

GIS-BASIERTE SOLARPOTENZIALANALYSE VON STÄDTISCHEN FASSADEN IM TAGESVERLAUF

David Hennecke, Martina Klärle

Zusammenfassung: Die Geoinformationsbranche stellt mit den Solardachkatastern ein bewährtes Werkzeug zur Berechnung der Solarpotenziale auf Dächern bereit. Gemeinden nutzen Solartechnologie zur Erfüllung ihrer Aufgaben im Rahmen der Energiewende und des Klimaschutzes. Bislang beschränken sich die Solarkataster auf die Ermittlung von geeigneten Dachflächen mit hohem Jahres-solarpotenzial. Diese sind in den meisten Fällen südlich ausgerichtet, um die Strahlungsintensität der Mittagssonne optimal nutzen zu können. Die Morgen- und Abendsonne wird aufgrund der tiefen Sonnenstände selten bei der Solarpotenzialberechnung berücksichtigt, da tiefe Sonnenstände mit einer geringeren Energieproduktion auf Dachflächen einhergehen. Senkrechte Fassaden besitzen jedoch ein verhältnismäßig hohes Solarpotenzial, auch und gerade bei niedrigen Sonnenständen. Im Folgenden wird eine Methode vorgestellt, welche aufzeigt, wie das Solarpotenzial von Fassaden während eines gesamten Tagesverlaufs mithilfe von 3D-Vektordaten berechnet werden kann.

Schlüsselwörter: Erneuerbare Energien, Solarpotenzial, 3D-Vektordaten, Fassaden, Sichtbarkeitsanalyse, Verschattung

GIS-BASED SOLAR POTENTIAL ANALYSIS FOR URBAN FRONTAGES OVER THE DAY

Abstract: With the solar roof cadaster the geo-information branch provides a tool for calculating the solar potential on roofs. Municipalities use solar technology to accomplish their objectives in energy revolution and climate protection. Previously those solar-cadasters were focused on roof surface areas with a high annual solar potential. They are usually positioned towards the south to collect a maximum of the high global radiation of the midday sun. The morning or evening sun is rarely considered for solar potential calculations on roof surface areas because a low solar altitude leads to a low energy production on these areas. However, vertical frontages offer a high solar potential also when the sun is low. The following article presents a method to calculate the solar potential of frontages through the day by the use of 3D vector data.

Keywords: Renewable energies, solar potential, 3D vector data, frontage, visibility analysis, shadowing

Autoren

David Hennecke, M. Eng.
Frankfurt University of Applied Sciences
Forschungsfeld Erneuerbare Energien
im Landmanagement
Nibelungenplatz 1
D-60318 Frankfurt am Main
E: david.hennecke@googlemail.com

Prof. Dr. Martina Klärle
Frankfurt University of Applied Sciences
Professur für Landmanagement
Leitung Forschungsfeld Erneuerbare Energien
im Landmanagement
Nibelungenplatz 1
D-60318 Frankfurt am Main
E: martina.klaerle@fb1.fra-uas.de

1 EINFÜHRUNG UND MOTIVATION

Der französische Physiker Alexandre Edmond Becquerel entdeckte 1839 die Stromerzeugung aus Licht. 1922 erhielt Albert Einstein für die Erklärung dieses quantenmechanischen Photovoltaikeffekts den Nobelpreis in Physik. Damit wurde es möglich, die Gewinnung von Strom aus Licht industriell zu nutzen. Hundert Jahre später bringt diese Erkenntnis einen signifikanten Nutzen für die Energieversorgung. Rund 10% des deutschen Primärenergieverbrauchs wird heute aus Licht gewonnen (AG Energiebilanzen 2016).

In den letzten Jahren etablierte sich bei vielen Kommunen das Solardachkataster als Werkzeug und Hilfestellung für die Installation von PV-Anlagen. So ist es jeder Kommune möglich, ihr solares Energiepotenzial auf den Dächern in der Summe zu erkennen und für jeden Bürger gebäudescharf auszugeben (Klärle et al. 2008).

Die Ermittlung des Solarpotenzials an Fassaden wird dabei nicht beachtet. Dies liegt zum Teil daran, dass das Potenzial von Fassaden, insbesondere bei kleinen Gebäuden, geringer ist als das von Dachflächen. Jedoch bieten Fassaden aufgrund ihres Neigungswinkels und der großen Fläche neue Möglichkeiten für die Stromgewinnung. Besonders bei tief stehender Sonne, wenn in der Summe wenig Globalstrahlung vorhanden ist, bieten Fassaden verhältnismäßig viel Potenzial.

Derzeitig werden GIS-gestützte Solarpotenzialanalysen auf Basis der Jahressumme an Globalstrahlung berechnet. Dies ermöglicht eine Einschätzung der Wirtschaftlichkeit von potenziellen Flächen. Standorte oder Flächen mit südlicher Ausrichtung und einer Neigung von etwa 30 Grad gelten als am besten geeignet, da die Mittagssonne im Tagesgang die höchste Globalstrahlung aufweist. Dadurch entsteht häufig ein Überschuss an erzeugter Solarenergie zur Mittagszeit.

Jedoch besteht i. d. R. der höchste Energieverbrauch am Morgen und am Abend. Dieser kann durch ausschließlich südlich ausgerichtete Solarmodule nicht gedeckt werden. Eine Tagesverlaufsanalyse mit Einbindung der Fassaden lässt eine ganztägige Bewertung des Solarpotenzials zu, welche die höchst mögliche Energieerzeugung zu jeder Tageszeit berücksichtigt.

