

Potenzialabschätzung Solarstrom Graubünden



Amt für Raumentwicklung
Uffizi per il svilup dal territori
Ufficio per lo sviluppo del territorio

Impressum

Herausgeber

Amt für Raumentwicklung
Kanton Graubünden
Grabenstrasse 1
7000 Chur

Redaktion

Dr. Stephan Volkwein (1)
Björn Siebers (2)
Georg Ludes (2)

- (1) Renewables-Now Aktiengesellschaft, In der Ey 17, 8047 Zürich, +41 - 43 817 4820,
SVolkwein@renewables-now.ch, www.renewables-now.ch
(2) simuPLAN, Alleestraße 10, 46282 Dorsten, +49 - 2362 99 337 - 12, b.siebers@simuplan.de,
www.simuplan.de

Stand

22. September 2014

Projektbegleitgruppe

Dr. Boris Spycher, Amt für Raumentwicklung Kanton Graubünden
Erich Büsser, Amt für Energie und Verkehr Kanton Graubünden
Andrea Lötscher, Amt für Energie und Verkehr Kanton Graubünden

Bildnachweis

Amt für Raumentwicklung Kanton Graubünden, Chur (Titelbild)
Andreas Joos (9-1, 9-2)
Architetta Schiers AG, Schiers (9-3, 9-4)
Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz Zürich (4-1)
Fanzun AG dipl. Architekten+Ingenieure, Chur | Engadin | Arosa | Zürich (9-6, 9-9)
Genossenschaft Skilift Tenna, Tenna (3-3)
HydroSun AG, Feldmeilen (3-4)
Ralph Feiner (2-1, 9-3)
Rhienergie AG, Tamins (3-2)
Stefan Margreth (3-5, 9-11, 9-12)
Suntechnics Fabrisolar AG, Küsnacht (3-1, 9-5, 9-8, 9-10)
WSL-Institut für Schnee- und Lawinenforschung SLF, Davos (9-7)

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| 1 Einleitung..... | 4 |
| 1.1 Aufgabenstellung..... | 4 |
| 1.2 Raumplanerische Vorgaben für Photovoltaikanlagen..... | 4 |
| 1.3 Kantonale Energiebilanz..... | 4 |
| 1.4 Historische Entwicklung der Photovoltaik im Kanton..... | 7 |
| 2 Abschätzung des Solarstrom-Potenzials in Bauzonen..... | 8 |
| 2.1 Einleitung..... | 8 |
| 2.2 Strahlungsdaten..... | 9 |
| 2.3 Schätzwerte Stromertrag pro Gebäudgrundrissfläche..... | 12 |
| 2.4 Solarstrompotenzial der Dachflächen in Bauzonen..... | 18 |
| 2.5 Parkplätze in Gewerbegebieten..... | 19 |
| 3 Potenziale ausserhalb der Bauzonen..... | 20 |
| 3.1 Einleitung..... | 20 |
| 3.2 Gebäude ausserhalb der Bauzonen..... | 20 |
| 3.3 Lärmschutzwände..... | 20 |
| 3.4 Bestehende Masten (Bergbahnen)..... | 21 |
| 3.5 Stauseen, Staumauern, Bewässerungsseen für Beschneiungsanlagen..... | 22 |
| 3.6 Bestehende Stützmauern entlang von Strassen / Bahnen..... | 23 |
| 3.7 Lawinenverbauungen..... | 24 |
| 3.8 Andere Freiflächenanlagen..... | 24 |
| 4 Strahlungsdaten im kantonalen Geoportal..... | 25 |
| 4.1 Rohdaten für Umrechnung auf geneigte Ebene..... | 25 |
| 4.2 Methodik Umrechnung auf geneigte Ebene..... | 25 |
| 4.3 Validierung Umrechnung auf die geneigte Ebene..... | 29 |
| 5 Schlussfolgerungen..... | 30 |
| 6 Literatur..... | 30 |
| 7 Bestätigung der Mittelverwendung..... | 31 |
| 8 Anhang Parkplatzflächen-Identifikation und Berechnung..... | 32 |
| 9 Anhang umgesetzte Beispiele..... | 38 |
| 9.1 Bauzonen, Neubauten, Wohnhäuser..... | 38 |
| 9.2 Bauzonen, Neubauten, Nichtwohnhäuser..... | 39 |
| 9.3 Bauzonen, Altbauten..... | 39 |
| 9.4 Ausserhalb von Bauzonen, Altbauten..... | 41 |
| 9.5 Ausserhalb von Bauzonen, Bergbahnen und Skilifte..... | 42 |
| 9.6 Ausserhalb von Bauzonen, Lawinenverbauungen..... | 43 |

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Die Aufgabenstellung umfasst

- 1) die Hochrechnung des Solarstrompotenzials durch die Nutzung der Dächer der Gebäude in Graubünden für Photovoltaikanlagen
- 2) die Bereitstellung einer Datenbank und Software für einen Online-Dienst zur Abfrage der jährlichen Globalstrahlung auf beliebig geneigte und ausgerichtete Ebenen im Kanton Graubünden.

Neu ist insbesondere die Verwendung der neusten Strahlungsdaten für den Zeitraum 2004 bis 2013, die mit einer für Satellitenmessdaten und für das Hochgebirge wichtigen, erheblich verbesserten Wolkenerkennung über hellem Boden (Schnee) arbeitet (Stöckli, 2014). Der im Rahmen des Interreg-Projekts PVAAlps erzeugte Strahlungsdatensatz hat eine hohe geographische Auflösung von 100 Meter. Die Auswertung der Satellitenmessdaten bis zur Berechnung der monatlichen Diffus- und Direktstrahlung auf die horizontale Ebene und die monatlichen Albedowerte wurden vom EURAC-Institut bereitgestellt. Die übrigen Rohdaten für die Berechnungen stammen im Wesentlichen vom Kanton Graubünden.

1.2 Raumplanerische Vorgaben für Photovoltaikanlagen

Solaranlagen, die auf Dächern (im Sinne von Artikel 32a der eidgenössischen Raumplanungsverordnung) „genügend angepasst“ sind, bedürfen in Bau- und Landwirtschaftszonen keiner Baubewilligung. Davon ausgenommen sind Solaranlagen auf Kultur- und Naturdenkmälern von kantonaler oder nationaler Bedeutung oder – sofern das kantonale Recht dies will – solche in Schutzzonen. Diese neue Bestimmung des eidgenössischen Raumplanungsgesetzes gilt seit dem 1. Mai 2014. Zur Präzisierung des Begriffs „Genügend angepasst“ hat das Amt für Raumentwicklung einen Leitfaden publiziert. Anlagen die diesen Anforderungen nicht entsprechen, erfordern eine Baubewilligung und bei Freiflächenanlagen zusätzlich eine Anpassung der Nutzungsplanung.

1.3 Kantonale Energiebilanz

In Graubünden entfallen vom Gesamtenergieverbrauch über 70 Prozent auf fossile und nukleare Energien, welche importiert werden, ökologisch problematisch und endlich sind. Graubünden ist ein Nettostromexportkanton. Graubünden produziert zwar keinen Atomstrom und keinen Kohlestrom, verbraucht aber solchen Strom. Rund 22 Prozent der Energie werden durch Strom beziehungsweise Elektrizität abgedeckt. Gesamtschweizerisch ist eine ähnliche Aufteilung festzustellen (Abbildung 1-1).

Strom ist die Energieform, die am vielfältigsten einsetzbar ist und in allen Bereichen des täglichen Lebens verwendet wird. Strom wird daher als die Schlüsselenergie bezeichnet, welche sich hocheffizient in andere Energieformen umwandeln lässt. Ohne den Einsatz elektrischer Energie stehen beispielsweise

Ölheizungen, Tankstellen und so weiter still, weil der Strom für die Pumpen oder die Steuerung fehlt.

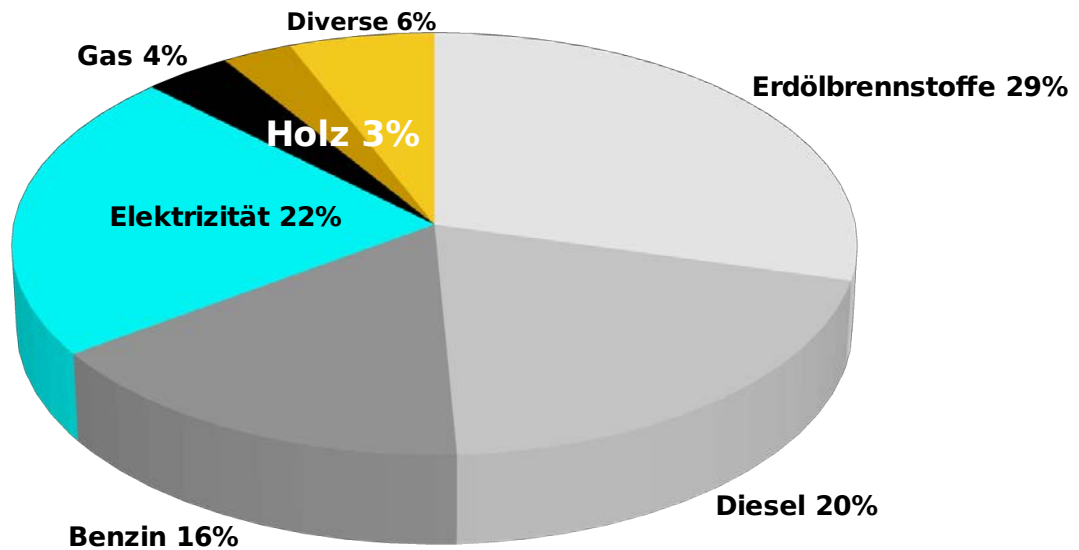


Abbildung 1-1: Energieverbrauch Graubünden 2012

Stromverbrauch

Der jährliche Stromverbrauch im Kanton Graubünden beträgt aktuell rund 2 Terawattstunden. Die langfristige Entwicklung des Verbrauchs geht aus der folgenden Grafik 1-2 hervor.

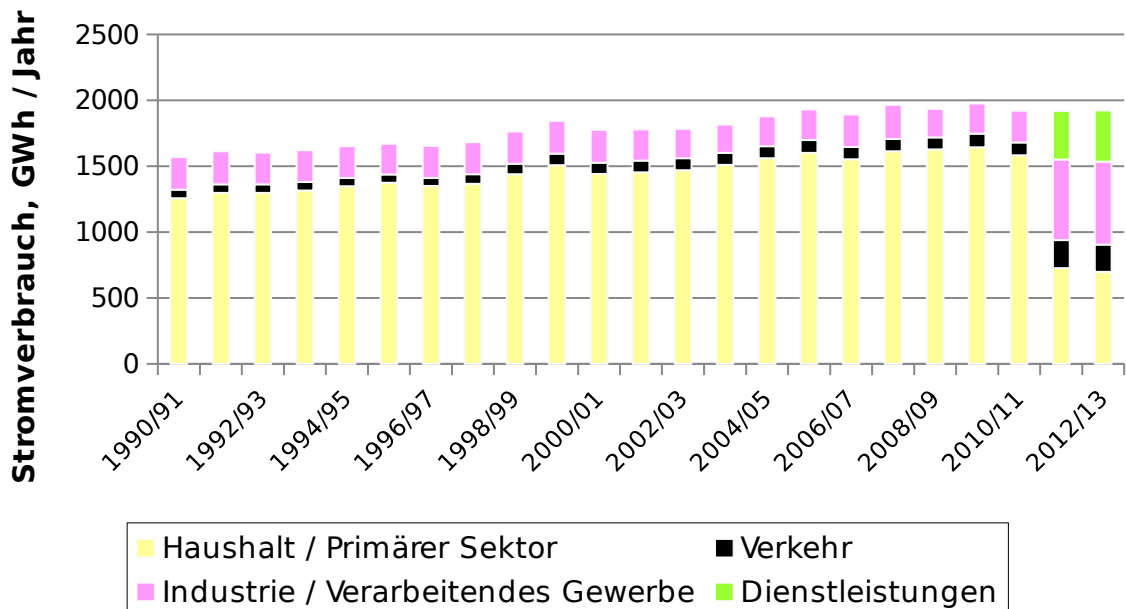


Abbildung 1-2: Stromverbrauch Graubünden nach Sektoren. Wechsel der Bilanzierungsmethode von 2010/2011 auf 2011/2012. GWh = Gigawattstunde

Stromproduktion in Graubünden

Die Energieerzeugung aus Wasserkraft trägt mit über 97 Prozent zur Stromproduktion von total rund 8 Terawattstunden in Graubünden bei. Folgende Grafik 1-3 zeigt, aus welchen Erzeugungsarten sich die Stromproduktion Graubündens zusammensetzt.

