FfE

Regionalisierung Europa 2050

Kurzdokumentation und Ergebnisse 22.03.2022

FfE

Gliederung

1	Ausgangssituation und Zielsetzung	9	Räumliche und zeitliche Bestimmung der EE- Stromerzeugung
2	Untersuchungsgebiet und Regionstypen	10	EE-Anlagenbestand
3	Zusammenfassung von Technologien für die Kartendarstellung der Ergebnisse	11	EE-Erzeugungszeitreihen
4	Datenbasis - Regionalisierung auf NUTS-3-Ebene	12	EE-Zubaumodelle
5	Datenbasis - Regionale Zeitreihen des Stromverbrauchs	13	Ergebnisse EE-Erzeugung
6	Disaggregation auf Netzknotenebene	14	Ergebnis Residuallast
7	Räumliche und zeitliche Bestimmung des Stromverbrauchs	15	Ergebnis Residuallast
8	Ergebnisse Last		

1 Ausgangssituation und Zielsetzung

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) wurde im Rahmen einer internen Studie der TransnetBW GmbH, beauftragt eine Regionalisierung des Stromverbrauchs sowie des Ausbaus Erneuerbarer Energien in Europa für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 durchzuführen.

Für die Untersuchung wird z.T. auf die Vorarbeiten aus Analysen zwei aktueller Forschungsprojekte zurückgegriffen. So erfolgte bereites in dem Forschungsprojekt "eXtremOS" [1] und in dem laufenden Forschungsprojekt "Versorgungssicherheit 2021" (VS2021) eine umfangreiche Betrachtung des europäischen Energiesystems. Diese Datengrundlage und die dort verwendeten Modelle ermöglichen eine differenzierte Analyse für Europa auf Basis der NUTS-3 Regionen. Eine detaillierte Beschreibung der Modelle ist Gegenstand der Berichte zum Projekt eXtremOS bzw. VS2021 und erfolgt hier nicht.

Vor diesem Hintergrund wird eine räumliche, stützjährliche und stündliche Verortung der von der TransnetBW GmbH bereitgestellten, technologiespezifischen Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen einzelner Modellregionen von der FfE durchgeführt. Die räumliche Auflösung der Regionalisierung ist die NUTS-3-Ebene. Nachgelagert werden diese Ergebnisse auf Netzknotenebene weiter disaggregiert.

Bei Wind Offshore erfolgt die Regionalisierung auf einem 50km-Gitter, eine nachgelagerte Disaggregation wird vom Auftraggeber durchgeführt. Eine Verortung von Wind Offshore auf NUTS-3-Ebene erfolgt über die zugeordneten Netzknoten. Die Netzknoteninformationen wurden von dem Auftraggeber bereitgestellt.



2 Untersuchungsgebiet und Regionstypen

Die vorgegebenen Modellregionen entsprechen in den überwiegenden Fällen den europäischen Staaten bzw. den NUTS-0-Regionen.

Ausnahmen stellen Großbritannien, Dänemark und Spanien dar. In Großbritannien wird Nordirland, in Dänemark die Region Hovedstaden und in Spanien die Balearen jeweils als separate Modellregion betrachtet. Innerhalb jeder Modellregion erfolgt die Regionalisierung auf die darin enthaltenen NUTS-3-Regionen.

In Albanien, Montenegro, Serbien sowie Bosnien und Herzegowina wird keine Regionalisierung auf NUTS-3-Ebene durchgeführt, da in diesen Ländern die entsprechende Gebietsklassifikation nicht existiert.

Die regionale Stromerzeugung durch offshore Windenergie wird zunächst auf einem 10km-Gitter ermittelt, das für die Datenübergabe zu einem 50km-Offshore-Gitter aggregiert wird.



3 Zusammenfassung von Technologien für die Kartendarstellung der Ergebnisse



Die räumlich aufgelösten Jahresenergiemengen werden in Form von Karten dargestellt. Hierbei werden die Technologien zu Kategorien zusammengefasst.