Es stellt sich die Forschungsfrage: Wie lässt sich eine großflächige, halb automa-

tisierte Analyse von optimalen Standorten für Photovoltaikmodule an Fassaden erstellen, um eine effiziente Solarenergie Nutzung zu fördern?

Das hier vorgestellte Berechnungsmodell für Solarpotenzialanalysen bietet eine Möglichkeit zur Detektion von Fassadenflächen mit hohem Solarpotenzial in Abhängigkeit von den einzelnen Sonnenständen während eines Tagesverlaufs. Dadurch soll eine ganztägige und somit sinnvolle Nutzung der Solarenergie gewährleistet werden.

Als Forschungsgebiet wurde aufgrund der vielen Hochhäuser und der damit einhergehenden großen Fassadenflächen das Frankfurter Bankenviertel ausgewählt.

2 STAND DER TECHNIK UND METHODENDISKUSSION

Bei der Berechnung des Solarpotenzials an Fassaden werden in der Praxis zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt. Sie unterscheiden sich in der Art der Basisdaten:

- ▶ Rasterdaten,
- ▶ Vektordaten.

Rasterdaten werden bereits erfolgreich im Rahmen der Berechnung des Solarpotenzials von Dachflächen als Datenbasis verwendet (Klärle et al. 2008). Jedoch bieten Rasterdaten nur Geoinformationen zu horizontalen Flächen wie Dachflächen. Einen Weg, mithilfe von Rasterdaten geographisch vertikal ausgerichtete Daten zu erstellen und nutzen zu können, bietet die von Regvat et al. (2014) entwickelte Methode.

Regvat et al. (2014) kombiniert OpenStreetMap(OSM)-Rasterdaten mit einem normalisierten Digitalen Oberflächenmodell (normalized Digital Surface Model – nDSM) und einem normalisierten digitalen Stadtmodell (normalized Digital Urban Surface Model – nDUSM), um dem OSM-Basisraster Gebäudehöhen zuzuordnen. Die Fassaden wurden durch generierte 3D-Punkte modelliert, für die im späteren Verlauf die Solarpotenziale berechnet werden sollen. Die Berechnung des Solarpotenzials steht im Zusammenhang mit der Verschattung der jeweiligen Fassadenfläche. In diesem Fall wird die Ermittlung der Verschattung auf Basis des OSM-Basisrasters durchgeführt.

Die Vorteile dieser Vorgehensweise liegen besonders in der Nutzung von Open-Source-Daten. Ein weiterer wichtiger Gesichtspunkt ist die Integrierung der Vegetati-

on durch das nDSM. Zudem wird bei der Solarpotenzialberechnung der Tagesverlauf mit einbezogen. Jedoch werden keine Korrekturfaktoren verwendet, durch welche auch Neigung und Ausrichtung berücksichtigt würden.

Abschließend ist festzuhalten, dass diese Methode für die Ermittlung ganzjähriger Solarpotenziale von Fassaden genutzt werden kann. Jedoch findet keine genaue Tagesverlaufsberechnung mit entsprechenden Korrekturfaktoren statt, sodass die unterschiedlichen Sonnenstände außen vor bleiben.

Die Berechnung des Solarpotenzials mithilfe von Vektordaten verspricht eine genauere Solarpotenzialanalyse, da die Fassaden nicht durch Rasterdaten generiert werden, sondern eigene Geoinformationen beinhalten. Ein Ansatz ist die Methode von Sester et al. (2015). Dabei wird die Solarpotenzialanalyse auf Basis eines Constructive Solid Geometry(CSG)-Modells, das händisch mittels einer CAD-Software erstellt wurde, durchgeführt. Für die Erfassung größerer Gebiete wird das Mobile Mapping vorgeschlagen, in dem ein 3D-Laserscanning von einem Auto aus durchgeführt wird.

Für die Analyse der potenziellen Solarfassadenflächen wurde eine Raytracingsoftware (Strahlungsverfolgungsprogramm) des Instituts für Solarenergieforschung (ISFH) genutzt. Diese bezieht unter anderem die Längenwellen des Lichts mit ein, um die Verschattung sowie Spiegelungen und Wärme erzeugende Strahlungswellen berechnen zu können.

Durch das hochwertige Raytracingverfahren und die detaillierten Gebäudemodelle lassen sich sehr genaue Solarpotenzialberechnungen durchführen. Jedoch ist die Modellierung der Gebäude(fassaden) sehr aufwendig. Zudem erfasst das Mobile Mapping lediglich die zur Straße gewandten Fassaden.

Für kleine Gebäudekomplexe könnte sich dieses Verfahren als sehr zuverlässig herausstellen. Eine Übertragung auf ein großflächiges Gebiet wird jedoch durch die Modellierungsmethode der Gebäude eingeschränkt.

Das im Folgenden vorgestellte Modell zur halb automatisierten Solarpotenzialberechnung in Abhängigkeit vom Tagesverlauf basiert auf Vektordaten, da so auf die Geoinformationen der Fassade zurückgegriffen werden kann, welche für die späte-

re Tagesverlaufsanalyse von Bedeutung sind. Jedoch werden Daten gewählt, die im Gegensatz zum oben genannten Projekt von Sester et al. (2015) weniger Details enthalten, da die Erfassung von Daten mit höherer Detailstufe für großflächige Gebiete noch lückenhaft ist und zu sehr großen Datenmengen führen kann. Das Raytracingverfahren des ISFH ist laut Autor auch großflächig anwendbar. Jedoch handelt es sich nicht um eine frei verfügbare Software. Aus diesem Grund wird im weiteren Verlauf ein mit GIS-Werkzeugen durchgeführtes Raytracingverfahren vorgestellt.