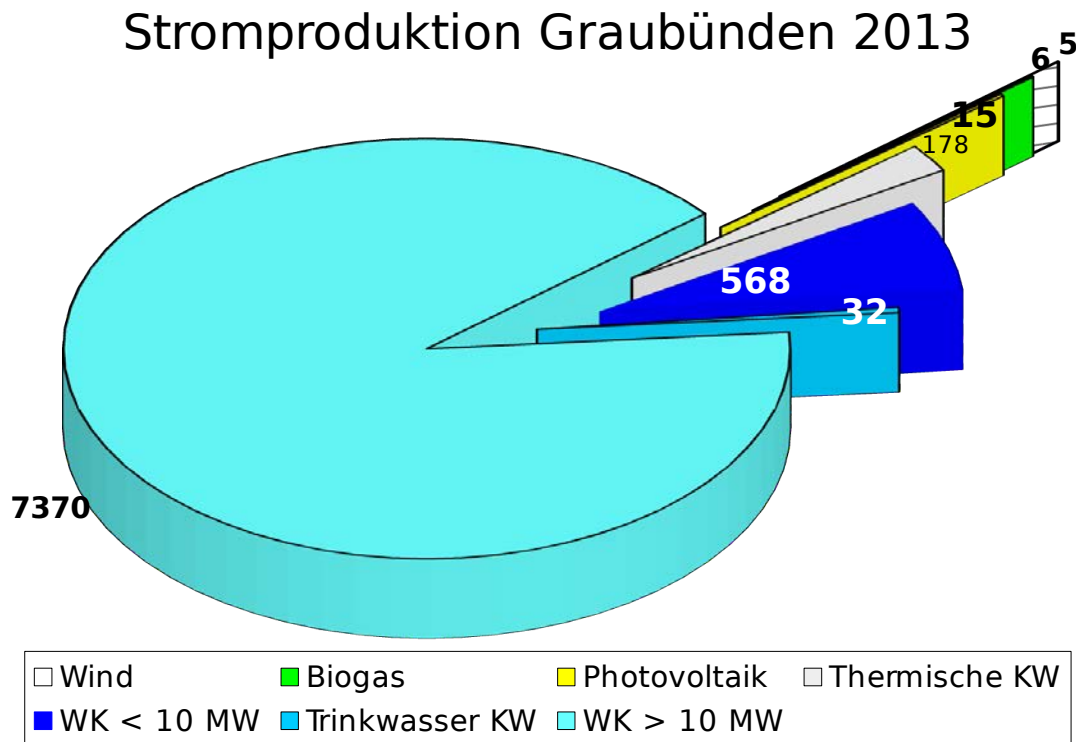


Abbildung 1-3: Stromproduktion Graubünden im Kalenderjahr 2013: 8174 Gigawattstunden (= 29 Petajoule). WK bedeutet Wasserkraft. MW ist Megawatt (installierte Leistung). KW steht für Kraftwerke

Volkswirtschaftliche Bedeutung der Elektrizitätserzeugung

Wasserkraft

Für Graubünden ist die Stromerzeugung und -nutzung von grosser energie- und volkswirtschaftlicher Bedeutung. Rund drei Viertel des in Graubünden erzeugten Stroms werden exportiert. Durch die Nutzung der Wasserkraft werden zahlreiche Arbeitsplätze im Kanton gesichert. Im Jahr 2013 waren in Graubünden im Bereich Energieerzeugung aus Wasserkraft rund 550 Personen beschäftigt. Jährliche Unterhaltsaufwendungen im Umfang von rund 40 Millionen Franken sowie Erneuerungs- und Neubauinvestition von über 200 Millionen Franken schaffen weiter grosse Auftragsvolumen für regionale und nationale Unternehmen.

Eine wesentliche Bedeutung für den Finanzhaushalt zahlreicher Gemeinden und des Kantons haben auch die jährlichen Leistungen der Kraftwerksunternehmen in Form von Rohstoffentgelten (Wasserzins beziehungsweise Wasserwerksteuer) und Steuern von insgesamt rund 110 Millionen Franken.

Neue erneuerbare Energien

Zu den neuen erneuerbaren Energien werden Wind, Sonnenenergie, Biomasse und Geothermie gezählt. Für den Kanton Graubünden sind noch keine Daten zur volkswirtschaftlichen Bedeutung der erneuerbaren Energien vorhanden. Es ist aber zu vermuten, dass der volkswirtschaftliche Nutzen pro produzierte Kilowattstunde Energie bei den neuen erneuerbaren Energien grösser ist als bei der Wasserkraft.

Kantonale Ziele zur Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien

Die kantonale Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien und aus der Kleinwasserkraft (Anlagenleistung kleiner als 10 Megawatt) ist gemäss Bericht über die Strompolitik des Kantons Graubünden vom August 2012 (Graubünden, 2012) bis ins Jahr 2035 um 600 Gigawattstunden pro Jahr zu erhöhen (Basis 2011). **Davon sollen 200 Gigawattstunden aus der Photovoltaik stammen.**

1.4 Historische Entwicklung der Photovoltaik im Kanton

Die erste Bündner Photovoltaikanlage wurde vermutlich im Jahr 1989 in Betrieb genommen. Es folgten zehn Jahre, in denen vereinzelt Anlagen zugebaut wurden. In manchen Jahren gab es auch keine Neubauten von Anlagen. Im Jahr 1999 wurde die 1-Watt-pro-Einwohner-Schwelle überschritten. Danach wurden jedes Jahr neue Anlagen zugebaut. Die 10-Watt-pro-Einwohner-Schwelle wurde im Jahr 2009 überschritten. Die 100-Watt-pro-Einwohner-Schwelle wurde vermutlich Anfang 2014 übertroffen.

Die Bündner Entwicklung verlief ähnlich wie in der übrigen Schweiz. Die kumulierte installierte Leistung betrug Ende 2013 99,5 Watt pro Einwohner (Abbildung 1-4). Im Vergleich dazu hat Italien etwa 290, Liechtenstein 410 und Deutschland 450 Watt pro Einwohner installiert (SolarSuperState, 2014).

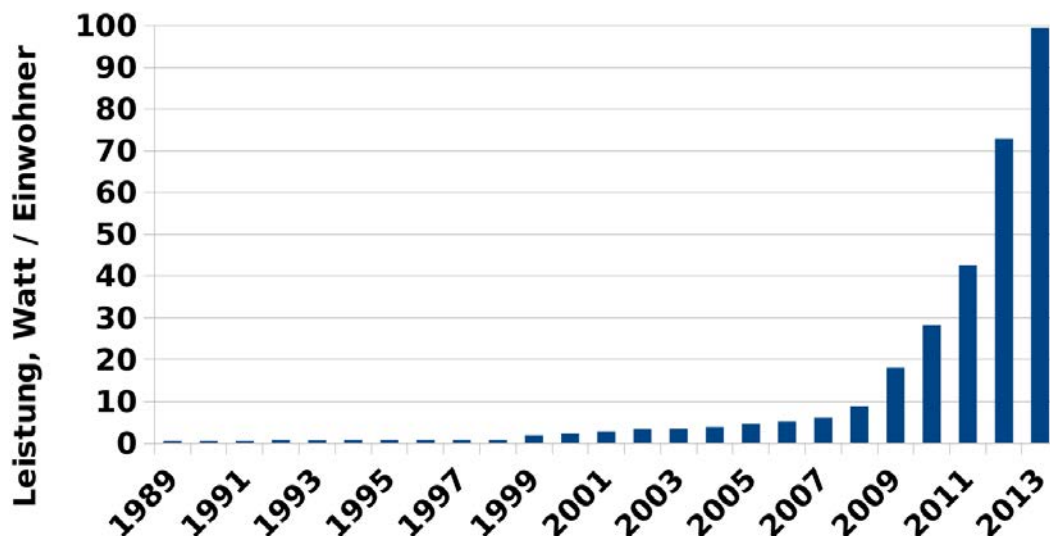


Abbildung 1-4: Entwicklung der kumulierten installierten Leistung Photovoltaik in Graubünden von 1989 bis 2013

2 Abschätzung des Solarstrom-Potenzials in Bauzonen

2.1 Einleitung

Zur Abschätzung des Solarstrom-Potenzials wird die jährliche Globalstrahlung auf die horizontale Ebene verwendet. Die Globalstrahlung liegt im Hektar-Raster vor und wurde aus Satelliten-Daten abgeleitet.

Da die aktuellen Dachlandschaften der meisten Gemeinden des Kantons noch nicht digital vorliegen, muss das Potenzial der Dachlandschaften anhand der Gebäude-Grundrissfläche bestimmt werden. Als Zwischenergebnis liegt je eine Shapefile-Datei mit den geometrischen Flächen für die Gebäudegrundrisse und Parkplätze vor. Darin sind die horizontalen jährlichen Einstrahlungswerten und Gebietszuordnungen enthalten.

Die Hochrechnung des Potenzials erfolgt auf der Grundlage von existierenden Solarpotenzialanalysen der vier Bündner Gemeinden Davos, Klosters-Serneus, Landquart und Silvaplana.

Für die in dieser Studie durchgeführte Solarstrompotenzialanalyse gelten folgenden Annahmen

- ◆ Modulwirkungsgrad von 18 ± 4 Prozent bei Standardbedingungen
- ◆ Performance Ratio (Anlagen-Wirkungsgrad ab Ausgang Modul Gleichstromseite bis Einspeisepunkt ins Stromnetz) von 80 Prozent.
- ◆ Volle Ausnutzung der schrägen Dachflächen durch flächenintegrierte Photovoltaikanlagen
- ◆ Bei Flachdächern eine Aufständigung der Module nach Süden mit einer Modulefläche, die 40 % der Flachdachfläche entspricht

Für die angenommene Moduleffizienz kommen verschiedene Chemien in Frage. Die dominante Photovoltaik-Chemie ist Silicium. Abbildung 2-1 zeigt ein Beispiel für Silizium-Module.



Abbildung 2-1: Davos Dorf Bürogebäude WSL-Institut für Schnee- und Lawinenforschung. Fassade 76 monokristalline Silizium-Module zu je 315 Watt-peak (gesamt 23.94 Kilowatt-peak), Ertrag circa 21 Megawattstunden pro Jahr

Bei geneigten Dächern können Photovoltaikmodule als wasserführende Schicht verwendet werden und ersetzen dadurch konventionelle Materialien wie zum Beispiel Dachziegel (Hegger und Mitarbeiter, 2008, Seite 107). Mit solchen dachintegrierten Anlagen kann man eine maximale Dachflächenausnutzung erreichen. Die tatsächliche Nutzungsmöglichkeit der Schrägdächer hängt stark vom Vorhandensein von Dachaufbauten und Dachfenstern ab. Durch

Gebäudesanierungen kann man die Dachform auch für die Photovoltaikanwendung optimieren, indem man Dachaufbauten entfernt und günstige Dachneigungen und Dachausrichtungswinkel wählt.

Bei Flachdächern gibt es drei Möglichkeiten zur Platzierung der Solarmodule:

- 1) Module nach Süden aufgeständert (historische Variante)
- 2) Modulfeld bedeckt ganzes Flachdach mit sehr geringer Neigung
- 3) Module alternierend nach Osten und Westen ausgerichtet

Die grössten Stromerträge pro Flachdachfläche werden bei den Varianten 2 und 3 erzielt, während der grösste modulspezifische Stromertrag bei Variante 1 erreicht wird.

2.2 Strahlungsdaten

Das Bodenmessnetz für Strahlungsdaten ist lückenhaft. Je weiter man von einer Bodenmessstation entfernt ist, desto ungenauer können die daraus interpolierten Strahlungsdaten werden. Eine bessere Boden-Auflösung können Satellitenmessdaten liefern. Die bisherige in Europa übliche Auswertemethodik der Satellitenmessdaten (Methode CMSAF (Satellite Application Facility in Climate Monitoring) mit Daten von Satelliten von EUMETSAT (European Organisation for the Exploitation of Meteorological Satellites), Hollmann (2013)) ist im Hochgebirge ungenau, weil die Wolkenerkennung über schneebedecktem Boden mangelhaft ist.

