

PHOTOVOLTAIK-ERZEUGUNG FÜR EINE REGENERATIVE VOLLVERSORGUNG ÖSTERREICHS

Christoph GROISS*¹, Günther BRAUNER¹, Martin BOXLEITNER*¹,
Johann HIEBL*², Claudia SPRINGER*²

¹ Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Gußhausstraße 25/373-1, 1040 Wien, Austria
Tel.: +43 | (0)1 | 58801 | 37326, Fax: +43 | (0)1 | 58801 | 37399
e-Mail: groiss@ea.tuwien.ac.at, brauner@ea.tuwien.ac.at, boxleitner@ea.tuwien.ac.at,
Web: www.ea.tuwien.ac.at

² Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, Abteilung für Klimaforschung,
Hohe Warte 38, 1190 Wien, Austria,
Tel.: +43 | (0)1 | 36026 | 2296, Fax: +43 | (0)1 | 36026 | 72
e-Mail: claudia.springer@zamg.ac.at, johann.hiebl@zamg.ac.at,
Web: www.zamg.ac.at

Kurzfassung: Diesem Paper liegt die Frage des Forschungsprojekts Super-4-Micro-Grid zugrunde, ob eine regenerative elektrische Vollversorgung Österreichs möglich ist.

Mit Hilfe einer Geo-Informations-Software wurde die Fläche Österreichs bezüglich der Eignung für Photovoltaikanlagen untersucht. Gleichzeitig wurde Österreich in 10 Regionen unterteilt, welche hinsichtlich der Globalstrahlungscharakteristik homogen sind.

Ein Matlab Modell wurde erstellt, um die historisch aufgezeichneten Globalstrahlwerte von 120 ZAMG-Messstationen in Einspeiseprofile theoretischer PV-Anlagen an diesen Standorten umzurechnen.

Aus diesen Wertereihen wurden sowohl Regionsprofile einer einzelnen Anlage als auch gewichtete Regionsmittelwerte gebildet. Diese dienen als Ausgangspunkt zur Analyse von Ausgleichseffekten durch intra- und interregionale Vernetzung der Erzeugungsanlagen.

Keywords: Photovoltaik, Flächenpotenzial, Einspeiseverlauf, Vernetzung

1 Einleitung

Im Forschungsprojekt „Super-4-Micro-Grid – Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel“, welches vom Klima- und Energiefonds gefördert wird, lautet die zentrale Frage: „Wie kann Österreich im Bereich der Elektrizität eine regenerative Vollversorgung erreichen“.

Ein Teilaspekt ist die regenerative Erzeugung. Im Projekt werden dabei die dargebotsabhängigen Erzeugungsformen Photovoltaik, Windkraft und Wasserkraft detailliert betrachtet. Es wird zwischen zentralen Großkraftwerken und dezentralen Energieerzeugern unterschieden. Eine Koexistenz von Microgrids, welche als bilanzierte Zellen verstanden werden, und einem Supergrid welches diese Zellen zwecks interregionalem Ausgleich verbindet, wird dabei angestrebt. Durch die Wahl eines bestmöglichen Erzeugungsmixes und dem Einsatz von intelligenten Lastmanagement soll bereits in den Microgrids ein regionaler Ausgleich geschaffen werden. Insgesamt ist eine Mehrzieloptimierung des Gesamtsystems durchzuführen, welche bei Minimierung von Umwelteinflüssen und möglichst geringen

Gestehungskosten eine hohe Versorgungssicherheit garantieren soll. Dabei werden unterschiedliche Randbedingungen wie der Einfluss des Klimawandels auf die Erzeugung als auch die Entwicklung des zukünftigen Stromverbrauchs insbesondere unter Einbindung der Elektromobilität in verschiedenen Szenarien verglichen.

Vor der Bewertung der Ausgleichsmöglichkeiten aus der Kombination von PV, Wind- und Wasserkraft, werden die Charakteristika der PV-Einspeisung für verschiedene Regionen in Österreich erarbeitet. In diesem Paper wird dabei auf die Modellbildung der PV-Einspeisung eingegangen.