3 GRUNDLAGEN DER SOLARPOTENZIALANALYSE

Die Grundlagen der Solarpotenzialanalyse sind zum einen die Datengrundlage der praktischen GIS-Anwendung und zum anderen die Berechnungsgrundlagen der Solarpotenzialberechnung. Im Folgenden werden beide Grundlagen näher betrachtet, wobei der Abschnitt „3.1 Datengrundlage“ die Auswahl der Basisdaten beinhaltet und der Abschnitt „3.2 Berechnungsgrundlage“ die Faktoren der Berechnungsformel für das Solarpotenzial erklärt.

3.1 DATENGRUNDLAGE

Die Basisdaten müssen präzise ausgewählt werden, da fehlerhafte oder unvollständige Datensätze im späteren Verlauf zu beträchtlichen Problemen und falschen Ergebnissen führen können.

Zum einen könnten die Daten veraltet sein und neuere Gebäude und Anbauten nicht enthalten oder es sind noch Objekte im Datensatz vorhanden, die bereits abgerissen wurden. Des Weiteren ist es möglich, dass es bereits zu Fehlern bei der Datenerhebung oder bei der Umwandlung gekommen ist. Hierbei empfiehlt es sich, die Daten anhand von Stichproben zu überprüfen und gegebenenfalls zu korrigieren.

Weitere Aspekte bei der Auswahl der Basisdaten stellen die Sachdaten und die Topologie dar. Es ist wichtig, dass die einzelnen Gebäudeflächen eine Gebäude-ID besitzen, welche es ermöglicht, alle Fassaden eines Objekts zu einer „Familie“ gruppieren zu können. Das vom Stadtvermessungsamt Frankfurt am Main bereitgestellte 3D-Stadtmodell wird im CityGML-Format ausgegeben, welches diese Topologie enthält. Teil dieser Topologie ist die GML-Pa-

rent-ID, welche Gruppierungen von Gebäudeflächen zulässt. Diese Informationen sind für die spätere Zuweisung der Adressen besonders wichtig, um die Energiepotenziale gebäudescharf angeben zu können.

Das 3D-Stadtmodell hat einen Detaillierungsgrad von LOD2, d.h. es werden Dachstrukturen ohne Aufbauten und Fassaden als glatte Flächen dargestellt. Die Gebäudefassaden weisen demnach keine Fenster oder andere Details auf. Das Ziel der folgenden Solarpotenzialanalyse ist es, Näherungswerte zu berechnen, wofür ein LOD2-Modell ausreichend ist. Eine höhere Auflösung würde die Rechenarbeit und -zeit stark erhöhen. Zudem liegt häufig kein Modell in einem höheren Detaillierungsgrad vor. Außerdem wird auch die Vegetation nicht berücksichtigt, da das Augenmerk im Fall dieser Solarpotenzialanalyse auf die Entwicklung einer Methode zur tageszeitlichen Solarpotenzialberechnung gelegt wurde. Die Einbindung von Vegetationsdaten ist jedoch möglich, sofern sie als 3D-Vektordaten vorliegen.

Die Bearbeitung ergab, dass es notwendig ist, das zu bearbeitende Gebiet in kleinere Gebietsparzellen aufzuteilen, um bereits bei der Arbeit mit einem 3D-Stadtmodell die Rechenzeit zu verkürzen sowie eine angenehme Arbeitsumgebung gewährleisten zu können. Die Ausdehnung der in diesem Projekt zu bearbeitenden Gebietsparzellen liegt bei 1 km². Diese Größe wird in der Regel bereits vom Stadtvermessungsamt vorgegeben. Dennoch ist zu empfehlen, die Parzellengröße umso kleiner zu wählen, je detaillierter die späteren Berechnungen sein sollen.

3.2 BERECHNUNGSGRUNDLAGE

Zur Berechnung des Energiepotenzials von Fassaden wird die gleiche Formel herangezogen, wie sie auch bei der Dachflächenberechnung genutzt wird (siehe Formel 1). Sie stammt aus einer von Laquai (2003) verfassten Übersicht aus der DIN EN 61724 und Haebler & Beutler (1995). Die Formel wurde nochmals auf ihre Richtigkeit geprüft und mit den Primärquellen verglichen.

$$Y = P_{stc} \cdot \left(PR \frac{H \cdot K}{G_{stc}} \right)$$

Y = mittlerer Ertrag (kWh/t)

P_{stc} = unter STC-Normbedingungen angegebene Nennleistung (kW)

G_{stc} = Strahlungsleistung unter STC-Normbedingungen (1 kW/m²)

PR = Performance Ratio

H = Globalstrahlung (kWh/m²/t oder Wh/m²/t)

K = Korrekturfaktor von Neigung und Ausrichtung der Modulflächen und der Sonnenstände

Formel 1: Berechnung des mittleren Energieertrags in der Zeit t (Laquai 2003)

Formel 1 zeigt die Berechnung des mittleren Energieertrags in der Zeit t durch das Multiplizieren der technischen Faktoren (Nennleistung und Performance Ratio) mit den äußeren Einflüssen (Globalstrahlung und Korrekturfaktor).