Ein neuer Wolkenerkennungsalgorithmus (Stöckli, 2014) wurde von MeteoSchweiz entwickelt und angewendet, und von der Europäischen Akademie Bozen (EURAC) auf 100 Meter räumliche Auflösung skaliert.

Für das gesamte Kantonsgebiet beträgt die mittlere jährliche Einstrahlung auf die horizontale Ebene mit Bergverschattung

1331 Kilowattstunden pro Quadratmeter pro Jahr. Das entspricht

152 Watt pro Quadratmeter.

Cheliotis und Mitarbeiter (2013) hat die von EURAC angewendete Methode durch einen Vergleich der monatlichen Globalstrahlungswerte auf die horizontale Ebene für das Kalenderjahr 2012 überprüft. Insgesamt wurden die folgenden vier Varianten gegenüber gestellt (Tabelle 2-1).

- x Satellitenmessdaten EURAC-Methode (Wagner, 2012)
- x Satellitenmessdaten konventionell nach bisheriger CMSAF-Methode
- x Messdaten von 17 Bodenmessstationen in Graubünden
- x Satellitenmessdaten MeteoSchweiz-Methode, wie EURAC-Methode nur gröberes Raster (2 Kilometer) bei Horizontbestimmung und Skyview-Faktoren

Tabelle 2-1: (Mittlere) Abweichungen der monatlichen Globalstrahlungswerte in Graubünden im Jahr 2012 mit den Bodenmesstationswerten als Referenz

| Methode | Einheit: Watt / Quadratmeter | |
|--|------------------------------|--------------------------------|
| | (Mittlere) Abweichung | Absolute (mittlere) Abweichung |
| Bodenmesstationen (Referenz) | 0 | 0 |
| Satellitenmessdaten EURAC-Methode | -1.2 | 13 |
| Satellitenmessdaten MeteoSchweiz-Methode | -0.2 | 9 |
| Satellitenmessdaten CM-SAF konventionell | 26.6 | 28.3 |

Ein Prozent Fehler entspricht in etwa 1.5 Watt pro Quadratmeter. Bei der Abweichung können sich negative und positive Abweichungen kompensieren, bei der absoluten Abweichung nicht. Bei der absoluten Abweichung werden die Beträge der Abweichungen gemittelt. Beträge sind per Definition immer positiv. Daher sind die absoluten Abweichungen grösser als die Abweichungen. Die Globalstrahlungswerte für die Satellitenmessdaten mit EURAC-Auswertungsmethodik sind im Mittel 1.2 Watt pro Quadratmeter (gleich 11 Kilowattstunden pro Quadratmeter pro Jahr oder gleich 1 Prozent) kleiner als die Globalstrahlungswerte auf Basis der Bodenmesstationen. Die mittlere absolute Abweichung beträgt aber 13 Watt pro Quadratmeter (9 Prozent). Das heisst, dass die Globalstrahlungswerte im Mittel 13 Watt pro Quadratmeter von denen der Bodenmesstationen abweichen. Die Abweichung kann positiv oder negativ sein. EUMETSAT gibt als optimale Genauigkeit der aus Satellitendaten abgeleiteten Globalstrahlung 8 Watt pro Quadratmeter für die mittlere absolute Abweichung der Monatsmittelwerte im Vergleich zu der aus Bodenmesstationen abgeleiteten Globalstrahlung an (Hollmann, 2013). Hinzu kommt noch die Ungenauigkeit der Globalstrahlung aus den Bodenmesstationen. Die Genauigkeit der Monatsmittelwerte der Bodenmesstationen wird auf 5 Watt pro Quadratmeter geschätzt. Daher ist man sehr zufrieden, wenn die Monatsmittelwerte aus Satellitendaten im Mittel eine Abweichung von weniger als 13 Watt pro Quadratmeter relativ zu den Monatsmittelwerten aus Bodenmesstationen haben.

Die in dieser Studie verwendeten Globalstrahlungswerte auf die horizontale Ebene für Graubünden sind wegen der Genauigkeit (9 Prozent mittlere absolute Abweichung gegenüber Bodenmesstationsdaten) auf jeden Fall deutlich besser als Satelliten-Daten nach der bisherigen Standardmethode CMSAF (19 Prozent) und hinsichtlich der Bodenaufösung von 100 Meter auch signifikant besser, als dies ein Datensatz nur auf Basis von Bodenmesstationsdaten sein könnte.

Für die Berechnung der jährlichen Einstrahlung mit Bergverschattung auf geneigte Ebenen empfiehlt Stöckli (2014) verschiedene Methoden, die verschieden hohen Rechenaufwand bedeuten. Die einfachste Methode, die mit vergleichsweise geringem Rechenaufwand zu plausiblen Ergebnissen führt, wird in dieser Studie angewendet und erfordert folgende Rohdatenbasis separat für jeden zu berechnenden Punkt:

➔ Monatliche diffuse Einstrahlung auf horizontale Ebene inklusive

Bergschatten

- ➔ Monatliche Direkt-Strahlung auf horizontale Ebene inklusive Bergschatten
- ➔ Skyview-Faktor
- ➔ Horizontwinkel (10 Grad-Intervall von 0 bis 360 Grad)
- ➔ Monatlicher Albedowert der Erdoberfläche

Wegen der hohen Komplexizität des Rechenalgorithmus wird darauf verzichtet, den Online-Dienst direkt auf die genannte Rohdatenbasis zugreifen zu lassen. Wegen der grossen Datenmengen für alle möglichen Endergebniswerte wird andererseits darauf verzichtet, alle Endergebniswerte vorab zu berechnen und vom Online-Dienst nur noch ablesen zu lassen. Daher wird als Mittelweg die Erstellung einer neuen Daten-Basis mit Interpolationsaufgaben für den Online-Dienst gewählt. Diese neue Daten-Basis besteht aus 163 jährlichen Globalstrahlungswerten für jeden der ausgewerteten 710833 Gitterpunkte im Kanton Graubünden. Einer der 163 jährlichen Globalstrahlungswerte ist die jährliche Globalstrahlung auf die horizontale Ebene. Die übrigen 162 jährlichen Globalstrahlungswerte beziehen sich auf verschieden geneigte und verschieden ausgerichtete Ebenen. Es werden zusätzlich zur horizontalen Ebene neun Neigungen für eine Intervallbreite von zehn Grad und 18 Himmelsrichtungen für eine Intervallbreite von 20 Grad vorprozessiert.

Der Online-Dienst kann vom Anwender ganze Zahlen zwischen 0 und 90 für die Neigung und ganze Zahlen zwischen 0 und 360 für die Himmelsrichtung entgegen nehmen. Dann interpoliert der Online-Dienst die jährliche Globalstrahlung auf diese geneigte Ebene und gibt den Wert an den Anwender aus.

Für zwei Punkte etwa in der geographischen Mitte des Kantons Graubünden wurde aus jeweils einem Datensatz mit den 163 Einstrahlungs-Werten, wie er auch für den Online-Dienst genutzt werden soll, die Abbildung 2-2 berechnet.

Die Abbildung 2-2 zeigt ein Neigung-Himmelsrichtung-Diagramm für einen Berggipfel und einen Punkt in einem Wohngebiet der Gemeinde Savognin. Der Talstandort erhält eine jährliche Globalstrahlung auf die horizontale Ebene inklusive Bergschatten von 1332 kWh/m²/Jahr, sofern nicht Nachbargebäude oder Vegetation sich einen Teil dieser Energie vorweg abgreifen. Das entspricht also ungefähr sowohl der durchschnittlichen Globalstrahlung des ganzen Kantons als auch der durchschnittlichen Globalstrahlung aller Gebäude des Kantons. Die am günstigsten geneigte Ebene (bei ungefähr 40 Grad Süd) an diesem Gebäudestandort hätte eine jährliche Globalstrahlung von 1604 kWh/m²/Jahr. Für den Bergstandort in Abbildung 2-2 sind die Globalstrahlungswerte 1536 und 1863 kWh/m²/Jahr.

Die niedrigste Globalstrahlung auf die horizontale Ebene beträgt 593 kWh/m²/Jahr und ist im Talboden eines von der Sertori (Gemeinde Bregaglia) nordwärts verlaufenden engen Tals circa 500 Meter nördlich der Punta Sertori. Die höchste Globalstrahlung auf die horizontale Ebene ist am Piz Bernina - dem höchsten Bündner Berg, auf der Gemeindegrenze von Samedan und Pontresina.

Der verwendete Datensatz für die Gebäudegrundrisse umfasst circa 165000 Objekte mit knapp 18 Quadratkilometer Gebäudegrundrissfläche. Objekte mit einer Grundfläche von weniger als 5 Quadratmeter und einzelne Gebäude ohne Strahlungsdaten an der Kantonsgrenze wurden nicht berücksichtigt. Der verwendete Datensatz der Bodeninformationen umfasst 30496 Gebiete, die in 9 Gebietstypen eingeteilt sind. In einem ersten Arbeitsschritt werden die räumlich vorliegenden Bodeninformationen unterteilt nach Gebietstypen mit den Satelliten-Strahlungsdaten verschnitten. Tabelle 2-3 nennt die in dieser Studie näher betrachteten Gebietstypen hinsichtlich des Gebäudebestandes und die kumulierten Gebäudegrundrissflächen, die für die nachfolgenden Arbeitsschritte verwendet werden. Kerngebiete (Gebietstyp 1) werden im Rahmen dieser Studie aus denkmalpflegerischen Gründen nicht berücksichtigt.

Tabelle 2-3: Gebietstypen und Gebäudegrundrissflächen als Zwischenergebnis

| Gebietstyp im Kanton Graubünden | | Gebäudegrundriss- fläche, Quadratmeter | Weiterver- wendung in Studie |
|---------------------------------|--|--|------------------------------------|
| Num- mer | Name | | |
| 1 | Kerngebiet | 4875472 | Nein |
| 2 | Zentrums-kerngebiet | 386931 | Ja |
| 3 | Wohngebiet | 4317996 | Ja |
| 4 | Mischgebiet | 962990 | Ja |
| 5 | Gewerbe- und Industriegebiet | 1454518 | Ja |
| 6 | Gebiet mit öffentlichem Nutzungscharakter | 1011923 | Ja |
| 7 | Spezialgebiet | 270201 | Nein |
| 8 | Siedlungsgliedernder Freiraum | 35945 | Nein |
| 9 | Langfristige Reserve | 21014 | Nein |
| (10) | Keinem Gebietstyp zuordenbar | 4226908 | Nein |
| | Summe | 17563898 | |

Die Abbildung 2-3 zeigt einen Ausschnitt aus der kantonalen Gebiets-Typisierung von Chur.

Die Vorgehensweise am Beispiel von Gebäuden verdeutlichen die Schaubilder 2-4 bis 2-5. Parkplatzflächen werden analog prozessiert (vergleichlich Anhang). Zunächst wird jedem Gebäudegrundriss der jeweilige Gebietstyp zugewiesen (Abbildung 2-4).

Gebäude, die mehrere Bauzonen schneiden, werden der Bauzone (Gebiet) mit dem höchsten Flächenanteil zugeordnet. Gebäude, die komplett außerhalb der Bauzonen liegen, werden als "nicht zuordenbar" definiert.

Anschließend wurden die Gebäudedaten mit den Strahlungsdaten verschnitten (Abbildung 2-5). Tangiert ein Gebäude mehr als eine Strahlungskachel, wurde die Kachel mit dem größten Flächenanteil am Gebäudegrundriss als maßgeblich für die spezifische Einstrahlung des Gebäudes angesehen.