Neben der Jahresenergiemenge wird bei der Erzeugung auch die maximale Stundenleistung kartographisch dargestellt.

Zusammenfassung von Technologien zu Kategorien für die Kartendarstellung



4 Datenbasis - Regionalisierung auf NUTS-3-Ebene

Für die Regionalisierung des stündlichen Verbrauchs und der Erzeugung von Wind- und Photovoltaikanlagen wird zu großen Teilen auf die Vorarbeiten aus umfangreichen Analysen der Forschungsprojekte **eXtremOS** und **VS2021** zurückgegriffen.

Vorrangig werden die Daten aus VS2021 herangezogen. Diese decken allerdings das Untersuchungsgebiet nicht vollumfänglich ab. Für die übrigen Modellregionen abgesehen von denjenigen, für die keine Regionalisierung erfolgt – werden Datensätze aus eXtremOS verwendet.



5 Datenbasis - Regionale Zeitreihen des Stromverbrauchs

eXtremOS

Die regionalen Zeitreihen für verschiedene Sektoren werden in eXtremOS nach Anwendungen differenziert. Durch Aggregation der verschiedenen Zeitreihen resultieren sektoral und regional differenzierte Zeitreihen der Last. Die Modellierung der verschiedenen Zeitreihen erfolgt in folgenden vier Sektormodellen:

- PriHm: Sektormodell Private Haushalte
- SmInd: Sektormodell Industrie
- TerM: Sektormodell Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
- TraM: Sektormodell Verkehr

Die eXtremOS-Sektormodelle bilden dabei für jeden Sektor geeignete Verfahren für die Regionalisierung, die Erstellung von Zeitreihen und die Fortschreibung des Verbrauchs.

Eine detaillierte Beschreibung der Modelle ist Gegenstand der Berichte zum Projekt eXtremOS [1]

Versorgungssicherheit 2021

Die bottom-up in eXtremOS modellierten Zeitreihen der Last weichen erwartungsgemäß von den an anderen Stellen veröffentlichten nationalen Zeitreihen ab (siehe Abbildung). Die Zeitreihen der ENTSO-E [2] bilden in VS2021 eine Referenz. Für die verfügbaren Jahre und Regionen wird eine lineare Regression zwischen Modell-Daten und ENTSO-E durchgeführt und dabei auch nach Monat, Typtag und Stunde der Woche differenziert.



Eine detaillierte Beschreibung der Verfahren ist Gegenstand der Berichte zum Projekt Versorgungssicherheit 2021



6 Disaggregation auf Netzknotenebene (1/2)

Die Disaggregation der NUTS-3-Regionen erfolgt für alle Länder, in denen Netzknoten durch den Auftraggeber bereitgestellt wurden (siehe Karte).

Ausnahmen davon:

- Die Netzknoten im Kosovo wurden Serbien zugeordnet

Methodik: Jeder NUTS-3-Region der betrachteten Länder werden alle Netzknoten aus der eigenen sowie den direkt benachbarten NUTS-3-Regionen zugeordnet. Vereinzelt tritt der Fall auf, dass sich weder in der Region selbst noch in ihren Nachbarregionen Netzknoten befinden. In diesen Fällen wird eine erweiterte Nachbarschaft betrachtet (die anliegenden Regionen der Nachbarregionen).

Die Zuordnung aus NUTS-3-Regionen und Netzknoten wird um die jeweilige Distanz zwischen Zentroid der betrachteten Region und des jeweiligen Netzknotens ergänzt.





6 Disaggregation auf Netzknotenebene (2/2)

Die Strecke zwischen Region und Netzknoten wird durch die Summe der Strecken zwischen allen Netzknoten und der Region geteilt. Dadurch entfällt auf den nächsten Netzknoten zunächst der kleinste Anteil, auf den entferntesten der größte. Diese Rangfolge wird anschließend invertiert, so dass auf den nächsten Knoten der größte Anteil entfällt.