Korrekturfaktor (K)

Je nach Neigung und Ausrichtung der potenziellen Modulflächen kann die tatsächliche Globalstrahlung von der auf das Modul eintreffenden Strahlung abweichen. Um diese Abweichung in der Potenzialberechnung berücksichtigen zu können, wird ein Korrekturfaktor in die Gleichung einbezogen. Für die auf Jahressummen basierenden Solardachkataster gibt es sogenannte Korrekturfaktortabellen, die Neigung und Ausrichtung der Modulflächen berücksichtigen. Anders als bei der Jahressummenanalyse fließen bei der Tagesverlaufsanalyse die individuellen Sonnenstände im Verlauf eines Tags mit in die Korrekturfaktoren ein. Daher war für das hier vorgestellte Modell eine neue Korrekturfaktortabelle (siehe dazu Abschnitt 4) zu entwickeln.

Globalstrahlung (H)

Der Deutsche Wetterdienst (DWD) bietet ein ausgedehntes Archiv von Wetterdaten an. Darunter befinden sich Informationen zur monatlichen Globalstrahlung in Deutschland. Diese sind auf der Homepage frei verfügbar. Zudem stellt der DWD Globalstrahlungswerte bis auf Ebene der Tagessumme bereit, die jedoch nur gegen Bezahlung zusammengestellt werden (Deutscher Wetterdienst 2015).

Da der DWD keine Daten zu den für den Tagesverlauf benötigten Stundensummen bereitstellt, muss hier eine eigene Berechnung erfolgen. Daher wird die Strahlungsmenge der einzelnen Stundensummen durch eine Sonnenhöhen-Strahlungsmengen-Beziehung berechnet. Als Maß für die

Globalstrahlung wird der Sonnenhöhenwinkel angenommen. Je höher die Sonne steht, desto größer ist auch die Strahlungsmenge. Demnach wäre die höchste zu erwartende Strahlung bei einem Sonnenhöhenwinkel von 90 Grad zu erwarten (Klarle et al. 2008).

Da bei der Ermittlung der Sonnenstände auch der vertikale Sonnenwinkel, also der Sonnenhöhenwinkel, mit ausgegeben wird, kann die Globalstrahlung mittels prozentualen Anteilen näherungsweise errechnet werden.

Performance Ratio (PR):

Der Performance Ratio beschreibt das Ertragsverhältnis aus Einstrahlungsenergie in nutzbare Energie. Für den Performance Ratio wurde in diesem Fall ein Wert von 90% angenommen. Dieser wurde aus den Laborwerten mehrerer Modultypen gemäß der Zeitschrift Photon (Photon Lab 2015) ermittelt.

Verschattung

Basis der oben dargestellten Berechnung ist eine vollständig besonnte Fläche. Die Verschattung wird in der Grundformel nicht berücksichtigt. Da bei einer Berechnung die verschatteten Flächen herausgefiltert werden müssen, ist es notwendig, die Verschattung als weiteren Faktor in die Formel mit einzubinden. Hierzu wird die Verschattung bei der Nennleistungsberechnung mit der Fläche multipliziert (siehe Formel 2). Dadurch steht die Größe der Fläche und demnach der gesamte Energieertrag in Abhängigkeit von der Verschattung.

$$P_{stc} = n_{stc} \cdot F \cdot V \cdot G_{stc}$$

P_{stc} = unter STC-Normbedingungen angegebene Nennleistung (kW)

n_{stc} = unter STC-Normbedingungen gemessener Wirkungsgrad des Moduls

F = Fläche

V = Verschattung

G_{stc} = Strahlungsleistung unter STC-Normbedingungen (1 kW/m²)

Formel 2: Berechnung der Nennleistung (Laquai 2003) – Faktor Verschattung (V) nachträglich hinzugefügt

Der Wert „V“ nimmt entweder den Wert „1“ bei einer besonnten Fläche oder den

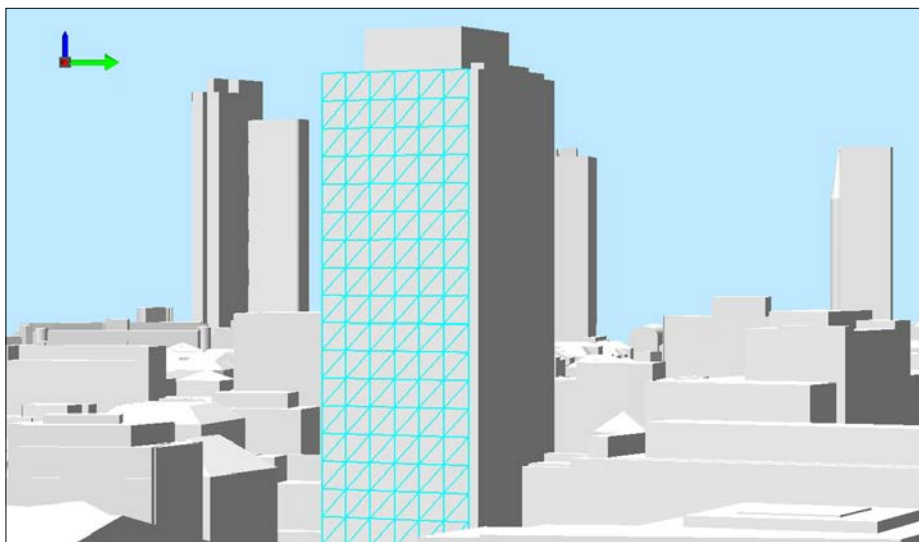


Abbildung 1: Aufteilung eines Fassaden-Features in kleinere Kacheln (Basisdaten: 3D-Stadtmodell Frankfurt am Main)

Wert „0“ bei einer verschatteten Fläche an. Diffuse Strahlung wird in der vorgestellten Solarpotenzialanalyse nicht berücksichtigt.