Gebietstyp

- Kerngebiet
- Zentrums-kerngebiet
- Wohngebiet
- Mischgebiet
- Gewerbe- und Industriegebiet
- Gebiet mit öffentlichem Nutzungscharakter
- Spezialgebiet

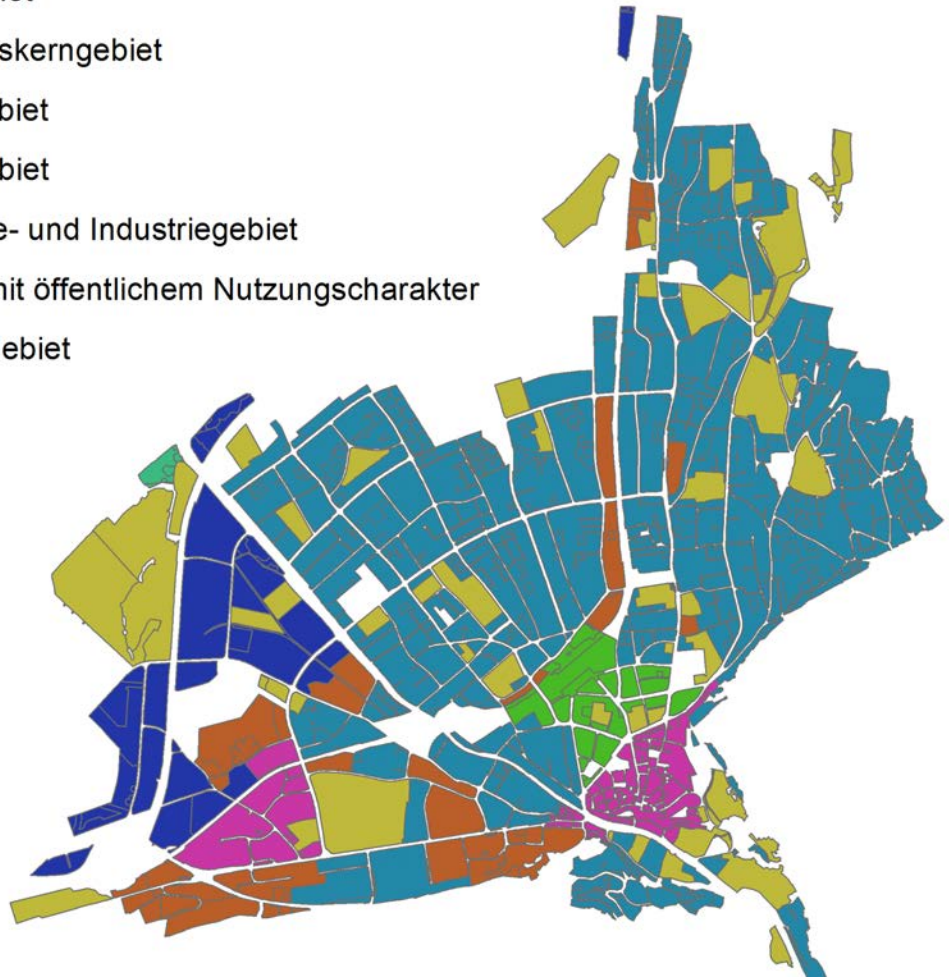


Abbildung 2-3: Gebietstypen-Plan am Beispiel von Chur

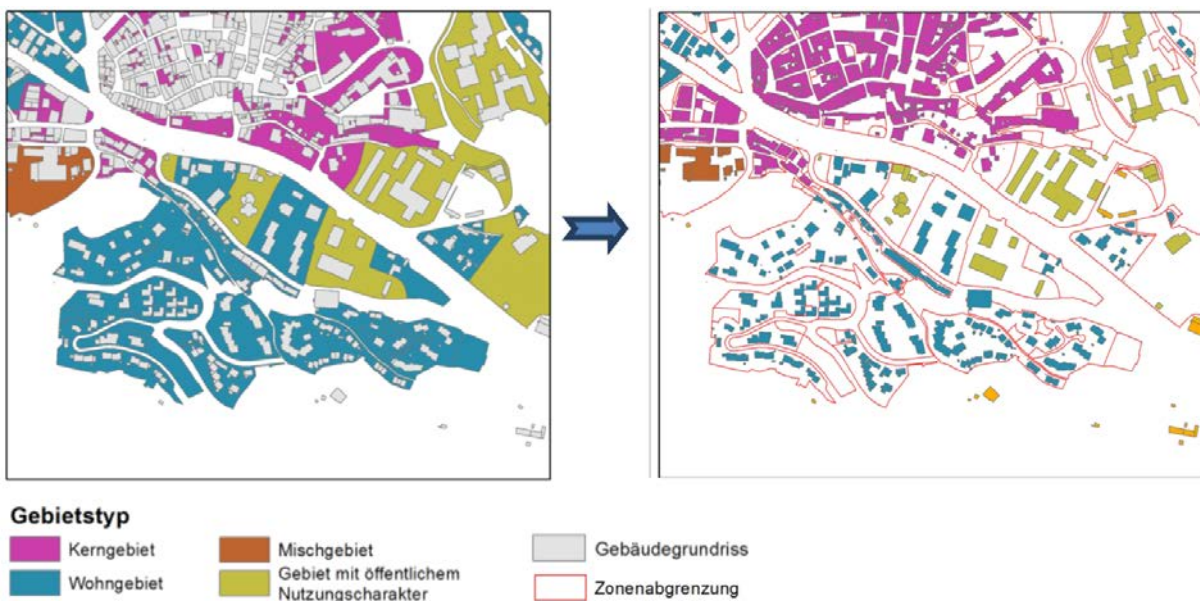


Abbildung 2-4: Verschneidung der Gebäude- und der Gebietsdaten

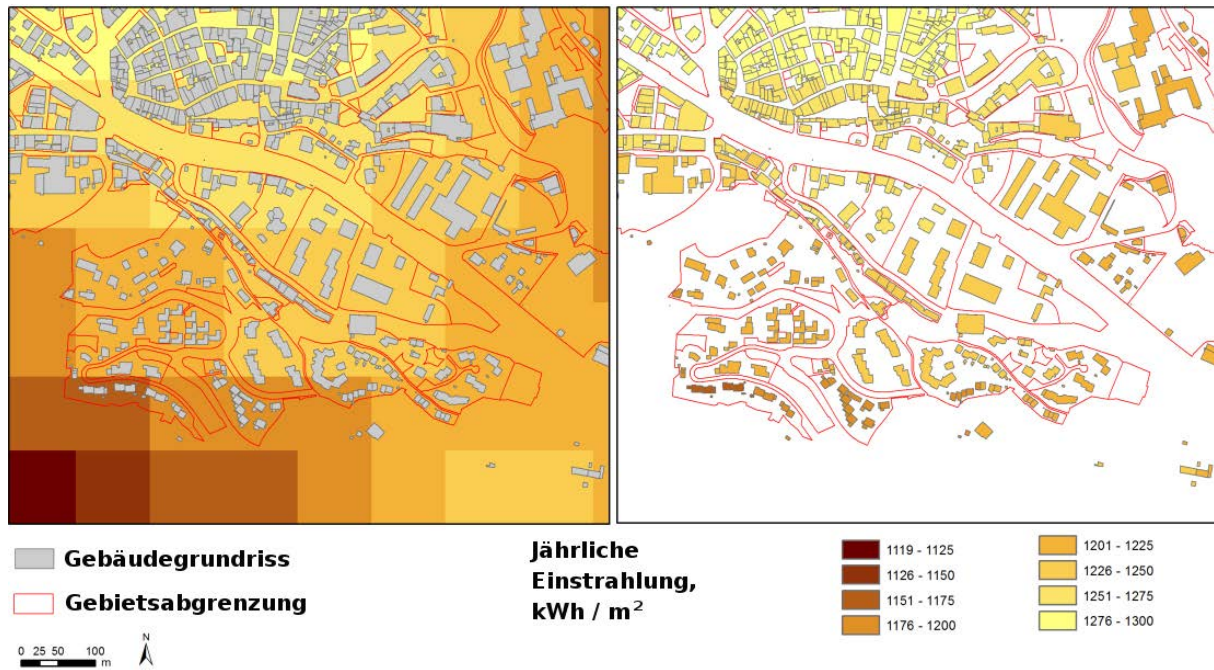


Abbildung 2-5: Verschneidung der Einstrahlungsdaten und der Gebietsdaten: links Gebäudedatensatz ohne, rechts mit Einstrahlungsdaten.

Um aus den pro Gebäude vorliegenden Einstrahlungswerten der horizontalen Ebene auf das solare Dachpotenzial Graubündens zu schließen, müssen verschiedene Annahmen und Abschätzungen getroffen werden. Der Einstrahlungswert ändert sich je nach Dach-Neigung und -Ausrichtung.

Es wird ein Schätzwert für das Verhältnis von Solarstrom-Produktion zu Gebäudegrundrissfläche verwendet. Dieser Schätzwert wird aus bereits veröffentlichten Solarkatastern innerhalb Graubündens (Solarkataster Davos (2011), Solarkataster Klosters-Serneus (2011, 2014), Solarkataster Landquart (2014), Solarkataster Silvaplana (2014)) abgeleitet.

Der "Schätzwert Stromertrag" und andere Variablen sind in Tabelle 2-4 erläutert.

Die Berechnung des Schätzwertes s für einen Gebietstyp u (zum Beispiel Mischgebiet) erfolgt nach Formel (1), wobei die im jeweiligen Solarkataster tatsächlich verwendeten Werte für die Moduleffizienz x , die Performance Ratio z und die jährliche Globalstrahlung G_y auf die horizontale Ebene ohne Bergverschattung eingesetzt werden.

$$s_{(2,u)} = \frac{\sum_{j=1}^k E_{(2,j,u)}}{G_{(y,2)} \cdot x \cdot z \cdot \sum_{j=1}^k A_{(2,j,u)}} \quad (1)$$

Tabelle 2-4: Variablen, Parameter mit Symbol, Name, Einheit, Vorgabewert

| Symbol | Name | Einheit | Vorgabe-Wert |
|--------|--|--|--------------|
| 0 | Index für Kanton | | |
| 2 | Index für Solarkataster | | |
| A | Gebäudegrundrissfläche | m ² | |
| E | Solarstrompotenzial | GWh/Jahr | |
| G | Globalstrahlung auf horizontale Ebene mit Bergverschattung | kWh/m ² /Jahr | |
| j | Index: Gebäude | | |
| k | Index: Anzahl von Gebäuden in Gebiet t | 1 | |
| s | Schätzwert Stromertrag | kWh/a/m ² /(kWh/m ² /a) = 1 | |
| u | Index: Gebietstyp kantonaler Richtplan | | 2 bis 6 |
| total | Index für alle Gebietstypen zusammen | | |
| x | Moduleffizienz | kWh/m ² /a/(kWh/m ² /a) = 1 | 0,18 ± 0,04 |
| y | Index: jährlich (yearly) | | |
| z | Performance Ratio | kWh/kWh = 1 | 0,8 |

Aus den Schätzwerten für verschiedene Solarkataster $s_{2,t}$ wird ein Schätzwert für den Kanton s_t abgeleitet. Die Berechnung des Solarpotenzials eines Gebäudes j geschieht mit s_t nach Gleichung (2), wobei die vorgegebenen Werte für die Moduleffizienz und die Performance Ratio aus Tabelle 2-4 verwendet werden.

$$E_{(j,u)} = s_u \cdot A_{(j,u)} \cdot G_{(y,j,u)} \cdot x \cdot z \quad (2)$$

Alle Solarstrompotenzial-Werte für alle Gebäude in einem Gebietstyp können nach Formel (3) zum Solarstrompotenzial für den jeweiligen Gebietstyp zusammengezählt werden.

$$E_{(0,u)} = \sum_{j=1}^k E_{(u,j)} \quad (3)$$

In Formel (4) ist schon berücksichtigt, dass nur die offiziellen Gebietstypen 2 bis 6 für die Berechnung des kantonalen Solarstrompotenzials herangezogen werden.

$$E_{(0,total)} = \sum_{u=2}^6 E_{(0,u)} \quad (4)$$

Der Schätzwert Stromertrag s ist für ein Gebäude, dessen Flachdachfläche gleich der Gebäudegrundrissfläche ist und welches vollflächig mit horizontal angeordneten Modulen belegt ist sowie keinen Schatten durch Dachaufbauten, Berge, Vegetation und Nachbargebäude hat, genau gleich eins.

Der Schätzwert Stromertrag kann grösser als 1 werden, wenn

- ✓ die Dachfläche günstig geneigt und ausgerichtet sind
- ✓ Dachüberstand vorhanden ist und genutzt wird

Der Schätzwert Stromertrag kann kleiner als 1 werden, wenn

- x die Module auf Flachdächern aufgeständert werden und Dachfläche dazwischen frei bleibt
- x viele Dachaufbauten vorhanden sind
- x nur ein Teil der Dachfläche genutzt wird
- x Dachfenster vorhanden sind
- x Verschattung durch Berge, Vegetation und Nachbargebäude vorhanden ist.

