anhang Abbildung 3. Fläche für Si-p 200

#### PV-Anlage

##### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	135 kWp
PV-Generatorfläche	754,5 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	450
Anzahl Wechselrichter	45

Anhang Abbildung 4. Fläche für Si-p 450

## Anhang 6. 2: Si-m

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	30 kWp
PV-Generatorfläche	167,7 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	100
Anzahl Wechselrichter	10

Anhang Abbildung 5. Fläche für Si-m 100

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	52 kWp
PV-Generatorfläche	335,3 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	200
Anzahl Wechselrichter	20

Anhang Abbildung 6. Fläche für Si-m 200

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	135 kWp
PV-Generatorfläche	754,5 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	450
Anzahl Wechselrichter	45

Anhang Abbildung 7. Fläche für Si-m 450

## Anhang 6. 3: Si-a

Fläche für PV-Anlage, 10 kWp

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	10 kWp
PV-Generatorfläche	157,5 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	100
Anzahl Wechselrichter	10

Anhang Abbildung 8. Fläche für Si-a 100

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	20 kWp
PV-Generatorfläche	315,0 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	200
Anzahl Wechselrichter	20

Anhang Abbildung 9. Fläche für Si-a 200

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	45 kWp
PV-Generatorfläche	708,8 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	450
Anzahl Wechselrichter	45

Anhang Abbildung 10. Fläche für Si-a 450

## Anhang 6. 4: CIGS

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	14,5 kWp
PV-Generatorfläche	95,3 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	100
Anzahl Wechselrichter	5

Anhang Abbildung 11. Fläche für CIGS 100

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	29 kWp
PV-Generatorfläche	190,6 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	200
Anzahl Wechselrichter	10

Anhang Abbildung 12. Fläche für CIGS 200

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	65,25 kWp
PV-Generatorfläche	428,8 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	450
Anzahl Wechselrichter	18

Anhang Abbildung 13. Fläche für CIGS 450

## Anhang 6. 5: CdTe

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	9 kWp
PV-Generatorfläche	72,0 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	100
Anzahl Wechselrichter	4

Anhang Abbildung 14. Fläche für CdTe 100

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	18 kWp
PV-Generatorfläche	144,0 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	200
Anzahl Wechselrichter	8

Anhang Abbildung 15. Fläche für CdTe 200

### PV-Anlage

#### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Berlin, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	40,5 kWp
PV-Generatorfläche	324,0 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	450
Anzahl Wechselrichter	18

Anhang Abbildung 16. Fläche für CdTe 450



## Anhang 7. Simulationsergebnisse - Energieertrag

### Anhang 7.1: Si-p

#### Energieertrag für EnEV

##### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	916,3 kWh
Februar	659,3 kWh
März	1522 kWh
April	2209,4 kWh
Mai	2050,1 kWh
Juni	1863,7 kWh
Juli	1755 kWh
August	1972,4 kWh
September	1848,7 kWh
Oktober	1646,3 kWh
November	586,2 kWh
Dezember	450,4 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>17.479,6 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0,75  
Peakleistungskoeffizient: 0,166  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

#### Anhang Abbildung 17. Energieertrag für Si-p 100

#### Energieertrag für EnEV

##### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	1832,6 kWh
Februar	1318,6 kWh
März	3044 kWh
April	4418,7 kWh
Mai	4100,1 kWh
Juni	3727,4 kWh
Juli	3509,9 kWh
August	3944,8 kWh
September	3697,3 kWh
Oktober	3292,5 kWh
November	1172,3 kWh
Dezember	900,8 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>34.959,1 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0,75  
Peakleistungskoeffizient: 0,166  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

#### Anhang Abbildung 18. Energieertrag für Si-p 200

## Anhang 7.2: Si-m

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	1004,6 kWh
Februar	722,9 kWh
März	1668,7 kWh
April	2422,3 kWh
Mai	2247,6 kWh
Juni	2043,3 kWh
Juli	1924,1 kWh
August	2162,5 kWh
September	2026,8 kWh
Oktober	1804,9 kWh
November	642,7 kWh
Dezember	493,8 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>19.164,3 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.182  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 19. Energieertrag für Si-m 100

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	2009,3 kWh
Februar	1445,7 kWh
März	3337,4 kWh
April	4844,6 kWh
Mai	4495,3 kWh
Juni	4086,6 kWh
Juli	3848,2 kWh
August	4325 kWh
September	4053,7 kWh
Oktober	3609,9 kWh
November	1285,3 kWh
Dezember	987,6 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>38.328,7 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.182  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 20. Energieertrag für Si-m 200