2 Technisches Potenzial von Photovoltaik in Österreich

In diesem Abschnitt wird das theoretisch nutzbare PV-Flächenpotenzial beschrieben. Dieses soll hinsichtlich der prinzipiellen Eignung und der regionalen Verteilung analysiert werden.

Mit Hilfe einer Geo-Informations-Software können verschieden Kriterien definiert werden, um festzulegen, ob eine Fläche zum Potenzialgebiet zählt. Anschließend können diese Potenzialflächen vermessen und dargestellt werden.

2.1 Kriterien

Zur Ermittlung des Flächenpotenzials ist es notwendig zunächst prinzipielle Ausschlusskriterien für mögliche Flächen zu definieren. Neben dem erzielbaren PV-Jahresertrag des Standortes ist auch die Zugänglichkeit zu berücksichtigen. Dies erfolgte über Maximalwerte der Hangneigung und der Seehöhe. Die konkreten Grenzwerte sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Grenzwerte für die Eignung als PV-Potenzialfläche

Einstrahlung	> 1.885
Hangneigung	< 20°
Seehöhe	< 2000 m

Der Minimalwert 1.885 der Einstrahlung ist ein Referenzwert, welcher sich im Zuge der Umrechnung in ArcGIS ergibt. Unter Berücksichtigung des hinterlegten Höhenprofils und der daraus resultierenden Abschattung berechnet die Software für jeden Rasterpunkt die Einstrahlung am 80. Tag des Jahres (21.3.) unter der Annahme eines wolkenlosen Himmels.

Um den Wert 1.885 (welcher im unterdurchschnittlichen Bereich der Verteilung liegt) interpretieren zu können, wurden verschiedene Punkte mit genau jenem errechneten Einstrahlungswert ausgewählt. Die Analyse erfolgte mit dem PV-Ertragsprognosetool PVGIS¹. Dabei zeigte sich, dass es sich jeweils um Orte mit verhältnismäßig großer Abschattung handelt. Die Ertragsprognosen für diese Standorte ergeben Werte zwischen 841 und 919 kWh/m²a unter Berücksichtigung der jeweiligen Hangneigung. Weitere Parameter zur Berechnung dieser Werte sind: eine Anlage mit 1kW_{Peak}, eine gebäudeintegrierte Anlage und Kabel bzw. Umrichterverluste in der Höhe von 14%. Eine typische Anlage erreicht in Österreich einen Wert von rund 1000 kWh/m²a. Somit werden nur Standorte berücksichtigt, welche mindestens etwa 85% einer Referenzanlage erreichen.

¹ PVGIS-Tool: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#>

2.2 Flächenpotenzialanalyse

Die oben angegebenen Bedingungen wurden mit dem Kartenmaterial (in der aufgelisteten Reihenfolge) zum Verschnitt gebracht. Von dieser Restfläche wurden all jene Gebiete ausgeschlossen, welche in die Kategorie „Naturschutzgebiet“ fallen.

Bei PV- Anlagen kann zwischen den Kategorien „Gebäudeintegrierte Photovoltaik“ und „frei stehende Anlagen“ unterschieden werden. Um diese beiden Kategorien getrennt auszuweisen, wurde ermittelt, ob es sich um bebaute oder nicht bebaute Flächen handelt.

Mit Hilfe der GIS-Software ArcGIS und den hinterlegten Corine-Landcover-Daten (CLC, Umweltbundesamt) kann die Flächenwidmung für die gesamte Staatsfläche von Österreich beschrieben werden.

Die prinzipiell geeigneten Flächen (nach den oben genannten Kriterien) wurden nun mit bebauten Flächen zum verschnitt gebracht. Dabei wurden die Kategorien „durchgängig städtische Prägung“ (111), „nicht durchgängig städtische Prägung“ (112) und „Industrie/Gewerbeflächen“ (121) berücksichtigt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2 dargestellt.