4 METHODIK

Die Methodik gliedert sich in zwei Teile. Zu Beginn wird die Standortanalyse von besonnten Fassadenflächen beschrieben. Danach wird die Berechnung der Korrekturfaktoren erklärt, welche von den unterschiedlichen Sonnenständen während eines Tagesverlaufs abhängen.

4.1 RAYTRACINGANALYSE DER FASSADEN

Grundvoraussetzung für die Durchführung der Raytracinganalyse in Bezug auf einen Tagesverlauf ist die Berechnung von stündlichen Sonnenständen während eines Tags sowie die Berechnung von sogenannten Sampling Points (Bezugspunkten) der Fassaden-Features des 3D-Stadtmodells.

Die Sonnenstände wurden mithilfe des Esri-Tools „Create Sun Skymap“ berechnet und als Punkt-Feature ausgegeben. Je kürzer die zeitlichen Intervalle der Sonnenstände gewählt werden, desto genauer ist die Tagesverlaufsanalyse. Im Fall der Beispiele aus Kapitel 5 sollte eine annähernde Darstellung der Besonnung im Tagesverlauf erreicht werden, wozu eine stündliche Verteilung gewählt wurde.

Im 3D-Stadtmodell wird zu Beginn pro Fassade eines Gebäudes ein Fassaden-Feature geliefert. Dadurch erhält jede Fassade nur eine Information zur Besonnung. Um die Besonnung bzw. die Verschattung

detaillierter berechnen oder darstellen zu können, wurden diese Features in mehrere kleinere Features unterteilt (siehe dazu Abbildung 1). Durch die kleineren Features kann genau bestimmt werden, welcher Teil der Fassade besonnt ist.

Jedem der kleineren Features der Fassade (Abbildung 1) wird ein Sampling Point zugewiesen, welcher den jeweiligen Mittelpunkt der Features bildet. Die Raytracinganalyse wird dann letztendlich über Sichtlinien zwischen Sonnenständen und Sampling Points der Fassaden berechnet (Abbildung 2).

In Abbildung 2 ist beispielsweise erkennbar, dass zwischen dem unteren Teil der Fassade und dem Sonnenstand keine Sichtverbindung besteht und somit eine Verschattung vorliegt. Die Sichtbarkeitsinformationen werden dann auf die Sampling Points übertragen und deklarieren die dazugehörigen Features entweder als verschattet oder besonnt.

4.2 KORREKTURFAKTOR IN ABHÄNGIGKEIT DES TÄGLICHEN SONNENVERLAUFS

Die derzeit existierenden Korrekturfaktortabellen bezüglich Neigung und Ausrichtung sind auf ein jährliches Solarpotenzial abgestimmt. Daher wird der Korrekturfaktor bei der Berechnung des jährlichen Solarpotenzials nur durch die Neigung und Ausrichtung der PV-Module bzw. die potenziellen Solarflächen bestimmt.

Der Korrekturfaktor eines bestimmten Sonnenstands muss beim Tagesverlaufsmo-

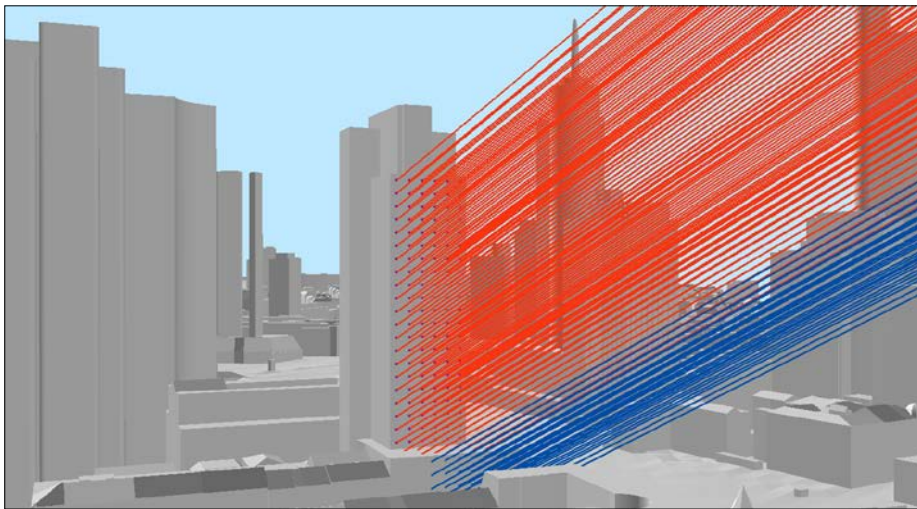


Abbildung 2: Sight Lines Sonnenstand – Sampling Points am Beispiel einer Fassade: rot = sichtbar, blau = nicht sichtbar (Basisdaten: 3D-Stadtmodell Frankfurt am Main)

dell separat bestimmt werden, da seine Berechnung sowohl von der Ausrichtung und Neigung der Modulfläche als auch vom Sonnenstand abhängig ist. Es ist notwendig, den vertikalen Sonnenstandswinkel, den sogenannten „Elevation Angle“, zu nutzen, der durch das Tool „Create Sun Sky-map“ als Gradzahl ausgegeben wird, um die Neigung bzw. die Höhe der Sonne bestimmen zu können.