Die beiden älteren Solarkataster (Davos, Klosters-Serneus 2011) wurden mit Dachüberstand gerechnet, die neueren (Klosters-Serneus, Landquart, Silvaplana 2014) ohne. Bei den neueren Solarkatastern wurde nur bei einer Neigung von kleiner 1 Grad die Module aufgeständert, bei den beiden älteren wurden die Module aufgeständert, wenn die Dachneigung zwischen 0 und 8 Grad betrug.

Durch Ost-West-Anordnung der Module oder durch vollflächige Belegung von nur mit 1 Grad geneigten Dächern, lässt sich der Stromertrag wesentlich erhöhen gegenüber der einfachen Süd-Aufständerung oder der Ost-West-Aufständerung. Dabei müssen die Module für die jeweils zu erwartende Schneelast ausgelegt sein. Der anteilige Schätzwert von Flachdächern nimmt für flach geneigte Dachflächen in folgender Reihe zu:

- Modulaufständerung nach Süden mit freiem Zwischenraum
- Modulaufständerung nach Ost-West
- vollflächige Modulbelegung mit geringer Neigung (wie Dach)

Wegen dem hohen Flachdachanteil in Davos und der angenommenen Modulaufständerung nach Süden sind die Schätzwerte Stromertrag in Davos relativ niedrig (Tabelle 2-5).

Mittelland bezieht sich auf das Solarkataster Biel (2012), das Solarkataster Nidau (2012) und das Solarkataster Muri bei Bern (2013).

Tabelle 2-5: In dieser Studie verwendete Schätzwerte Stromertrag

| Gebiet | Schätzwerte Stromertrag | | | | | | |
|---|-------------------------|------------------|---------------|-----------------------------------|------------------------|-------------------------|-----------------|
| | Klosters 2011 | Klosters 2014 | Davos 2011 | Mittel- land 2012 - 2013 | Land- quart 2014 | Silva- plana 2014 | Diese Studie |
| 2 Zentrums- kerngebiet | | | 0.516 | 0.6 - 0.8 | 0.494 | | 0.5 |
| 3 Wohngebiet | 0.951 | 0.851 | 0.64 | 0.6 - 0.8 | 0.763 | 0.791 | 0.8 |
| 4 Mischgebiet | 0.723 | 0.852 | 0.562 | 0.7 - 0.8 | 0.508 | | 0.7 |
| 5 Gewerbe- und Industriegebiet | 0.53 | 0.666 | 0.3 | 0.4 - 0.6 | 0.692 | 0.734 | 0.6 |
| 6 Gebiet mit öffentlichem Nutzungscharakter | 0.948 | 0.824 | 0.433 | 0.5 - 0.7 | 0.535 | 0.904 | 0.8 |

2.4 Solarstrompotenzial der Dachflächen in Bauzonen

Das Stromproduktionspotenzial wird auf Grundlage der in Tabelle 2-5 aufgeführten Schätzwerte und den gebäudefein vorliegenden Einstrahlungswerten berechnet. Es beträgt in den fünf untersuchten Gebietstypen (2 bis 6) nach Tabelle 2-6 circa 1150 Gigawattstunden pro Jahr (± 255 GWh / Jahr).

Tabelle 2-6: Solarstrompotenzial Gebietstypen 2 bis 6

| Schätz- wert Strom- ertrag s | Modul- effi- zienz, Prozent | Potenzial jährliche Stromproduktion $E_{0,total}$, Gigawattstunden/Jahr | | | | | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|---|-----------------|------------------|--------------------|------------------------|---------|
| | | Gebietstyp | | | | | Summe |
| | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 2 bis 6 |
| | | Zentrums- kerngebiet | Wohn- gebiet | Misch- gebiet | Gewerbe- gebiet | öffentliche Nutzung | |
| Tabelle 2-5 | 14 | 30 | 516 | 100 | 128 | 120 | 894 |
| Tabelle 2-5 | 18 | 38 | 664 | 129 | 164 | 155 | 1150 |
| Tabelle 2-5 | 22 | 47 | 811 | 158 | 201 | 189 | 1405 |

Als Plausibilitätsprüfung wird die in dieser Studie verwendete Methodik mit der Methodik des Solarkatasters Davos aus dem Jahr 2011 verglichen. Zwecks guter Vergleichbarkeit werden die Gebäudegrundrisse aus dem Jahr 2011, eine Performance Ratio von 80 Prozent, eine Moduleffizienz von 18 Prozent und die fünf ausgewählten Gebietstypen 2, 3, 4, 5 und 6 verwendet. Die Solarkataster-Methode aus dem Jahr 2011 liefert einen jährlichen Stromertrag von 54 Gigawattstunden und die Methode in dieser Studie einen solchen von 75 Gigawattstunden. Der Wert nach dieser Studie ist somit höher als der Wert aus dem Solarkataster, vor allem weil im Solarkataster mit den tatsächlichen, in Davos häufiger als in sonst in Graubünden vorkommenden, insgesamt weniger ertragreichen Flachdächern und in dieser Studie mit einem kantonalen Durchschnittswert für den Schätzwert Stromertrag gerechnet wurde.

Folgende Einflussfaktoren können das Solarpotenzial über die in Tabelle 2-4 genannten Werte hinaus erhöhen

- 1) Fassadennutzung für Photovoltaik
- 2) Optimale Gestaltung der Dächer
- 3) Neubauten und Ersatzneubauten mit Optimierung für Sonnenenergie-Nutzung

Aus den verwendeten Zwischenergebnissen, dem Produkt aus Gebäudegrundrissfläche und Globalstrahlung, kann die kantonale gebäudegrundriss-gewichtete jährliche Globalstrahlung auf die horizontale Ebene mit Bergverschattung ausgerechnet werden. Diese beträgt 1331 kWh/m²/Jahr und ist gleich der durchschnittlichen Globalstrahlung im ganzen Kantonsgebiet. Dies bestätigt die Vermutung, dass sich die Bündner Siedlungsgebiete nicht in durchschnittlich besonnten, sondern in den besser besonnten Tallagen befinden.

2.5 Parkplätze in Gewerbegebieten

In den Gewerbe- und Industriegebieten könnte ein Teil der häufig grossen Parkplätze mit Photovoltaik-Anlagen überspannt werden, so dass eine Nutzung als Parkplatzfläche darunter weiterhin möglich ist. Da Parkplätze nicht als Datensatz ausgewiesen sind, werden als Ausgangsbasis zur Bestimmung des Solarpotenzials die „übrigen befestigten Flächen“ gemäss amtlicher Vermessung verwendet. In der Klasse „übrige Befestigte“ befinden sich zudem Flächen wie Sport- und Tennisplätze, Wege, Straßen, Trottoirs, Hinterhöfe und so weiter. Um Überschätzungen des Parkplatz-Photovoltaik-Potenzials zu vermeiden, müssen diese Flächen aus der Betrachtung ausgeschlossen werden. Der Ansatz zum Ausschluss dieser Flächen ist in Anhang beschrieben.

Für die Parkplatzüberdachung mit Photovoltaikmodulfeldern wird pauschal angenommen, dass die Module nach Süden ausgerichtet sind und eine Neigung von 10 Grad haben. Deshalb erfolgt eine Verschneidung der aussortierten und zurecht gestutzten Flächen der Gewerbe- und Industriegebiete mit den Strahlungsdaten bei einer Ausrichtung nach Süden und einer Neigung von 10 Grad. Das so identifizierte Solarstrompotenzial wird als Solarstrompotenzial für Parkplätze in Gewerbe- und Industriegebieten geschätzt (Tabelle 2-7). Es handelt sich um ein Potenzial von etwa einer Gigawattstunde pro Jahr.

Tabelle 2-7: Solarstrompotenzial Parkplätze

| Moduleffizienz, Prozent | Potenzial jährliche Stromproduktion, Gigawattstunden / Jahr |
|-------------------------|---|
| 14 | 0.7 |
| 18 | 0.9 |
| 22 | 1.1 |

3 Potenziale ausserhalb der Bauzonen

3.1 Einleitung

Wegen landschaftsschützerischer Überlegungen sollten Photovoltaikanlagen ausserhalb der Bauzonen auf bestehenden Infrastrukturen oder bereits durch vorherige Nutzungen beeinträchtigten Standorten erfolgen. Im Folgenden werden einige Beispiele dargestellt.

3.2 Gebäude ausserhalb der Bauzonen

Circa ein Viertel der Bündner Gebäudegrundrissfläche liegt ausserhalb von Bauzonen. Viele dieser Gebäude haben keinen Stromanschluss und sind daher für die Installation von Photovoltaikanlagen nicht geeignet. Insbesondere Stallbauten werden aber relativ oft für die Installation von Photovoltaikanlagen genutzt (Abbildung 3-1).



Abbildung 3-1: Stall in Disentis. Zwei Dächer. Installierte Leistung 30 Kilowatt-peak

3.3 Lärmschutzwände

Photovoltaik-Anlagen zur Gewinnung von Solarstrom können ohne zusätzlichen Flächenbedarf in Kombination mit verschiedenen schon vorhandenen Infrastrukturen realisiert werden. Die Kombination von Photovoltaik und Schallschutz eignet sich insbesondere sehr gut, weil die modulare Bauweise der Lärmschutzwände einer rationellen Montage von Photovoltaik-Anlagen entgegenkommt und keine Konkurrenzanwendung besteht. Der Bauherrschaft von Strassen und Eisenbahnen entsteht die Möglichkeit, die wegen ihres Aussehens oft nachteilig empfundenen Lärmschutzwände mit positiven Attributen

zu besetzen. Nach Nordmann und Mitarbeitern (2012) kann pro Laufmeter Schallschutzwand bis zu fünf Quadratmeter Photovoltaikmodulfläche installiert werden. Die schweizweit und vermutlich auch weltweit erste Schallschutzwand mit Photovoltaikmodulen steht an der Autobahn bei Domat/Ems (Abbildung 3-2). Sie wurde im Jahr 1989 errichtet, als die Schweiz die Weltrangfolge der Staaten mit der meisten kumulierten installierten Leistung noch anführte.



Abbildung 3-2: Schallschutzwand Autobahn A 13, Domat/Ems-Felsberg, Länge 828 Meter, Modulfläche 994 Quadratmeter, Leistung 110 Kilowatt-peak, Jahresertrag 120 Megawattstunden, Erstinbetriebnahme 1989, Sanierung 2005

3.4 Bestehende Masten (Bergbahnen)

Der bisher einzige Solarskilift Graubündens nutzt den Raum über dem eigentlichen Seil des Skiliftes zur Stromproduktion (Abbildung 3-3).

Über die Gesamtlänge des Skiliftes von 450 Meter sind 400 Quadratmeter Module mit einer Leistung von circa 60 Kilowatt-peak installiert (0,9 Quadratmeter Modulfläche pro Laufmeter Skilift und 134 Watt-peak pro Laufmeter Skilift). Die Solarmodule werden einachsiger Sonne nachgeführt. Die Investitionskosten lagen im Jahr 2011 bei 7 Schweizer Franken pro installiertes Watt-peak und damit über denen von Photovoltaik-Aufdachanlagen (Bundesamt für Energie, 2013). Der Solarskilift verwendet folgende Technik, um die Stromproduktion gegenüber einer festen Dachanlage mit Südausrichtung und 35 Grad Neigung zu übertreffen (+ 48 % gegenüber fester Dachanlage im Betriebsjahr 2012):

- 1) einachsige Nachführung der Module zur Sonne hin
- 2) Enteisung der Module durch eine Stromheizung

Nur der Albedo-Effekt des Schnees führt in dieser Lage (Wintersport-Gebiet) in Verbindung mit der Modulnachführung zu einem Mehrertrag von etwa 5 %

gegenüber einer Dachphotovoltaikanlage. Dieser Effekt tritt allerdings nur im Winter bei Schneebedeckung auf.

Auch an den Trassen von schienengebundenen Bergbahnen können Photovoltaik-Module angebracht werden.



Abbildung 3-3: Solarskilift Tenna. Länge Modulfeld 330 Meter. 60.3 Kilowatt-peak. 90 Megawattstunden/Jahr

3.5 Stauseen, Staumauern, Bewässerungsseen für Beschneiungsanlagen

Bei Stauseen kann man auf dem Wasser (Abbildung 3-4), auf der Staudammkrone und auf der Staumauer Photovoltaik-Module anbringen. Analog könnte man auf dem Wasser von Bewässerungsseen für Beschneiungsanlagen schwimmende Photovoltaikanlagen errichten. Für alle vier Varianten gibt es noch keine umgesetzten Beispiele in Graubünden.