Ebenso wurde die Analyse für landwirtschaftliche Flächen durchgeführt. Wobei hier nur Flächen mit einem geringen Bewirtschaftungsgrad berücksichtigt wurden. So wurde ein Großteil der heterogenen landwirtschaftliche Flächen wie z.B.: „Land- und Forstwirtschaftliche Flächen“ (244) und „Landwirtschaftlich genutztes Land mit Flächen natürlicher Vegetation“ (243) ausgeschlossen. Es verbleiben „Komplexe Parzellenstruktur“ (242), „Wiesen und Weiden“ (231), „Weinbauflächen“ (221) und „Nicht bewässertes Ackerland“ (211) als theoretisch verfügbare Flächen. Die Ergebnisse sind wieder in Tabelle 2 und dargestellt.

2.3 Ergebnis

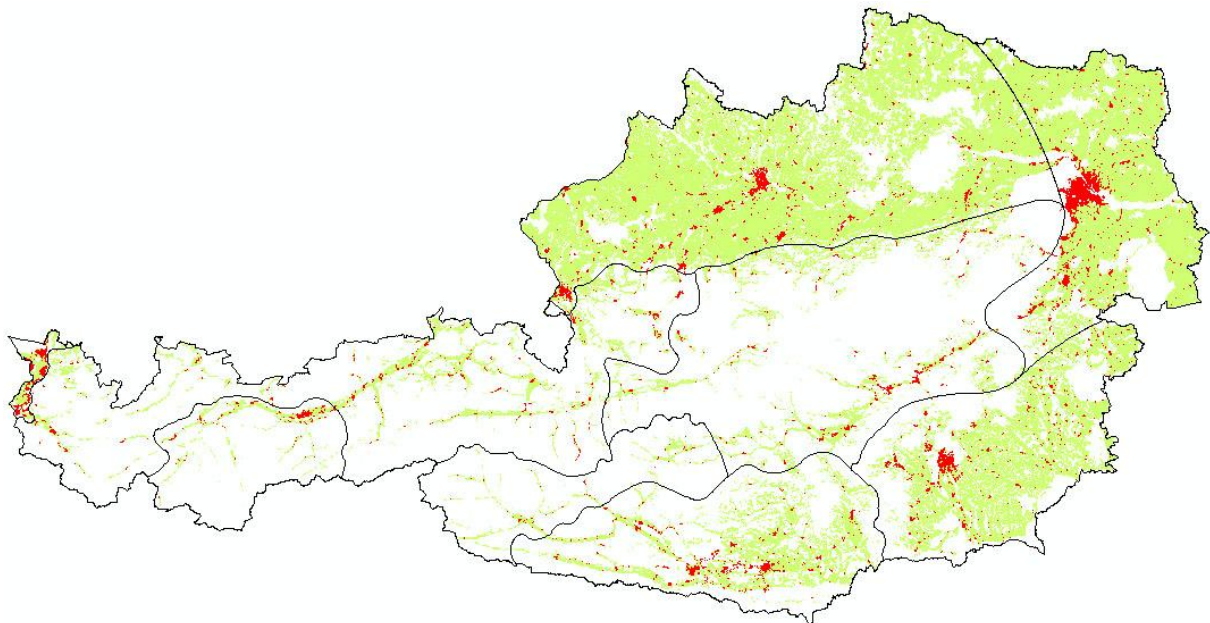


Abbildung 1: PV - Potenzialflächen in Österreich

In Abbildung 1 sind die theoretisch nutzbaren PV-Potenzialflächen Österreichs farbig dargestellt. Rote Flächen gehören dabei zur Kategorie „Bebaute Flächen“. Grüne Bereiche

stellen „Landwirtschaftliche Flächen“ dar, welche sich als Flächen für frei stehende Anlagen eignen würden.

In der Abbildung sind die Ballungszentren Österreichs deutlich ersichtlich. In der Alpenregion fällt das Flächenpotenzial verhältnismäßig gering aus. Dies liegt vor allem an der zu großen Verschattung durch Berge aber auch an zu steilen Hängen, welche für das Errichten von Anlagen hinderlich sind.