Voraussetzung ist, dass bei einem Sonneneintriffswinkel auf die Modulfläche von 90° die meiste Energie erzeugt werden kann (Klarle et al. 2008). Dieser Winkel

liegt dann vor, wenn die Modulneigung zusammen mit dem „Sonnen Elevation Angle“ 90° ergibt (siehe Formel 3). Also gilt:

Modulneigung + vertikaler Sonnenstandswinkel = 90°

Formel 3: Ideale Voraussetzung für den Korrekturfaktor (ohne Azimutdifferenz)

Ein weiterer Aspekt der Korrekturfaktorberechnung ist die Ausrichtung des Moduls zur Sonne. Durch ein Subtrahieren des „Azimutwinkels“ der Features der Fassa-

den, also der horizontalen Ausrichtung von dem des Sonnenstands, ist es möglich, diese Abweichung (Azimutdifferenz) zu bestimmen. Es gilt, je größer die Abweichung, desto geringer wird der Korrekturfaktor.

Infolgedessen wird der oben dargestellten Gleichung ein weiterer Faktor hinzugefügt, nämlich die „Azimutdifferenz“ (siehe Formel 4).

Modulneigung + vertikaler Sonnenstandswinkel + Azimutdifferenz = 90°

Formel 4: Ideale Voraussetzung für den Korrekturfaktor (mit Azimutdifferenz)

Für die Azimutdifferenz wird angenommen, dass der Wert „0“ einen 90° -Einstrahlungswinkel der Sonne auf die Modulfläche beschreibt. Wie in Tabelle 1 zu sehen ist, wurde ein Wertebereich von 0° bis 90° (-90°) gewählt. Innerhalb dieser Spanne ist ein Auftreffen direkter Strahlung auf das Modul gewährleistet.

Bei einer Berechnung der Ausrichtung durch die Esri-Produkte wird der Azimutwinkel als Wert zwischen 0° und 360° angegeben. Die Winkel 0° und 360° beschreiben eine nördliche Ausrichtung. Da die Berechnung der Azimutdifferenz zwischen 0 und 360 Grad fehlerhaft sein kann, wurde der Wertebereich der Azimut-

Korrekturfaktor Tagesverlauf

vertikaler Sonnenstand (Grad)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Azimutdifferenz (Grad)										
90/-270	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30	0,25	0,20	0,15	0,10
-80/-280	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30	0,25	0,20	0,15
-70/-290	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30	0,25	0,20
-60/-300	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30	0,25
-50/-310	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30
-40/-320	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35
-30/-330	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40
-20/-340	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45
-10/-350	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50
0/360/-360	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55
10/350	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50
20/340	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45
30/330	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40
40/320	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35
50/310	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30
60/300	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30	0,25
70/290	0,65	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30	0,25	0,20
80/280	0,60	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30	0,25	0,20	0,15
90/270	0,55	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30	0,25	0,20	0,15	0,10

Tabelle 1: Korrekturfaktor Tagesverlauf

differenz auf 360 (−360°) bis 270° (−270°) erweitert. Anhand des folgenden Beispiels lässt sich die Problematik näher erklären:

Wenn ein Sonnenstand von 300° eine Sichtverbindung zu einem Panel mit 20° aufweist, besteht eine Azimutdifferenz von 280 bzw. −280. Jedoch liegen Sonne und Modulfläche noch in einem 80°-Winkel zueinander, wodurch eine direkte Strahlung der Sonne auf die Modulfläche möglich wäre.

Tabelle 1 basiert auf der Annahme, dass bei einem vertikalen Sonnenwinkel von „0“ und einer Azimutdifferenz von „0“ („360“ oder „−360“) der Korrekturfaktor 1,0 ist, da Sonne und Modulfläche optimal zueinander ausgerichtet sind. Da keine Messdaten der stündlichen Globalstrahlung und dazu passende Messungen eines aktiven PV-Moduls zur genauen Berechnung der Energieverluste vorlagen, werden Ausrichtungs- und Neigungspaare als lineare Werte angenommen und bestimmt, die in Abhängigkeit zu dem erforderlichen 90°-Einstrahlungswinkel stehen.

5 ANWENDUNG UND TRANSFER DER METHODE

Das oben vorgestellte Modell zur Solarpotenzialanalyse von Fassaden kann vielfältig angewendet werden, beispielsweise um das Solarpotenzial einzelner Gebäude im Tagesverlauf zu erfassen.

In Abbildung 3 wurde das stündliche Energiepotenzial des Main Towers in Frankfurt am 21. März 2014 berechnet. Es wur-

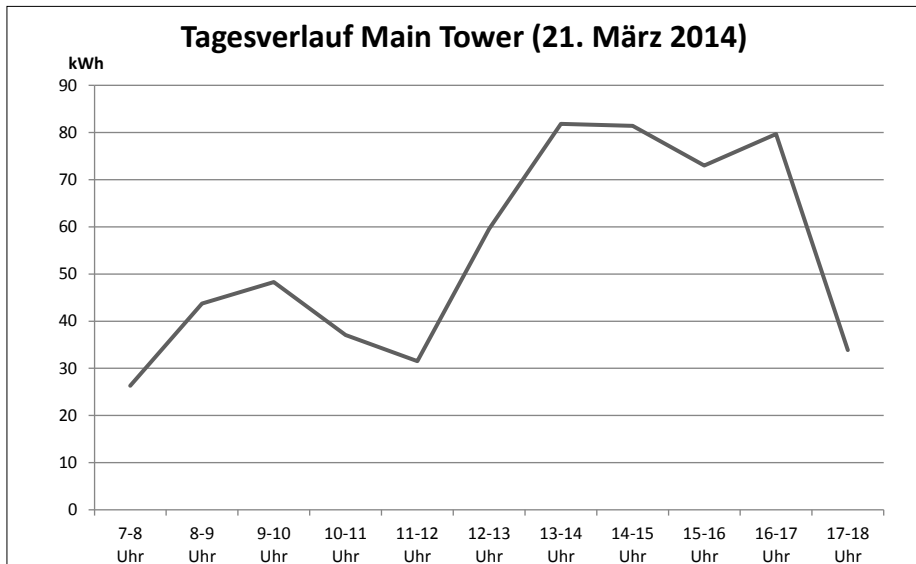


Abbildung 3: Energiepotenzial (monokristalliner Module) Main Tower – Tagesverlauf am 21. März 2014

de angenommen, dass die gesamte Fassade des Main Towers mit einer Fläche von 2 km² mit monokristallinen PV-Anlagen mit einem Wirkungsgrad von 18% bestückt ist.