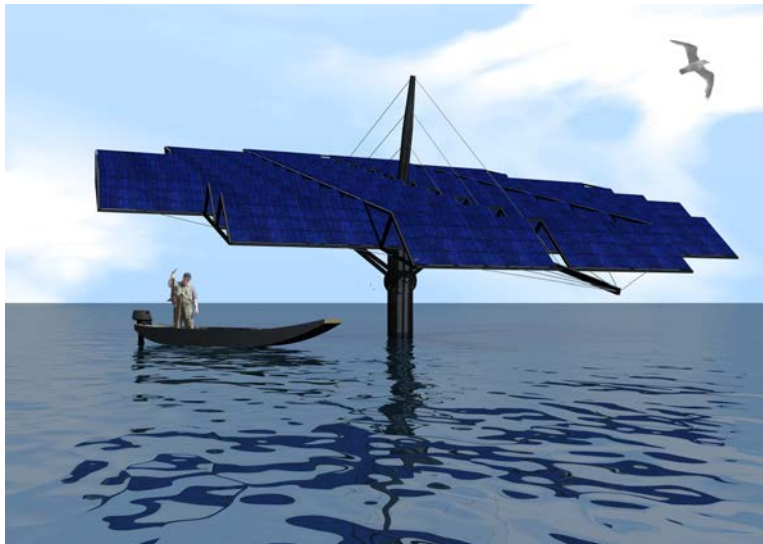


Abbildung 3-4: Schwimmende Photovoltaikanlage. Fotomontage

Ein Problem bei Staumauern kann sein, dass dadurch die regelmässige Kontrolle der Standsicherheit der Staumauer erschwert werden könnte. Solarmodule könnten gegebenenfalls sicherheitsrelevante Risse in der Staumauer verdecken und die Erkennung der Schädigung der Staumauer erschweren oder verzögern.

Die schwimmenden Photovoltaikanlagen auf Stauseen haben von den genannten vier Varianten vermutlich das grösste Stromproduktionspotenzial. Bildlich gesprochen können Betreiber bestehender Wasserkraftwerke zukünftig zwischen zwei Energiequellen wählen. Am Tag zwischen einem Anteil Solarenergie und Wasserkraft. Dabei ist es willkommen, dass an schönen Tagen die Leistungsfähigkeit bei parallelem Betrieb der Kraftwerke mehr als verdoppelt werden kann, so die aktuelle Einschätzung der HydroSun Aktiengesellschaft in Feldmeilen. Moser (2014) hat das Stromerzeugungspotenzial der drei grössten Stauseen in der Provinz Bozen vorsichtiger abgeschätzt. Mit der zusätzlichen Stromproduktion am Tag kann die Lastkurve des Langverbrauchs optimal bedient werden. Gleichzeitig reduziert der solarerzeugte Strom den Wasserverbrauch des Hybridkraftwerkes, so dass angestaute Wasservolumen für sonnenarme Tage und für die Nacht zur Verfügung stehen. Wichtig aus der Sicht des Elektrizitätswerkbetreibers ist, dass die bestehende elektrische Einspeiseinfrastruktur vom bestehenden Wasserkraftwerk ins Netz parallel genutzt werden kann und somit die Investitionskosten reduziert werden können. Für einen Bündner Stausee gibt es schon eine fortgeschrittene Planung zur Installation von schwimmenden Photovoltaikanlagen, die mit dem vorhandenen Wasserkraftwerk verbunden sind, um den Strom in das Stromnetz des Wasserkraftwerks einzuspeisen.

3.6 Bestehende Stützmauern entlang von Strassen / Bahnen

Auch bestehende Stützmauern entlang von Strassen und Bahnen können für Photovoltaik-Anlagen genutzt werden. Schneeräumung und Steinschlagrisiken können im Einzelfall die Installation erschweren oder verunmöglichen.

3.7 Lawinenverbauungen

In hochalpinen Lagen können Photovoltaikanlagen im Winterhalbjahr fast genauso viel Strom produzieren wie im Sommerhalbjahr. Im Winter ist zwar die Tagesdauer kürzer, aber eine erhöhte Bodenalbedo durch Schnee kann diesen Nachteil des Winters fast kompensieren. Klimatisch bedingt ist die Strombereitstellung durch Wasserkraft in der Schweiz im Winterhalbjahr schwächer als im Sommerhalbjahr. Unter der Prämisse, dass die Stromversorgung der Schweiz früher oder später ganz auf erneuerbare Energien umgestellt wird, eignet sich daher die Photovoltaik in hochalpinen Lagen grundsätzlich zur substantiellen Bereitstellung von Strom im Winterhalbjahr. Lawinenverbauungen befinden sich oft in höheren Lagen, wo auch im Winterhalbjahr das Strahlungsangebot wesentlich besser sein kann als in Tallagen.

In Graubünden gibt es bisher vier Photovoltaikanlagen mit je vier Modulen an Lawinenverbauungen am Kühnihorn in der Gemeinde St. Antönien (Abbildung 3-5). Margreth und Mitarbeiter (2013) beschreiben die technischen Anforderungen von Photovoltaikanlagen an Lawinenverbauungen. Ein wesentliches Investitionshemmnis ist vermutlich das Haftungsrisiko des Photovoltaikanlagenbetreibers im Fall des Versagens von Lawinenverbauungen. Lawinenverbauungen werden errichtet, um tiefer gelegene bebaute Gebiete oder Infrastrukturanlagen vor Lawinen zu schützen. Die Eidgenössische Expertenkommission Lawinen und Steinschlag bejaht ein substantielles Haftungsrisiko des Photovoltaikanlagenbetreiber im Fall eines Versagens der Lawinenverbauung (EKLS, 2012).



Abbildung 3-5: St. Antönien Lawinenverbauung am Kühnihorn. Photovoltaik-Pilotanlage

3.8 Andere Freiflächenanlagen

Umgesetzte Beispiele für Freiflächenanlagen ausserhalb der Bauzonen gibt es in Graubünden bisher noch nicht. Das lokale Elektrizitätswerk plant eine Freiflächenanlage in einem stillgelegten Steinbruch in Felsberg. In Deutschland

wurden viele grosse Freiflächenanlagen auf Altlasten wie stillgelegten Mülldeponien, Industriebrachen oder durch militärische Munition oder andere militärische Aktivitäten verseuchte Gebiete sowie auf rekultivierten Braunkohle-Tagebauen errichtet. Eine systematische raumplanerische Analyse für den Kanton Graubünden zur Nutzung belasteter Standorte zur Stromerzeugung liegt bisher noch nicht vor.

Grundsätzlich kommt auch die Installation von Photovoltaikanlagen auf ehemals agrarisch genutzte Flächen in Frage. Aktuell gibt es in der Schweiz einen Trend zur Verringerung der Weideflächen durch die Waldausbreitung. Ursache ist, dass die landwirtschaftliche Bewirtschaftung wegen zu geringer Rentabilität aufgegeben wird. Vor diesem Hintergrund erscheint es prüfenswert, das Potenzial von Grünland auch für die photovoltaische Stromerzeugung genauer zu untersuchen. Ein Vorteil der Photovoltaik gegenüber der fossilen oder nuklearen Stromerzeugungstechnologien ist, dass die historische landwirtschaftliche Nutzung dieser Freiflächen jederzeit wieder hergestellt werden kann. So könnte man beispielsweise aktuell nicht oder kaum mehr genutztes Grünland temporär für einige Jahrzehnte zur Stromerzeugung nutzen. Eine parallele agrarische Weiternutzung ist möglich und sinnvoll, da verhindert werden muss, dass die so genutzten Flächen durch Büsche oder Bäume zuwachsen. Aus der so regelmässig geernteten Biomasse könnte man beispielsweise über Biogas zusätzlichen Strom erzeugen. Ähnlich wie bei der photovoltaischen Zweitnutzung von Stauseen hätte man hier eine hybride Kombination von mehreren Stromerzeugungstechnologien auf der gleichen Fläche (hier Biomasse-Strom plus Photovoltaik-Strom).

4 Strahlungsdaten im kantonalen Geoportal

4.1 Rohdaten für Umrechnung auf geneigte Ebene

Für das Geoportal des Kantons Graubünden wird eine Datenbank und eine Software zur Berechnung der jährlichen Globalstrahlung auf geneigte Ebenen mit Bergverschattung bereitgestellt. Dazu werden die im PV-ALPS-Projekt von der MeteoSchweiz und von der EURAC generierten Strahlungsdaten verwendet.

4.2 Methodik Umrechnung auf geneigte Ebene

Die Umrechnung der Einstrahlungswerte von der horizontalen Ebene in eine beliebig geneigte und ausgerichtete Ebene erfolgt hierbei auf der Grundlage des im Heliomont-Bericht vom März 2014 dokumentierten Formelwerkes (Abschnitt 13.3 Formeln (216) und (217), Abschnitt 8.7, 8.11, 8.12 und 9.4). Die Formelnummerierung aus dem Heliomont-Bericht (Stöckli, 2014) wird für die wichtigsten vier Formeln in dieser Studie beibehalten. Zwecks besserer Verständlichkeit werden die Indices in den Formeln aber teilweise geändert gegenüber dem Heliomont-Bericht.

Aufgrund der Komplexität des Algorithmus wird die Umrechnung nicht im Online-Tool direkt erfolgen. Vielmehr werden die umgerechneten Einstrahlungsverhältnisse für jede Rasterzelle vorprozessiert. Hierbei wird eine Auflösung von 10° bei der Neigung und 20° bei der Ausrichtung realisiert, so dass pro Rasterzelle 162 Einstrahlungswerte berechnet werden.

Die umgerechneten Strahlungsdaten aller Rasterzellen werden in einer Datenbank auf einem Server des Kantons abgelegt.

Das Online-Tool greift dann auf die vorprozessierten Daten zurück und interpoliert gegebenenfalls zu Stützstellen, die zwischen den berechneten Einstrahlungswerten liegen.

Der Nutzer des Online-Tools klickt innerhalb der Web-GIS-Anwendung auf einen beliebigen Punkt innerhalb Graubündens. Die Web-GIS-Anwendung übergibt anschließend die Identifikationsnummer der angeklickten Rasterzelle an das Online-Tool. Im Online-Tool trägt der Nutzer die zu Modulausrichtung und Neigung in eine Eingabemaske ein. Das Programm ermittelt nun mit Hilfe der Rasterzellen-Identifikationsnummer und den vom Nutzer eingetragenen Werten zur Ausrichtung und Neigung den korrigierten Jahresmittelwert der Einstrahlung mit Hilfe der Datenbank und übergibt den Wert an den Nutzer.

Die einfachste von Stöckli (2014) empfohlene Methode zur Berechnung der Einstrahlung auf geneigte Ebenen (Englisch: planes, daher Index p in den Formeln) wird hier angewendet.

Die Berechnungen erfolgen für einen Tag pro Monat mit mittleren Strahlungsverhältnissen. Die zeitliche Auflösung beträgt hierbei zehn Minuten. Es sind somit zweimal 1728 Werte (zwölf Tage mit jeweils sechs Werten für jede der 24 Stunden) zu mitteln. Die Mittelung erfolgt getrennt für die Direktstrahlung und die Diffusstrahlung.

Mittlere monatliche Bodenalbedo (monthly mean surface albedo, $\alpha_{s,m}$) ist das Rückstrahlvermögen der Erdoberfläche inklusive Berge.

Sonnenstand (solar elevation angle, H_s) ist der Winkel zwischen dem Sonnendirektstrahl und der horizontalen Ebene auf der Erdoberfläche. Am Äquator ist der minimale Wert ist -90 Grad (Mitternacht) und der maximale Wert 90 Grad.

Horizonthöhenwinkel (horizon elevation angle) H_t

Beispiel: Auf dem weiten Meer ist der Horizonthöhenwinkel 0° . Unter einem Felsüberhang kann der Horizontwinkel auch grösser als 90° sein.