Weitere größere Bereiche fallen durch das Vorhandensein von Naturschutzgebieten weg. Zwar wäre es prinzipiell auch hier möglich, PV-Anlagen zu errichten, jedoch wurden diese Gebiete zur Sicherheit ausgeschlossen.

Die Abbildung zeigt auch, dass durch die vorgenommene Regionalisierung in sich sehr homogene Gebiete bezüglich der PV-Potenzialflächen entstanden sind. (siehe hierzu Punkt 4.1 und Abbildung 5)

In Tabelle 2 sind die Potenzialflächen nach Regionen aufgeschlüsselt. Tabelle 2 beschreibt dabei die absoluten Flächenwerte in km².

Auffällig ist, dass sich ein Großteil der Rheintalgegend als Standort für PV-Anlagen eignen würde. Somit besitzt die verhältnismäßig kleine Region I ein nennenswertes Potenzial. Weiters weisen Regionen mit Großstädten einen hohen Anteil an BIPV-Potenzialflächen auf. Ebenso eignen sich rund 50% der landwirtschaftlichen Flächen der flacheren Regionen als PV-Potenzialflächen.

Tabelle 2: Potenzialflächen für Wind, BIPV und frei stehende PV-Anlagen in Österreich

Region	Regionsfläche [km ²]	Wind- Potenzialfl. [km ²]	PV- bebaute Potenzialfl. [km ²]	PV- landwirtsch. Potenzialfläche [km ²]
I	416	38	98	134
II	14.947	343	262	1633
III	8.709	74	127	645
IV	8.485	527	275	1.793
V	17.740	6.512	873	10.669
VI	15.985	433	308	2.299
VII	8.683	1.457	475	3.648
VIII	8.981	2.471	854	5.400
Österreich	83.946	11.855	3.272	26.221

Ausgehend von einem Jahresflächenertrag von 1 TWh pro 10 km² ergibt sich, dass rund 2,6% der landwirtschaftlichen Potenzialfläche genutzt werden müsste, um einen Jahresstromverbrauchs von 67 TWh energetisch zu decken. Laut Haas wird das zusätzliche Potenzial an gebäudeintegrierte Photovoltaik mit 19TWh/a angegeben.²

² Haas, Reinhard. Photovoltaik in Gebäuden, IEA Task 7. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2002.

3 PV-Modell

Zur späteren Berechnung von Ausgleichseffekten müssen die regenerativen Dargebote in mögliche elektrische Einspeisungen umgerechnet werden. Seitens der ZAMG stehen Werte der Globalstrahlung der letzten 15 Jahre (1994 bis 2008) im Stundenraster zur Verfügung. An 76 verschiedenen Stationen wurde die Globalstrahlung direkt gemessen und an 20 Stationen wurden die Werte aus der Sonnenscheindauer errechnet. Für weitere 25 Stationen liegen zum Teil gemessene Globalstrahlungswerte vor, welche mit errechneten Werten aus der Sonnenscheindauer ergänzt wurden.

3.1 Modellbildung

Aufbauend auf dem Diffusstrahlmodell nach Skartveit (1987) wurde eine Matlab-Funktion erstellt, welche die gemessene Globalstrahlung in die drei Komponenten: „direkt“, „diffus“ und „reflektiert“ unterteilt. Mit Hilfe dieser Aufteilung kann die Einstrahlung in eine beliebig geneigte Ebene errechnet werden.

Bei fest installierten PV-Anlagen haben einerseits die Südausrichtung und andererseits die Neigung einen Einfluss auf den Jahresertrag. In einem gewissen Bereich ist die Ertragsschmälerung durch eine Anlage, welche nicht nach Süden ausgerichtet ist verhältnismäßig gering. So tritt bei einer Abweichung von 45° eine Minderung von 5% auf.

Aus diesem Grund wurde für die Errechnung der Einspeiseverläufe nur der Anstellwinkel variiert und eine exakte Südausrichtung angenommen. Somit wurden für jede Station die Leistungswerte für 0°, 20°, 30°, 45°, 60° und 90° Neigungswinkel errechnet. In diesen sechs Varianten ist jeweils der hypothetische Leistungsverlauf einer PV-Anlage im Zeitraum von 1994 bis 2008 an den verschiedenen Standorten dargestellt.