Besonders deutlich ist die hohe potenzielle Energieerzeugung am Abend zu erkennen. Sie liegt trotz niedriger Globalstrahlung ähnlich hoch wie zurzeit der Mittagssonne bei etwa 80 kWh in der Stundensumme. Zum Vergleich liegt der Verbrauch eines 4-Personen-Haushalts durchschnittlich bei 4750 kWh im Jahr (BDEW 2013). Demnach könnte die potenzielle Energie zwischen 16 Uhr und 17 Uhr einen 4-Personen-Haushalt sechs Tage versorgen. Der Grund für die hohe potenzielle Energie am Abend liegt in der

Besonnung einer großen Fassadenfläche sowie an dem niedrigen Sonnenstandswinkel der Abendsonne, was einen effektiveren Korrekturfaktor (0,85) zur Folge hat (siehe auch Kapitel 4).

Die oben vorgestellte Methode zur Solarpotenzialanalyse kann demnach für ein effizientes Solarenergiemanagement einzelner Gebäude genutzt werden. Sie ermöglicht es, die optimale Position für PV-Anlagen sowie eine gezielte Energieerzeugung über den gesamten Sonnenzyklus eines Tags zu planen. Diese Informationen sind insbesondere für Architekten und Facilitymanager interessant, um bestehende oder geplante Gebäude effizient mit Solarmodulen bestücken zu können, sodass der Tagesbedarf an Energie möglichst gedeckt werden kann.

Zusätzlich können Netzbetreiber von diesen Informationen profitieren. Durch die Berechnung der täglichen Erzeugungsspeaks kann einer zu großen Auslastung der Trafos vorgebeugt werden. In diesem Fall empfiehlt sich insbesondere eine großflächige Berechnung, da den einzelnen Trafos der Netzbetreiber mehrere Gebäude zugeordnet sind.

Wie in Abbildung 4 zu sehen ist, lässt sich dieses Berechnungsmodell auf die oben erwähnten größeren Bereiche übertragen. Hier wurde die Besonnung am 21. März 2014 zwischen 9 Uhr und 10 Uhr für das Bankenviertel und die Innenstadt von Frankfurt am Main berechnet.

Es ist somit möglich, das Fassadenpotenzial ganzer Städte zu berechnen, was

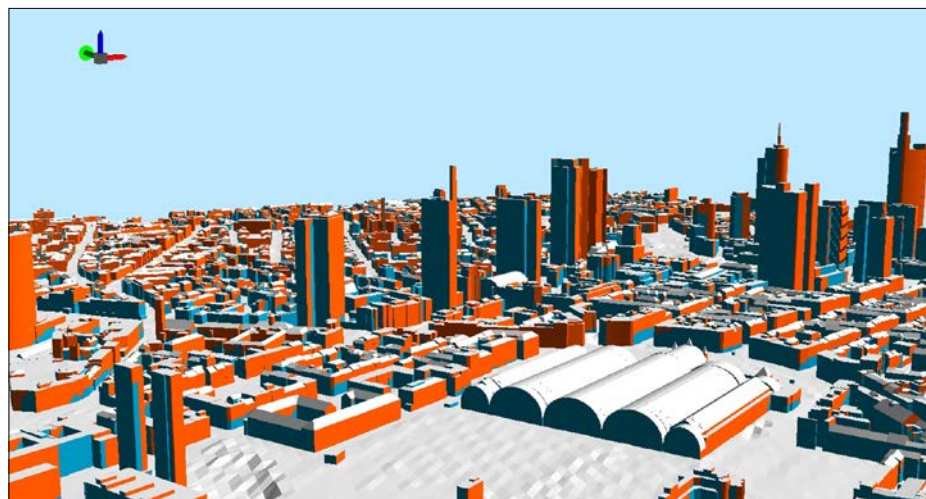


Abbildung 4: Verschattung Frankfurt am Main Bahnhofsviertel/Bankenviertel – 21. März 2014, 9-10 Uhr. Orange: besonnte Fläche; blau: verschattete Fläche; Blickrichtung: Nord-Osten (Basisdaten: 3D Stadtmmodell Frankfurt am Main).

ein weiteres Planungswerkzeug zur Unterstützung virtueller Kraftwerke sein kann. Insbesondere die derzeitige Entwicklung der Smart Grids kann dadurch gefördert werden und bietet neue Möglichkeiten bei der Abstimmung der einzelnen Smart-Grid-Komponenten.

Zusätzlich bietet die großflächige Berechnung des Solarpotenzials im Tagesverlauf ein neues Planungswerkzeug für die Stadtplanung. Besonders bei geplanten Siedlungseinheiten kann so eine effektive Bauweise der Gebäude sowie ein sinnvoller Bauplan der Siedlung entwickelt werden.