Stündlicher Geländeschatten eines Monats (hourly terrain shadow for the mean day of the month from the surrounding horizon, $S_{t,m,h}$)

$$H_s > H_t \text{ (nachts und wenn Sonne hinter Berg steht) : } S_i = 0 \quad (85)$$

$$H_s \leq H_t \text{ (tagsüber nur, wenn Sonne über Berg steht): } S_i = 1 \quad (86)$$

Stündlicher Zenitwinkel der Sonne für eine horizontale Fläche (hourly sun zenith angle, θ_s), Abbildung 4-1. Am 21. Juni beträgt am Äquator der minimale Wert null Grad (Mittag) und der maximale Wert 180 Grad (Mitternacht).

$$\theta_{s,i} = 90^\circ - H_s \quad (8)$$

Beispiel: Der Sonnenstand beträgt 90° und der Zenitwinkel der Sonne 0° am Äquator, wenn es 12 Uhr am 21. März ist. Abbildung 4-1 verdeutlicht die Definition des Zenitwinkels.

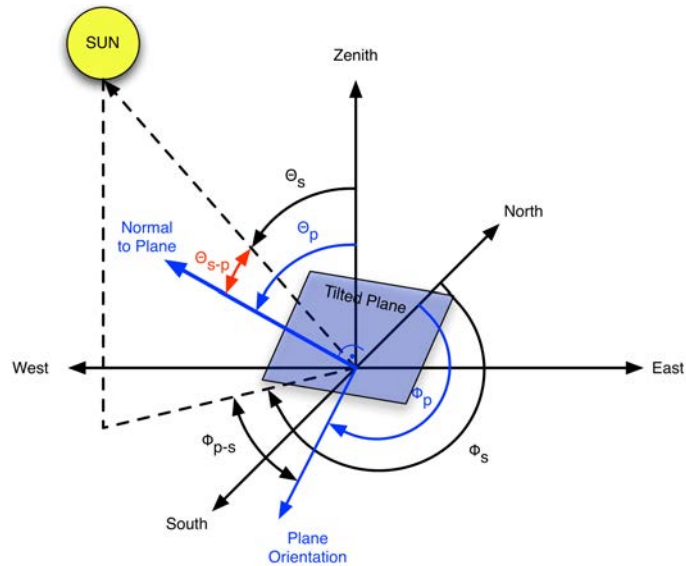


Abbildung 4-1: Zenitwinkel der Sonne für eine horizontale Fläche und eine geneigte Fläche

Der **Skyview-Faktor** f_{sky} ist abhängig von der Lage des Punktes, der Neigung und der Ausrichtung einer Fläche. Zunächst definieren wir den Skyview-Faktor für die horizontale Fläche. Um den Punkt wird eine virtuelle Halbkugel aufgespannt. Der höchste Punkt auf der Halbkugel ist im Zenith senkrecht über dem Punkt von der Horizontalen aus gerechnet. Die ganze Halbkugeloberfläche entspricht dem Wert 1. Gibt es überhaupt keine Berge um den Punkt herum, ist der Skyview-Faktor immer gleich 1. Schirmen die Berge direkte Strahlen auf den definierten Punkt teilweise ab, dann gibt es auf der Halbkugel Flächen, die nicht von der Direktstrahlung getroffen werden. Diese Analyse wird für alle Himmelsrichtungen ausgeführt, obwohl die Sonne nicht von allen Richtungen auf den Punkt strahlen kann. In einer Höhle kann der Skyview-Faktor 0 sein.

Für die Berechnung der Skyviewfaktoren auf eine geneigte Ebene nach dem Heliomontbericht, wird die virtuelle Halbkugel entsprechend der geneigten Fläche mitgeneigt. Ein Teil der Halbkugeloberfläche versinkt im Boden. Für diesen Teil der Halbkugeloberfläche ist keine direkte Strahleinwirkung möglich (Verschattung). Nun wird die gesamte Fläche der Halbkugel bestimmt, auf die wegen dem Bergschatten oder dem Versinken der Halbkugel im Boden nie ein Direktstrahl mit Zielpunkt des definierten Punktes auftreffen kann.

Da in der als Rohdatenbasis verwendeten Globalstrahlung und Direktstrahlung schon die Bergverschattung eingerechnet ist, würde die Anwendung der Definition des Skyview-Faktors im Heliomontbericht zu einer unzulässigen Mehrfachberücksichtigung der Bergverschattung bei der Globalstrahlung für die geneigte Ebene führen. Aus diesem Grund wird ein korrigierter Skyview-Faktor unter Berücksichtigung der Horizontwinkel, des Azimutwinkels und der Ebenenneigung numerisch berechnet. Ausgangspunkt ist dabei die Formel (2.38) von Quaschnig (1998). Dieser korrigierte Skyview-Faktor ist in der Regel etwas grösser als der Skyview-Faktor nach den Formeln (131) bis (139) auf den Seiten 55 und 56 des Heliomont-Berichts. Mit dem korrigierten Skyview-Faktor wird

dann weiter gerechnet.

Nach der Gleichung (216) werden aus den Monatsmittelwerten der Globalstrahlung B_m 1728 Direktstrahlungswerte (jeweils 144 Stück pro Monat) berechnet. Nach der Gleichung (217) werden aus den Monatsmittelwerten der Direktstrahlung B_m und der Globalstrahlung G_m die 1728 Diffusstrahlungswerte (jeweils 144 Stück pro Monat) berechnet.

$$B_i = B_m \cdot \left(\frac{(n \cdot \max(\cos(\theta_{(s,i)}), 0)) \cdot (1 - S_i))}{\left(\sum_{i=1}^n \max(\cos \theta_{(s,i)}, 0) \right) \cdot (1 - S_i)} \right) \quad (216)$$

$$D_i = G_m \cdot \left(\frac{(n \cdot \max(\cos(\theta_{(s,i)}), 0))}{\left(\sum_{i=1}^n \max(\cos \theta_{(s,i)}, 0) \right)} \right) - B_m \cdot \left(\frac{(n \cdot \max(\cos(\theta_{(s,i)}), 0))}{\left(\sum_{i=1}^n \max(\cos \theta_{(s,i)}, 0) \right)} \right) \quad (217)$$

Die Direktstrahlung auf die geneigte Ebene wird nach Gleichung (117) unter Berücksichtigung der Bergverschattung bestimmt. Die Ermittlung der Diffusstrahlung auf die geneigte Fläche erfolgt gemäß Gleichung (118). Hierin enthalten ist die Reflexstrahlung.

$$B_{(i,p)} = B_i \cdot (1 - S_p) \cdot \cos(\theta_{(s-p,i)}) / \cos(\theta_{(s,i)}) \quad (117)$$

$$D_{(i,p)} = f_{(sky,p)} \cdot D_i + \alpha_{(s,m)} \cdot (1 - f_{(sky,p)}) \cdot (B_i + D_i) \quad (118)$$

Anschliessend werden die Formeln (5) und (6) und schliesslich (7) angewendet, um den einen gewünschten Wert für die jährliche Globalstrahlung der geneigten Ebene zu erhalten.

Die jährliche Direktstrahlung ist der Mittelwert aus Einzelwerten (Gleichung 5). Analog wird der Mittelwert für die Diffusstrahlung berechnet (Gleichung 6).

$$B_{(y,p)} = \frac{\sum_{i=1}^n B_{(i,p)}}{n} \quad (5)$$

$$D_{(y,p)} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{(i,p)}}{n} \quad (6)$$

Die jährliche Globalstrahlung G_y (Einheit Watt / Quadratmeter) ist die Summe der jährlichen Direktstrahlung B_y und der jährlichen Diffusstrahlung D_y (Gleichung 7).

Diese Formel gilt auch für die jährliche Globalstrahlung auf die geneigte Ebene.

$$G_{(y,p)} = B_{(y,p)} + D_{(y,p)} \quad (7)$$

Ein Beispiel für das Ergebnis ist in der Abbildung 2-2 zu sehen.

4.3 Validierung Umrechnung auf die geneigte Ebene

Für einen Punkt (Ostwert 748830, Nordwert 168060, Gemeinde Mathon, Alp digl Oberst, Südhang, Globalstrahlung auf horizontale Ebene 1462 kWh/m²/Jahr) mit einem Neigungswinkel von 50 Grad und einem Azimutwinkel von 100 Grad wurden von uns und von MeteoSchweiz insgesamt drei Vergleichsrechnungen mit zwei Methoden-Varianten durchgeführt (Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Vergleichsrechnung Globalstrahlung auf geneigte Ebene

| Verantwortlichkeit für Berechnung | Methodik | Globalstrahlung kWh/m ² /Jahr | Relativer Wert, Prozent |
|-----------------------------------|---|--|-------------------------|
| Autoren dieser Studie | 10-Minuten-Intervall Formeln 216 - 217 | 1525 | 100 |
| R. Stöckli, MeteoSchweiz | 1-Stunden-Intervall Formeln 216 - 217 | 1482 | 97.2 |
| R. Stöckli, MeteoSchweiz | 1-Stunden-Intervall Formeln 214 - 215 mit Strahlungstransfermodell (Stöckli, 2014) | 1380 | 90.5 |

Die Zuordnung des relativen Wertes 100 zu einer der drei Vergleichsrechnungen sagt nicht aus, dass diese Rechnung den Wert liefert, der dem wahren Wert am nächsten kommt, sondern ist eine willkürliche Zuordnung. Die Differenz der beiden Extremwerte der drei Rechnungen ist etwa zehn Prozent. Auf diese Grössenordnung schätzt MeteoSchweiz die absolute Genauigkeit der in dieser Studie auf die geneigte Ebene berechneten Globalstrahlungs-Werte. Darin enthalten ist die Ungenauigkeit bei der Skyview-Faktor-Berechnung. Insgesamt macht die Skyview-Faktor-Berechnung (mit welcher Methode sie auch ausgeführt wird) nur einen relativ kleinen Anteil an der gesamten Ungenauigkeit der berechneten Werte aus. Eine höhere Genauigkeit hätte mit einer Rohdatenbasis aller 10-Minuten-Werte für die Direkt- und Diffusstrahlung aller neun Jahre von 2004 bis 2012 (insgesamt circa eine Million Rohdatenwerte pro Punkt) erzielt werden können. Solche Daten standen für diese Studie nicht zur Verfügung.

Bei Anwendung der Formeln 216 und 217 aus dem Heliomontbericht (Stöckli, 2014) liefert die MeteoSchweiz Kontrollrechnung 97.2 Prozent der jährlichen Globalstrahlung auf die geneigte Ebene des im Rahmen dieser Studie berechneten Wertes. Die Hauptursache ist vermutlich das kleinere Intervall für die numerischen Rechenschritte von 10 Minuten im Vergleich zu einer Stunde bei der MeteoSchweiz-Rechnung. Die Abweichung zwischen der Rechnung in dieser

Studie und der zweiten MeteoSchweiz-Kontrollrechnung mit den Formeln 214 bis 215 ist zwar noch grösser (knapp 10 Prozent) aber immer noch im Rahmen der durch die methodischen Unterschiede erwartbaren Genauigkeit. Bei der in der zweiten MeteoSchweiz-Rechnung angewendeten Methode wird zusätzlich noch mit einem Strahlungstransfermodell die mittlere direkte und globale Einstrahlung ohne Wolken als Gewichtungsfaktor für die tageszeitliche Aufteilung verwendet.

Schlussfolgerung der Vergleichsrechnung: Mit der wissenschaftlichen Vergleichsrechnung wurde kein Anhaltspunkt gefunden, um an der Richtigkeit der in dieser Studie durchgeführten Umrechnung der Globalstrahlung von der horizontalen auf die geneigte Ebene zu zweifeln.

5 Schlussfolgerungen

Das berechnete Solarstrompotenzial für die zur Bebauung vorgesehenen Gebiete ist sehr vorsichtig berechnet, da nur etwa 45 % der Bündner Gebäudegrundrissfläche in die Analyse einbezogen wurde. Das so berechnete Potenzial erreicht den Terawattstunden-pro-Jahr-Bereich. Das vorsichtig geschätzte Potenzial ist mindestens fünf mal grösser als das vom Kanton Graubünden bis zum Jahr 2035 angestrebte Energieziel.

Das grösste leicht erschliessbare Potenzial sind die Dachflächen innerhalb der Bauzonen. Aber auch ausserhalb der Bauzonen gibt es vielfältige Möglichkeiten zur Stromerzeugung wie beispielsweise bei Lärmschutzwänden, Bergbahnen, Skiliften oder Stauseen. Der Online-Dienst zur Abfrage der Globalstrahlung für die geneigte Ebene auf Basis der neusten Satellitendaten und der neusten Berechnungsmethodiken liefert Projektanten eine wichtige Entscheidungsgrundlage.