Die Modellergebnisse wurden mit Messwerten realer Anlagen verglichen. Zunächst wurden die Korrelationen zwischen verschiedenen Anlagen und den Messergebnissen berechnet. Anschließend wurden die Residuen hinsichtlich deren Verteilung und Größe beschrieben. Da sowohl die berechneten Wertereihen als auch die Messergebnisse auf eine Jahresenergiemenge von 1.000.000 normiert wurden, ist der mittlere absolute Fehler definitionsgemäß 0. Der sogenannte „Mean bias error“ in absoluter bzw. relativer Form ist definiert durch

$$MBE = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^n (x_{i,Modell} - x_{i,Messung})$$

$$MBE_{\%} = \frac{MBE}{\bar{x}_{Messung}} * 100$$

Ein weiteres typisches Maß zur Modellbestimmung ist die Wurzel aus dem mittleren quadratischen Fehler. Dieser „Root mean square error“ in absoluter bzw. relativer Form ist definiert durch

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=0}^n (x_{i,Modell} - x_{i,Messung})^2}$$

$$RMSE_{\%} = \frac{RMSE}{\bar{x}_{Messung}} * 100$$

3.2 Modellgenauigkeit

Das implementierte Modell wurde nun mit der Einspeisung von realen PV-Anlagen verglichen. In Abbildung 2 sind die Korrelationen zwischen den Messwerte zweier PV-Anlagen und den beiden errechneten Einspeisungen dargestellt. Die Umrechnung beruht auf den ZAMG-Messdaten und erfolgte mit dem unter Punkt 3.1 beschriebenen PV-Modell. Es zeigt sich, dass zwischen allen Wertereihen eine hohe Korrelation besteht ($\geq 0,6$). Dies kann über den relativ einheitlichen Verlauf der Einstrahlung begründet werden (tageszeitliche und saisonale Abhängigkeit). Die Korrelation der PV-Anlage in Tirol mit den zugehörigen berechneten Werten ist etwas geringer als in Niederösterreich. Dies ist vor allem auf die starke Abschattung in der Bergregion zurückzuführen. Weiters wirken sich Ungenauigkeiten bei einer PV-Anlage mit einem Neigungswinkel von 90° am stärksten aus.

Korrelationen	ZAMG Tirol 90° berechnet	PV-Anlage Tirol 90°	ZAMG NÖ 20° berechnet	PV-Anlage NÖ
ZAMG Tirol 90° berechnet	-	0,866	0,662	0,650
PV-Anlage Tirol 90°	0,866	-	0,650	0,598
ZAMG NÖ 20° berechnet	0,662	0,650	-	0,938
PV-Anlage NÖ	0,650	0,598	0,938	-

Abbildung 2: Korrelation zwischen PV-Anlagen und errechneten Werten

In Abbildung 3 die Streudiagramme zwischen der berechneten und der gemessenen normierten PV- Leistung dargestellt.