Ein Knoten direkt in der Region würde immer mit Abstand den höchsten Anteil erhalten. Da die zu verteilende Last jedoch auch nicht nur vom Zentroiden der Region, sondern wie in der Realität verteilt aus der gesamten Region stammt, wird durch diese Methodik eine gleichmäßige Verteilung zwischen den beteiligten Netzknoten sichergestellt.

Alle Anteile der Netzknoten an einer Region ergeben in Summe 1, so dass ein beliebiger zu verteilender Wert je Region einfach mit den Anteilen multipliziert werden kann.

Davon abweichend erfolgt die Disaggregation des Stromverbrauchs für die Wasserstoff-Elektrolyse in NUTS-3-Regionen mit offshore Anbindung ausschließlich an den Netzknoten der offshore Anbindungen. Wenn in NUTS-3-Region mehrere Netzknoten mit offshore Anbindung existieren, entspricht die anteilige Zuordnung der offshore Leistung je Netzknoten.



FfE

7 Räumliche und zeitliche Bestimmung des Stromverbrauchs (1/2)

Die räumliche und zeitliche Bestimmung des Stromverbrauchs je Technologie erfolgt in den überwiegenden Fällen anhand technologiespezifischer, auf NUTS-3-Ebene vorliegender Verbrauchszeitreihen. Zur Unterscheidung von städtischen und ländlichen Gebieten wird für einige Technologien wie für die Wärmepumpe die Bevölkerungsdichte als geeigneter Indikator verwendet. Da für manche Technologien außerhalb des Datenabdeckungsgebiets von VS2021 keine entsprechenden Zeitreihen berechnet wurden, wird die Bevölkerung ohne zusätzliche regionale, stündliche Differenzierung des Verbrauchs als Regionalisierungskriterium herangezogen. Für "load road freight" ist der Regionalisierungsindikator die Länge der Autobahnen aus OpenStreetMap (OSM) [3]. Da nicht in jeder NUTS-3-Region Autobahnen existieren, aber dort dennoch Gütertransport erfolgt, wird in allen Regionen modelltechnisch eine Mindestlänge von 10 km unterstellt. Die Regionalisierung von Power-to-Gas wird im weiteren Verlauf erläutert.

Tachaologia	Regionalisierungskriterium 1		Regionalisierungskriterium 2	Kriterien zur räumlichen
rechnologie	VS2021	eXtremOS		und zeitlichen
residential urban decentral air heat pump residential rural ground heat pump	- Wärmepumpenzeitreihen privater Haushalte			Stromverbrauchs
services urban decentral air heat pump services rural ground heat pump	- Wärmepumpenzeitreihen des Sektors GHD		Bevölkerungsdichte	
residential rural resistive heater residential urban decentral resistive heater	- Stromverbrauchszeitreihen privater Haushalte		und ländlichen Gebieten	
services rural resistive heater services urban decentral resistive heater	Stromverbrauchszeitreihen des Sektors GHD			
urban central resistive heater urban central air heat pump	Fernwärmezeitreihen	Bevölkerung/-dichte		
load grid losses	Stromverbrauchszeitreihen (gesamt)			
load industry	Stromverbrauchszeitreihen der Industrie			
bev charger	Elektrofahrzeuge	Bevölkerung		
load road freight	OSM-Autobahnen (mind. 10 km)			
phs (pump)	Anlagenbestand			

7 Räumliche und zeitliche Bestimmung des Stromverbrauchs (2/2)

Die Regionalisierung der Modellregion-Zeitreihen erfolgt für die Technologien, denen gemäß der Tabelle in 7(1/2) für die Verortung regionale, technologiespezifische Zeitreihen zu Verfügung stehen, in mehreren Schritten:

- 1. Zunächst wird eine Unterscheidung in ländliche und städtische Regionen anhand der Bevölkerungsdichte vorgenommen, sofern eine solche Unterscheidung technologiebedingt erforderlich ist. Als Schwellwert wird eine Bevölkerungsdichte von 800 Einwohner/km² angesetzt.
- 2. Als Indikator zur räumliche Verortung der Gesamtlast der Modellregion wird die Höhe der Gesamtlast der skalierten VS2012- bzw. eXtremOS-Zeitreihen je NUTS-3-Region verwendet.
- 3. Die stündliche Zuordnung der Last erfolgt durch die Multiplikation der in Schritt 2 regionalisierten Gesamtlast der Modellregion mit den normierten VS2012- bzw. eXtremOS-Zeitreihen.
- 4. Im letzten Schritt erfolgt eine Kalibrierung der regionalisierten Zeitreihen auf NUTS-3-Ebene anhand der zugehörigen Modellregion-Zeitreihen.

Die übrigen Modellregion-Zeitreihen, denen für die Regionalisierung keine technologiespezifischen Zeitreihen auf NUTS-3-Ebene zugrunde liegen, werden gewichtet entsprechend der Höhe der in 7(1/2) aufgelisteten Regionalisierungskriterien, räumlich verortet.

8 Ergebnisse Last (1/4): Gesamte Last

Die Jahresenergiemenge wird als ein Ergebnis der Lastregionalisierung zusammengefasst für jede NUTS-3-Region innerhalb der Modellregionen flächenspezifisch abgebildet. Der Bezug zur NUTS-3-Fläche ermöglicht eine höhere Vergleichbarkeit zwischen den Regionen.

Zur Nachvollziehbarkeit der kategoriellen Zusammensetzung der Gesamtlast wird der Verbrauch im Folgenden unterteilt in

- konventionelle Last,
- neue Last,
- Power-to-Heat,
- Power-to-Mobile und
- Power-to-Gas

dargestellt.



FfE

8 Ergebnisse Last (2/4): Konventionelle und neue Last





8 Ergebnisse Last (3/4): Power-to-Heat und Power-to-Mobile







8 Ergebnisse Last (3/4): Power-to-Heat und Power-to-Mobile





8 Ergebnisse Last (3/4): Power-to-Heat und Power-to-Mobile





FfE

8 Ergebnisse Last (4/4): Power-to-Gas

Es wird differenziert nach Wasserstoff-Elektrolyse (90 % des Stromverbrauchs) und die Erzeugung von synthetischem Methan (10 %).

Wasserstoff-Elektrolyse: Auf NUTS-3 Ebene werden mit den Zeitreihen Last und Erzeugung die Jahresmenge der Stromüberschüsse (alle Verbraucher exkl. Power-to-Gas) für das Jahr 2050 und das Wetterjahr 2012 bilanziert. Diese bilden den nationalen Indikator für die Regionalisierung. Eine Verortung von Wind Offshore auf NUTS-3-Ebene erfolgt hierbei anhand der für Wind Offshore relevanten Netzknoten entsprechend der dort angelegten installierten Leistung.

SNG: Auf NUTS-3 Ebene werden die bestehenden Biomasseanlagen betrachtet. Diese dienen als CO₂-Quelle für die Erzeugung von SNG und bilden den nationalen Indikator für die Regionalisierung.

Dieser Ansatz führt in Deutschland – trotz einzelner Power-to-Gas-Schwerpunkte an der Küste – zu einem flächigen Zubau von Power-to-Gas- Anlagen in Regionen mit geringer Last.



9 Räumliche und zeitliche Bestimmung der Stromerzeugung

Die Regionalisierung von Photovoltaikanlagen (PVA) und Windenergieanlagen (WEA) erfolgt über den Anlagenbestand und das Potenzial. Hierbei wird zwischen Gebäude- und Freiflächen-PVA sowie zwischen onshore und offshore WEA unterschieden. Zunächst erfolgt eine Zubaumodellierung der installierten Leistung und die Berechnung regionaler Erzeugungsgänge. Diese werden im Anschluss mit Hilfe der Modellzeitreihen von TransnetBW kalibriert. Der Zubau der installierten Leistung stellt daher nur ein Indikator für die Regionalisierung dar und kann aufgrund der Kalibrierung nicht als eine der Erzeugungszeitreihe zugehörigen Größe betrachtet werden. Die Zubaumodellierung und die Zugrundeliegenden Annahmen werden im weiteren Verlauf beschrieben.