6 Literatur

Cheliotis, Ioannis; Jochen Wagner; Anke Tetzlaff: Validation Report PV Alps solar radiation products Version 1.0. Reporting period: 2013/07. Europäische Akademie Bozen, Italien. 1 - 13

EKLS: Montage von Solaranlagen auf Lawinenverbauungen. Beurteilung und Empfehlung der Expertenkommission Lawinen und Steinschlag des Kantons Graubünden - EKLS. 6. September 2012 . 10 Seiten

Graubünden: Botschaft der Regierung an den Grossen Rat. Heft Nr. 6 / 2012 - 2013. 6. Bericht über die Strompolitik des Kantons Graubünden. Seiten 289 - 401. 5.6.2012.

www.gr.ch/DE/institutionen/parlament/botschaften/Seiten/Botschaften2012_2013.aspx

Hollmann, Rainer: EUMETSAT Satellite Application Facility on Climate Monitoring. CM SAF Climate Monitoring. CDOP 2. Product Requirements Document. Reference Number SAF/CM/DWD/PRD. Issue/Revision Index 2.1. 16. April 2013

Hegger, Manfred; Matthias Fuchs, Thomas Stark, Martin Zeuner: Energie Atlas Nachhaltige Architektur. Birkhäuser Verlag für Architektur, Basel, ISBN 978-3-7643-8385-5, 2008, 1 - 280

Margreth, Stefan; Christian Wilhelm; Reto Baumann: Solaranlagen und Lawinenverbauungen. Bündner Wald 6/2013 Seiten 28 – 35

Moser, David: Das Photovoltaikpotential in Südtirol: Eine intelligente Nutzung von Räumen. Autonome Provinz Bozen Südtirol 2014

Nordmann, Thomas; Thomas Vontobel; Ralph Lingel: Potential von Photovoltaik an Schallschutzmassnahmen entlang von Nationalstrassen. Eidgenössisches Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), Bundesamt für Strassen. Bern. Forschungsauftrag ASTRA 2010/009. 2012, 1- 91

Quaschnig, Volker: Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation. Hanser-Verlag München. 1998, 1 - 270

Solarkataster Biel (2012) http://www.esb.ch/media/kml_biel/index_dt.htm

Solarkataster Davos (2011) <http://darnuzer.mapserver.ch/frame.php?site=davos&lang=de&group=public&resol=2>

Solarkataster Klosters-Serneus (2011) <http://darnuzer.mapserver.ch/frame.php?site=klosters&lang=de&group=public&resol=2>

Solarkataster Klosters-Serneus (2011) www.repower.com/ch/solarkataster

Solarkataster Landquart (2014) www.repower.com/ch/solarkataster

Solarkataster Muri bei Bern (2013) <http://www.muri-guemligen.ch/verwaltung/bauverwaltung/umweltenergie/energiefachstelle/solarkataster/>

Solarkataster Nidau (2012) www.nidau.ch/de/gm_nidau/

Solarkataster Silvaplana (2014) www.repower.com/ch/solarkataster

SolarSuperState: SolarSuperState-Rangfolge 2014 aller Staaten der Erde mit kumulierter installierter Leistung in Watt pro Einwohner. www.solarsuperstate.org

Stöckli, Reto: The HelioMont Surface Solar Radiation Processing. Scientific Report MeteoSwiss No. 93. 5. März 2014. Version 2.1.1. Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz Zürich

Wagner, Jochen: Bericht Zusammenfassung der Methodik zum räumlichen Downscaling (D.4.01). 2012. Europäische Akademie Bozen, Italien

7 Bestätigung der Mittelverwendung

Diese Arbeit wurde durch das Interreg-Programm IV Italien – Schweiz durch den European Funds for Regional Development (EFRE) finanziert.

8 Anhang Parkplatzflächen-Identifikation und Berechnung

Da Parkplätze als solche nicht in der amtlichen Vermessung ausgewiesen sind, werden diese den „übrigen befestigten Flächen“ zugeordnet. In der Klasse „übrige Befestigte“ befinden sich zudem Flächen wie Sport- und Tennisplätze, Wege, Strassen, Trottoirs, Hinterhöfe und so weiter (Abbildung 8-1). Um Überschätzungen des Parkplatz-Photovoltaik-Potenzials zu vermeiden, müssen diese Flächen aus der Betrachtung ausgeschlossen werden.



Abbildung 8-1: Ausgangssituation übrige befestigte Flächen in rot



Abbildung 8-2: Ausgangssituation mit Straßen und Trottoirs

Annahme 1: Parkplätze müssen eine direkte Verbindung zu Straßen oder Trottoirs aufweisen. Daher werden im Arbeitsschritt 1 alle „übrigen Befestigten“, die nicht an Straßen oder Trottoirs angrenzen, ausgefiltert (Abbildung 8-2 und 8-3).



Abbildung 8-3: Übrige Befestigte mit Straßen-, beziehungsweise Trottoir-Anschluss



Abbildung 8-4: Gebäude mit 5-Meter-Anstandsflächen

Annahme 2: Photovoltaik-Anlagen auf Parkplätzen werden mit einem Mindestabstand von fünf Meter zu angrenzenden Gebäuden errichtet, um Verschattungen durch die Gebäude zu minimieren. Zur Berücksichtigung dieser Annahme werden die Gebäudegrundrisse mit fünf Meter gepuffert (Abbildung 8-

4) und anschließend mit den „übrigen Befestigten“ aus Abbildung 8-3 verschnitten. Bereiche, in denen sich die beiden Datensätze überlagern, werden aus der weiteren Prozessierung ausgefiltert (Abbildung 8-5).



Abbildung 8-5: Übrige Befestigte nach Verschneidung mit Gebäude-Abstandsflächen

Annahme 3: Parkplätze, die für die Installation einer Photovoltaik-Anlage geeignet sind, müssen eine zusammenhängende Fläche von mindestens 100 Quadratmeter aufweisen. Daher werden aus den "übrigen Befestigten" aus Abbildung 8-5 alle Flächen kleiner als 100 Quadratmeter ausgefiltert (Abbildung 8-6).



Abbildung 8-6: Übrige Befestigte Flächen nach Ausschluss Flächen < 100 m²

Annahme 4: Photovoltaik-Anlagen werden nicht auf schmalen, wegähnlichen Strukturen installiert, auch wenn diese das Mindestflächenkriterium von 100 Quadratmeter erfüllen. Zum Ausschluss dieser ungeeigneten Flächen wird über alle übrig gebliebenen Flächen ein Punktraster mit einem Abstand von fünf Meter erzeugt. Aus den Punkten werden anschließend Kreise mit einem Radius von 2,51 Meter generiert (Abbildung 8-7). Durch die Wahl des Parameters Radius überlappen sich die erzeugten Kreise geringfügig.

In einem nachgelagerten Arbeitsschritt werden alle Kreise ausgefiltert, die nicht komplett innerhalb der übrig gebliebenen Flächen liegen (Abbildung 8-8).

Anschließend werden die übriggebliebenen Kreise innerhalb eines Polygons zu einer homogenen Fläche verschmolzen, die Löcher zwischen den Kreisen werden hierbei aufgefüllt (Abbildung 8-9).

Um die zur Verfügung stehende Fläche möglichst auszufüllen, werden die verschmolzenen Kreise anschließend um fünf Meter gepuffert (Abbildung 8-10). Danach wurden die über die „übrigen befestigten Flächen“ herausragenden Puffer-Flächen abgeschnitten. Flächen, die nach diesen Verschneidungsprozessen eine Flächengröße von kleiner 100 Quadratmeter aufweisen, werden ausgefiltert. Die übrig gebliebenen Puffer-Flächen bilden die für die Installation von Photovoltaik-Anlagen geeigneten Parkplatzflächen (Abbildung 8-11). Durch die skizzierte Vorgehensweise werden sowohl „alleinstehende“ schmale langgezogene Flächen eliminiert als auch ungeeignete schmale Anhänge von ansonsten ausreichend großen und breiten Flächen. Aufgrund der relativ dünnen Datenbasis können Fehlzuweisungen nicht ausgeschlossen werden.

10 % dieser grossen kompakten Flächen (Gewerbe- und Industriegebiete) sollen nach Vorgabe des kantonalen Amtes für Raumentwicklung für die Potenzialabschätzung berücksichtigt werden.



Abbildung 8-7: Kreise mit Radius 2,51 Meter, die die übrig gebliebenen Flächen schneiden



Abbildung 8-8: Kreise mit Radius 2,51 Meter, die komplett innerhalb der übrig gebliebenen Flächen liegen



Abbildung 8-9: Zusammengezogene Kreise ohne Löcher



Abbildung 8-10: Zusammengezogene Kreise mit 5-Meter-Puffer



Abbildung 8-11: Potenzielle Solarstandorte auf Parkplatzflächen

Flächenbilanz:

17 Quadratkilometer kompakte übrige befestigte Flächen (in 49000 Stücken)

davon 6,39 Quadratkilometer kompakte übrige befestigte Flächen (in 10000 Stücken)

davon 43000 Quadratmeter kompakte befestigte Flächen in Gewerbe- und Industriegebieten

davon 4300 Quadratmeter überdachte Parkplatzflächen in Gewerbe- und Industriegebieten

9 Anhang umgesetzte Beispiele

9.1 Bauzonen, Neubauten, Wohnhäuser



Abbildung 9-1: Wohnhaus, Plusenergiebau, Ruschein. Installierte Leistung 6,6 Kilowatt-peak; Dachfläche 132 m²; Neigung 22 Grad; Modulfeld 50 m²; 7,7 Megawattstunden/Jahr. Schweizer Solarpreis 2010



Abbildung 9-2: Wohnhaus, Ruschein. Himmelsrichtung Süd, polykristalline Silizium-Module

9.2 Bauzonen, Neubauten, Nichtwohnhäuser



Abbildung 9-3: Institutsgebäude WSL-Institut für Schnee- und Lawinenforschung in Davos, fassadenintegrierte Anlage. 76 monokristalline Silizium-Module zu je 315 Watt-peak (gesamt 23.94 Kilowatt-peak), Ertrag circa 21 Megawattstunden pro Jahr

9.3 Bauzonen, Altbauten



Abbildung 9-4: Stall zu Büro in Grüşch. Schweizer Solarpreis 2009. Installierte Leistung 22,05 Kilowatt-peak; 161 m² Module; Ertrag 19 Megawattstunden/Jahr



Abbildung 9-5: Eisstadion Sankt Moritz, Dünnschichtmodule Kupfer-Indium-Selenid. Installierte Leistung 17 Kilowatt-peak; 410 Module



Abbildung 9-6: Malloth AG, Sankt Moritz. Installationsjahr 2010 und 2011. Anstellwinkel 30, 35 und 90 Grad; Himmelsrichtung Süd-Ost und Süd-West. Installierte Leistung 63,68 Kilowatt-peak; 73 Megawattstunden/Jahr (2013)

9.4 Ausserhalb von Bauzonen, Altbauten



Abbildung 9-7: Davos Weissfluhjoch, WSL-Institut für Schnee- und Lawinenforschung



Abbildung 9-8: Sankt Moritz. Piz Nair Talstation (links) installierte Leistung 9,7 Kilowatt-peak. Berg-Station (rechts) Fassade installierte Leistung 13,5 Kilowatt-peak; Modulfläche 130 m²; 104 Module mit Lochbefestigung, hohe Windbelastung

9.5 Ausserhalb von Bauzonen, Bergbahnen und Skilifte



Abbildung 9-9: Muottas Muragl, Samedan. Anstellwinkel 49 Grad. Himmelsrichtung 15 Grad Abweichung von Süd in Richtung Ost. Installierte Leistung 64 Kilowatt-peak. Stromertrag 101 (\pm 5) Megawattstunden/Jahr



Abbildung 9-10: Bergbahn-Geländer, Corviglia-Standseilbahn Sankt Moritz. Installierte Leistung 17,82 Kilowatt-peak; Modulfläche 139 m²

9.6 Ausserhalb von Bauzonen, Lawinenverbauungen



Abbildung 9-11: Tragkonstruktion der Photovoltaik-Pilotanlage Kühnihorn, Sankt Antönien. Die Solarmodule sind an den Trägern der Stützwerke der Lawinenverbauung befestigt



Abbildung 9-12: Photovoltaikanlage am Kühnihorn in Sankt Antönien