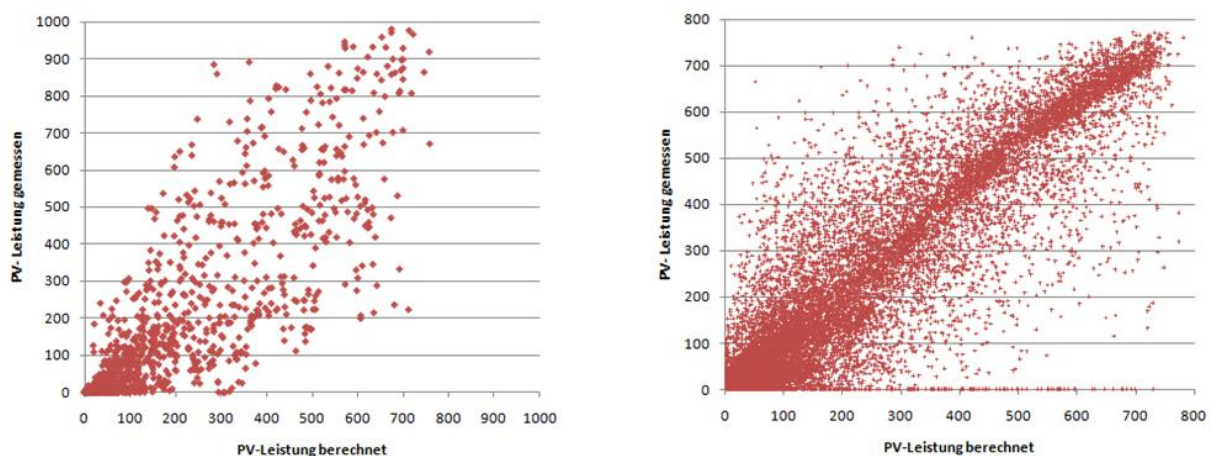


Abbildung 3: Streudiagramme der Anlagen in Tirol (links) und NÖ (rechts)

In Abbildung 4 sind die statistischen Kennwerte der Abweichungen zwischen der berechneten und tatsächlichen PV-Einspeisung dargestellt. Wie zuvor beschrieben wurden alle Wertereihen auf eine Jahresenergiemenge von 1.000.000 normiert. Die unterschiedliche mittlere Leistung ergibt sich aus den unterschiedlichen Betrachtungszeiträumen. So liegen die Messwerte der PV-Anlage Tirol überwiegend in den Sommermonaten vor. Daher ist die mittlere Leistung der vorhandenen Werte höher. In der Tabelle ist die Anzahl der vorhandenen Wertepaare dargestellt. Sie ist durch die Verfügbarkeit der Werte an den ZAMG-Stationen als auch den vorhandenen Messwerten der PV-Anlagen bestimmt.

Mit der gewählten Normierungsbasis können die auftretenden Zahlenwerte der mittleren Erzeugung bzw. der Residuen als Leistungsgrößen in Watt bei einer $1kW_p$ Anlage interpretiert werden. Eine Anlage mit dieser Nennleistung erreicht in etwa einen Jahresertrag von 1.000 kWh_p (vgl. hierzu die Normierungsbasis von 1.000.000).

Die Auswertung zeigt, dass bei allen Anlagen mehr positive als negative Residuen aufgetreten sind. Da der Mittelwert der Abweichungen (MBE) insgesamt jeweils Null ist, bedeutet dies, dass das Modell häufig einen kleinen positiven Fehler und seltener einen dafür größeren negativen Fehler aufweist. Ein positiver Fehler beschreibt eine Überschätzung der tatsächlich eingespeisten Leistung. Die größten auftretenden Residuen zeigen je nach Anlage ein leicht unterschiedliches Bild, bewegen sich aber absolut gesehen im gleichen Rahmen.

Über den Root mean square error (RMSE) kann der mittlere quadratische Modellfehler bestimmt werden. Es zeigt sich auch, dass abgesehen von der PV-Anlage in Tirol die Modellgenauigkeit in der gleichen Größenordnung liegt. Die größere Ungenauigkeit dieser Anlage wurde bereits zuvor thematisiert. In der Abbildung sind jeweils die Ergebnisse jenes Anstellwinkels dargestellt, bei dem sich der kleinste Modellfehler ergeben hat. Dieser optimale Anstellwinkel ist je nach Standort verschieden. Die Auswertung der Modellgenauigkeit über den "Root mean square error" (RMSE) ergibt Modellgenauigkeiten von 50% bis 59% (bzw. 92% für die Anlage in Tirol).