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	4520,8 kWh
Februar	3252,8 kWh
März	7509,2 kWh
April	10900,4 kWh
Mai	10114,4 kWh
Juni	9194,9 kWh
Juli	8658,6 kWh
August	9731,3 kWh
September	9120,8 kWh
Oktober	8122,2 kWh
November	2892 kWh
Dezember	2222,1 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>86.239,5 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.182  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 21. Energieertrag für Si-m 450

## Anhang 7.3: Si-a

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	287,8 kWh
Februar	207,1 kWh
März	478,1 kWh
April	694 kWh
Mai	643,9 kWh
Juni	585,4 kWh
Juli	551,2 kWh
August	619,5 kWh
September	580,7 kWh
Oktober	517,1 kWh
November	184,1 kWh
Dezember	141,5 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>5.490,4 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.0555  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 22. Energieertrag für Si-a 100

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	575,6 kWh
Februar	414,2 kWh
März	956,1 kWh
April	1387,9 kWh
Mai	1287,9 kWh
Juni	1170,8 kWh
Juli	1102,5 kWh
August	1239,1 kWh
September	1161,3 kWh
Oktober	1034,2 kWh
November	368,2 kWh
Dezember	282,9 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>10.980,7 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.0555  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 23. Energieertrag für Si-a 200

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	1295,2 kWh
Februar	931,9 kWh
März	2151,3 kWh
April	3122,9 kWh
Mai	2897,7 kWh
Juni	2634,2 kWh
Juli	2480,6 kWh
August	2787,9 kWh
September	2613 kWh
Oktober	2326,9 kWh
November	828,5 kWh
Dezember	636,6 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>24.706,6 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.0555  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 24. Energieertrag für Si-a 450

## Anhang 7.4: CIGS

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	282,3 kWh
Februar	203,1 kWh
März	468,9 kWh
April	680,7 kWh
Mai	631,6 kWh
Juni	574,2 kWh
Juli	540,7 kWh
August	607,7 kWh
September	569,6 kWh
Oktober	507,2 kWh
November	180,6 kWh
Dezember	138,8 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>5.385,5 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.09  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 25. Energieertrag für CIGS 100

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	564,6 kWh
Februar	406,3 kWh
März	937,9 kWh
April	1361,4 kWh
Mai	1263,2 kWh
Juni	1148,4 kWh
Juli	1081,4 kWh
August	1215,4 kWh
September	1139,1 kWh
Oktober	1014,4 kWh
November	361,2 kWh
Dezember	277,5 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>10.770,9 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.09  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 26. Energieertrag für CIGS 200

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	1270,4 kWh
Februar	914,1 kWh
März	2110,2 kWh
April	3063,2 kWh
Mai	2842,3 kWh
Juni	2583,9 kWh
Juli	2433,2 kWh
August	2734,6 kWh
September	2563,1 kWh
Oktober	2282,5 kWh
November	812,7 kWh
Dezember	624,4 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>24.234,6 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.09  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 27. Energieertrag für CIGS 450

## Anhang 7.5: CdTe

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	213,3 kWh
Februar	153,5 kWh
März	354,4 kWh
April	514,4 kWh
Mai	477,3 kWh
Juni	433,9 kWh
Juli	408,6 kWh
August	459,2 kWh
September	430,4 kWh
Oktober	383,3 kWh
November	136,5 kWh
Dezember	104,9 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>4.069,6 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.09  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 28. Energieertrag für CdTe 100

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	426,7 kWh
Februar	307 kWh
März	708,7 kWh
April	1028,8 kWh
Mai	954,6 kWh
Juni	867,8 kWh
Juli	817,2 kWh
August	918,4 kWh
September	860,8 kWh
Oktober	766,6 kWh
November	272,9 kWh
Dezember	209,7 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>8.139,1 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.09  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 29. Energieertrag für CdTe 200

### Energieertrag für EnEV

#### Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	960 kWh
Februar	690,7 kWh
März	1594,6 kWh
April	2314,7 kWh
Mai	2147,8 kWh
Juni	1952,6 kWh
Juli	1838,7 kWh
August	2066,5 kWh
September	1936,8 kWh
Oktober	1724,8 kWh
November	614,1 kWh
Dezember	471,9 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>18.313,1 kWh</b>

Randbedingungen:  
Klimadaten nach DIN V 18599-10  
GEBÄUDE 01-FASSADE SÜD  
Systemleistungsfaktor: 0.75  
Peakleistungskoeffizient: 0.09  
Ausrichtung: Süd  
Neigung: 90°

Anhang Abbildung 30. Energieertrag für CdTe 450