Die Regionalisierung von Lauf- und Speicherwasser sowie Pumspeicher erfolgt über den Anlagenbestand für die folgende Modellregionen: ATO 0, BEO 0, CHO 0, CZO 0, DEO 5, DKO 0, FRO 0, HUO 0, ITO 0, LUO 0, NLO 0, PLO 0, SIO 0, SKO 0.

Vehicle-to-grid (v2g) wird wie verbrauchseitig *battery electric vehicle* (bev) anhand der Elektrofahrzeuge bzw. der Bevölkerung regionalisiert.

Technologie		Regionalisierungskriterium 1	Regionalisierungskriterium 2	Regionalisierungskriterium 3		Kriterien zur räumlichen
				VS2021	eXtremOS	Bestimmung der
solar-rooftop		Anlagenbestand	Potenzial	Erzeugungszeitreihen von PVA		Technologie
solar-utility		Anlagenbestand	Potenzial			
onwind-1						
onwind-2	onwind	Aplagophostand	Potonzial	Erzeugungsze	eitreihen von	
onwind-3	JIIWIIIU	Anlagenbestand	Potenziai	onshore WEA		
onwind-4						
offwind-ac	offwind	Anlagenbestand	Potenzial	Erzeugungszeitreihen von offshore WEA		
offwind-dc	JIIWIIIU					
ror (turbine)		Anlagenbestand				
hydro (turbine)		Anlagenbestand				
phs (turbine)		Anlagenbestand				
v2g				Elektrofahrzeuge	Bevölkerung	

10 EE-Anlagenbestand

Die Informationen über die räumliche und zeitliche Entwicklung des Anlagenbestands von PV- und Windenergieanlagen in Deutschland basieren auf dem Marktstammdatenregister (MaStR) [4]. Fehlen für einzelne Anlagen relevante Informationen, wie z. B. die Differenzierung nach Gebäude-Photovoltaik und Freiflächen-Photovoltaik, werden weitere Datenquellen genutzt, um diese Lücken zu schließen. Die Angaben zu den Anlagen werden zudem auf Plausibilität geprüft.

Für die anderen europäischen Länder ist keine vergleichbar detaillierte Datenbasis vorhanden. Es erfolgte eine Recherche auf nationaler Ebene für alle Länder. Die Ergebnisse dieser Recherche unterscheiden sich in räumlicher Auflösung sowie Stand der Daten [1]. Die Bestandsmantelzahlen von TrannetBW zu den installierten Kapazitäten je Modellregion werden basierend auf der kleinräumigen nationalen Recherche regional verortet. Somit wird der Bestand regional typisch verteilt und auf Modellregionsebene konsistent abgebildet. Der Anlagenbestand für Lauf- und Speicherwasser sowie Pumpspeicher wird von TransnetBW zur Regionalisierung ausgewählter Länder bereitgestellt.

FfE

11 EE-Erzeugungszeitreihen

Die Erzeugungsprofile für Photovoltaikanlagen basieren auf einem Modell, das Wetterdaten zu direkter und diffuser Strahlung und den technischen Parameter von Photovoltaikanlagen (Wirkungsgrad, Schwachlichtverhalten, Temperaturkoeffizient) verarbeitet. Die Strahlungsdaten werden aus dem Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) [5] bereitgestellt. Strahlungsdaten für Regionen, die nicht von CAMS abgedeckt werden, wie z.B. Skandinavien, basieren auf MERRA-2 [6]. Zusätzliche Wetterparameter wie Temperatur und Albedo stammen aus den Wettermodellen COSMO-EU/ICON-EU [7]. Je nach Standort und Art der Solaranlage wurden die Erzeugungsprofile für verschiedene Neigungen und Ausrichtungen der Module berechnet.