Vergleich PV-Einspeisung Modellergebnisse - Messergebnisse	PV-Anlage OÖ	PV-Anlage Salzburg	PV-Anlage NÖ I	PV-Anlage Tirol	PV-Anlage NÖ II
mittlere Erzeugung PV-Anlage	114	114	114	140	119
mittlere Jahreserzeugung	1000	1000	1000	1000	1000
Anzahl Wertepaare	43827	43848	43796	1966	33055
Anteil pos. Residuen	33%	32%	32%	39%	29%
Anteil neg. Residuen	19%	23%	20%	20%	25%
max. Residuum	560	655	698	574	756
min. Residuum	-485	-518	-646	-743	-638
MBE	0	0	0	0	0
MBE_%	0%	0%	0%	0%	0%
RMSE	57	58	66	128	70
RMSE_%	50%	51%	58%	92%	59%
Korrelation	0.96	0.96	0.94	0.87	0.94

Abbildung 4: Modellgenauigkeit PV-Einspeisung

4 PV-Erzeugungs-Wertereihen

Mit Hilfe des unter Punkt 3 beschriebenen Modells können gemessene Globalstrahlwerte in ein theoretisches Einspeiseprofil einer PV-Anlage umgerechnet werden. Es stehen somit für 120 verschiedene Standorte die normierten Einspeiseprofile im Stundenraster von hypothetischen PV-Anlagen unterschiedlichen Typs zur Verfügung.

4.1 Regionalisierung

Anhand klimatologischer Gesichtspunkte wurde eine Aufteilung in acht Regionen und zwei nicht flächig erfassbare Stationsgruppen durchgeführt. Diese Regionalisierung stellte einen guten Kompromiss hinsichtlich der Homogenität zwischen Wind- und Globalstrahlungsverteilungen dar. Die beschriebene Regionalisierung dient als Grundlage für die Analyse der Ausgleichseffekte zwischen den Energieträgern und zwischen den Regionen (siehe Abbildung 5).

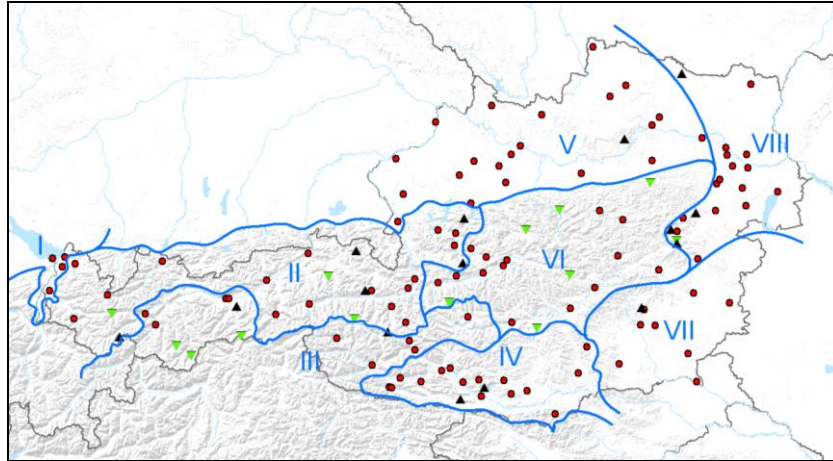


Abbildung 5: Kombinierte Regionalisierung der Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung. Runde Signaturen (O) sind den ausgewiesenen Regionen I–VIII zuzuordnen, auf der Spitze stehende Dreiecke (▽) beschreiben Gap-Wind-Lagen, liegende Dreiecke (△) Gipfellagen.³

4.2 Gewichtung der Stationen

Entsprechend der in Abbildung 1 dargestellten Potenzialflächen wurde jeder Messstation eine Gewichtung zugewiesen. Diese orientierte sich sowohl an den bebauten als auch landwirtschaftlichen Potenzialflächen in unmittelbarer Umgebung.

4.3 Regionsprofil und gewichteter Mittelwert

Ausgehend von den Wertereihen basierend auf den einzelnen Stationsmesswerten und der unter Punkt 4.2 beschriebenen Gewichtung der Stationen, wurde ein repräsentatives Profil für die gesamte Region erstellt.

4.3.1 Gewichteter Regionsmittelwert

Hierzu wurde für jede Stunde der 15 jährigen Betrachtungsperiode der gewichtete Mittelwert aller in der Region befindlichen Stationen gebildet. Da die Ausgangswertereihen jeweils auf 1.000.000 normiert sind und die Summe aller Gewichte 1 beträgt, ergibt sich auch für den gewichteten Regionsmittelwert wiederum eine Jahressumme von 1.000.000.