Auch neue innovative Stadtplanungs-ideen wie die des „OnTop“-Projektteams der Frankfurt University of Applied Sciences, welches am internationalen Solar Decathlon Europe 2014 teilnahm, können von neuwertigen Solarpotenzialberechnungsmethoden profitieren. Der Kern des „OnTop“-Projekts ist es, eine neue Wohneinheit auf ein bereits bestehendes Gebäude aufzusetzen. Die neue Wohneinheit soll neben neuem Wohnraum auch eine energetische Aufwertung des bestehenden Gebäudes liefern. Dies soll durch einen Überschuss an gewonnener Solarenergie ge-

währleistet werden, die durch Solarmodule auf den Dächern erzeugt wird. Durch die höhere Lage der aufgesetzten Wohneinheit bestehen bessere Standortbedingungen für die Solarmodule. Um geeignete Bestandsgebäude detektieren zu können, muss jedoch im Vorfeld eine Potenzialanalyse durchgeführt werden. Die im Rahmen dieses Beitrags vorgestellte großflächige Solarpotenzialanalyse von Fassaden kann jungen Projektteams dazu dienen, auch die Fassaden als potenzielle Energienutzungsfläche in Betracht zu ziehen und somit neue Ideen für innovative Architektur- und Stadtplanungsprojekte zu entwickeln.

6 FAZIT

Es wurde nachgewiesen, dass eine Solarpotenzialanalyse, die den gesamten Tagesverlauf berücksichtigt, möglich ist. Genutzt werden Korrekturfaktoren, welche Neigung und Ausrichtung in Abhängigkeit von den Sonnenständen abbilden, sowie Sichtlinien zwischen Sonne und Fassade. Durch die Sichtlinien kann eine Beziehung zwischen Fassadenfläche und Sonne hergestellt werden, was Aussagen zum nutzbaren Anteil der Globalstrahlung pro Fläche zulässt.

Es besteht jedoch noch Forschungsbedarf im Hinblick auf die genaue Berechnung der Korrekturfaktoren, welche auf Basis von exakten Globalstrahlungsmessungen durchgeführt werden muss. Deshalb sind die vorgestellten Ergebnisse eher konservativ zu beurteilen, bieten jedoch einen ersten Eindruck vom möglichen Solarpotenzial der Fassaden.

Besonders bei Hochhäusern wie im oben genannten Beispiel, dem Main Tower, liegt ein hohes solares Potenzial der Fassaden vor, hauptsächlich bedingt durch die Größe der Potenzialfläche. Zudem ist der Energiegewinn am Morgen und Abend durch die senkrechte Neigung der Fassaden effizienter, was zusätzlich ein höheres Gesamtsolarpotenzial zu Folge hat.

Durch die Tagesverlaufsanalyse des Solarpotenzials von Fassaden lassen sich einerseits Tagespeaks der potenziellen Energieerzeugung herausstellen. Andererseits können optimale Flächen für PV-Module bestimmt werden. Dadurch kann ein effizienteres Solarenergiemanagement für einzelne Gebäude, aber auch für großflächige Gebiete betrieben werden, was unter anderem neuen energetischen Konzepten andere Perspektiven in der Planung verschafft.

Literatur

AG Energiebilanzen (2016): Jahresbericht – Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015.
 BDEW (2013): Energie-Info-Stromverbrauch im Haushalt. Berlin.
 Deutscher Wetterdienst (2015): Globalstrahlungsdaten. http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=dwdwww_klima_umwelt_gutachten&T15805338371147076754824gsbDocumentPath=Navigation%2FOeffentlichkeit%2FKlima__Umwelt%2FKlimagutachten%2FSolarenergie%2FGlobalstr__Daten__node.html%3F_Zugriff_09/2015.
 DIN EN 61724:1999-04: Überwachung des Betriebsverhaltens photovoltaischer Systeme – Leitfaden für Messen, Datenaustausch und Analyse. Beuth, Berlin.

Haeberlin, H.; Beutler, C. (1995): Normalized Representation of Energy and Power for Analysis of Performance and On-Line Error Detection in PV-Systems. 13th EU PV Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion. Nice.
 Klärle, M.; Lanig, S.; Ludwig, D. (2008): Automatisierte Standortanalyse für die Solarnutzung auf Dachflächen über hochaufgelöste Laserscanningdaten. In: Strobl, J.; Blaschke, T.; Griesebner, G. (Hrsg.): Angewandte Geoinformatik 2008. Beiträge zum 20. AGIT-Symposium Salzburg. Wichmann, Berlin/Heidelberg, S. 466-475.
 Laquai, B. (2003): Abschätzung des möglichen Energieertrags einer Photovoltaikanlage. Selbstverlag. Stuttgart.
 Photon Lab (2015): Photon Lab's outdoor module tests: Results of March 2015 yield measurements.

In: Photon International, 6/2015, S. 61-63.
 Regvat, R.; Hämmerle, M.; Marx, S.; König, K.; Höfle, B. (2014): 3D-Punktbasierte Solarpotenzialanalyse für Gebäudefassaden mit freien Geodaten. In: Strobl, J.; Blaschke, T.; Griesebner, G.; Zagel, B. (Hrsg.): Angewandte Geoinformatik 2014. Beiträge zum 26. AGIT-Symposium Salzburg, Wichmann, Berlin/Heidelberg, S. 196-204.
 Sester, M.; Alermatt, P.; Holst, H.; Huang, H.; Schilke, H.; Schöber, V.; Seckmeyer, G.; Winter, M. (2015): Vertikale Solarfassaden in der Landeshauptstadt und der Region Hannover. Masterplan 100% für den Klimaschutz. Hannover.