Dieses Berechnungsverfahren würde einer perfekten Vernetzung aller Erzeugungsanlagen in einer Region entsprechen. Die Fluktuation einer einzelnen Erzeugungsanlage wird durch diese Mittelwertbildung beseitigt.

4.3.2 Regionsprofile

Um die dargebotsabhängigen Schwankungen einer einzelnen Anlage nicht durch die Mittelwertbildung zu verlieren, wurde jeweils zusätzlich ein Regionsprofil erstellt. Die Gewichtung der Stationen entspricht hier ebenfalls wieder der unter Punkt 4.2 beschriebenen.

Für dieses Regionsprofil wird für jede Stunde per Zufallsprinzip der Wert einer einzelnen Station eingesetzt. Dem Zufallsgenerator wird dabei die zuvor beschriebene Gewichtung

³ Quelle: ZAMG

überlagert. Als Ergebnis steht eine Wertereihe mit stündlichen Erzeugungsdaten der 15-jährigen Zeitspanne zur Verfügung.

Dieses Profil spiegelt nun die charakteristische Einspeisung einer einzelnen Anlage innerhalb der Region wider. Es fließen hier die Eigenschaften der Messstationen entsprechend deren Gewichtung ein. Im Gegensatz zu dem unter Punkt 4.3.1 beschriebenen gewichteten Regionsmittel weist dieses Profil jedoch die volle Schwankungsbreite einer einzelnen Anlage auf.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die durchgeführte Potenzialermittlung hat gezeigt, dass die in Österreich verfügbare Fläche für eine energetische Vollversorgung mit PV-Erzeugung ausreichend ist (siehe Punkt 2). Weiters konnten diese Potenzialflächen den einzelnen Regionen zugeordnet werden.

Mit dem unter Punkt 3 beschriebenen Modell ist es möglich aus den aufgezeichneten Wetterdaten für jede Station ein theoretisches Einspeiseprofil einer PV-Anlage zu berechnen. Diese Stationswerte wurden zu repräsentativen Regionsprofilen bzw. zu gewichteten Regionsmittelwerte zusammengefasst (siehe Punkt 4).

Die hier erzielten Ergebnisse werden mit den Werten für Windeinspeisung kombiniert. Diese wurden ebenfalls im Rahmen des Projekts Super-4-Micro-Grid mit einer ähnlichen methodischen Vorgangsweise ermittelt. In weiteren Schritten werden nun mögliche Ausgleichseffekte der folgenden Maßnahmen ermittelt:

- Vernetzung der Erzeugungsanlagen innerhalb einer Region
- Vernetzung der Regionen
- Mix verschiedener Erzeugungsformen

Die Vernetzung der Erzeugungsanlagen innerhalb einer Region entspricht dem Vergleich des Regionsprofils mit dem gewichteten Regionsmittelwert. Werden verschiedene Regionswertereien zusammengeführt, so kann der erzielbare Ausgleichseffekt, welcher sich durch Vernetzung unterschiedlicher Regionen ergibt, bestimmt werden. Über die Mittelwertbildung von PV- und Windwertereien kann die Risikominimierung durch Kombination unterschiedlicher Erzeugungsformen ermittelt werden.

Die Quantifizierung der Ausgleichseffekte könnte über statistische Parameter wie der Korrelation erfolgen. Jedoch liefern diese Kenngrößen eine beschränkte Aussage darüber, wie das Gesamtsystem auszulegen und zu optimieren ist. Daher werden die erzielbaren Ausgleichseffekte über den Speicherbedarf ermittelt. Es wird hierbei jeweils der (vernetzte) Erzeugungsmix der Last gegenübergestellt und deren Differenz berechnet. Somit ergibt sich eine minimal benötigte Größe der Tages- und Saisonspeicher um zu jedem Zeitpunkt die Gleichheit von Erzeugung und Verbrauch zu erzielen. Über diese benötigte Speichergröße können nun die verschiedenen Ausgleichseffekte beschrieben werden.

Das Projekt „Super-4-Micro-Grid“ wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