Die Erzeugungsprofile für Windenergieanlagen werden anhand der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und anlagenspezifischen Leistungskurven ermittelt. Die Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen werden aus dem Wettermodell COSMO-EU/ICON-EU des DWD extrahiert. Die Winddaten werden für jede NUTS-3-Region an einem sogenannten Messpunkt extrahiert. Für Offshore-Anlagen werden die Daten einem 50 km x 50 km großen Raster entnommen.

12 EE-Zubaumodelle (1/4): Gebäude-Photovoltaik

Für Deutschland liegt an der der FfE eine detaillierte Datenbasis zur Ermittlung des Dachflächenpotenzials vor [8]. Für Deutschland basiert die Datenbank auf einer Kombination einer Analyse eines hochauflösenden städtischen Solardachkatasters mit dem FfE-Gebäudemodell, das den Gebäudebestand für jede Gemeinde/Stadt beschreibt. Für die anderen Länder Europas liegt keine vergleichbare Datenbasis zu den nutzbaren Dachflächen vor, daher wurde das Dachflächenpotenzial von Deutschland genutzt, um Zusammenhänge zwischen Siedlungsfläche, Bevölkerungsdichte und Dachflächenpotenzial zu identifizieren. Mit dem European Settlement Map (ESM) [9] und dem Global Human Settlement Layer (GHS) [10] ist eine flächendeckende Datenbasis zur Beschreibung der Siedlungsfläche für ganz Europa verfügbar. Auf diesen Quellen basierend wurde eine Regressionsanalyse durchgeführt und das Dachflächenpotenzial je NUTS-3 Region in Europa bestimmt. Die Regressionsanalyse berücksichtigt dabei das Dachflächenpotenzial, die Siedlungsdichte und die Bevölkerungszahl der deutschen NUTS-3 Regionen.



Methodik zur Bestimmung des Dachflächenpotenzials

Der Zubau von Gebäude-PVA basiert auf dem Bestand und dem Potenzial. Dieser erfolgt bis 2030 zu gleichen Anteilen nach Bestand und Potenzial, ab 2030 zu 30 % nach Bestand und 70 % Potenzial und ab 2040 zu 10 % nach Bestand und 90 % nach Potenzial. Somit wird der zunehmende Erschließungsgrad der Dachflächen in Gebieten, die bereits heute einen hohen Ausbaugrad haben, berücksichtigt.



12 EE-Zubaumodelle (2/4): Freiflächen-Photovoltaik

Das Potenzial für Freiflächen-Photovoltaikanlagen basiert auf einer räumlichen Analyse mit einem geografischen Informationssystem (GIS). Dabei wurden Landnutzungsdaten verwendet, um potenzielle Flächen außerhalb von Schutzgebieten zu identifizieren [1]. Es wird davon ausgegangen, dass Ackerland und Weiden geeignete Flächen sind. Die Daten basieren auf CORINE Land Cover (CLC) [11]. Freiflächen-Photovoltaikanlagen sollen nicht mit den Anbauflächen für die Nahrungsmittelproduktion konkurrieren. Daher wird berücksichtigt, ob diese Flächen innerhalb oder außerhalb der sogenannten benachteiligten Gebiete [12] liegen. In den als benachteiligt ausgewiesenen Gebieten ist die landwirtschaftliche Produktion aufgrund natürlicher Einschränkungen, z. B. geringer Bodenfruchtbarkeit, erschwert. Eine energetische Nutzung in Form von Freiflächen-Photovoltaikanlagen stellt für diese Gebiete eine Option dar. Außerdem werden anteilig nur die Flächen berücksichtigt, die bereits heute für die Energieerzeugung genutzt werden. In Deutschland werden auf ca. 14 % der Ackerfläche Energiepflanzen angebaut. Es wird davon ausgegangen, dass die Hälfte davon alternativ für Freiflächen-Photovoltaikanlagen verwendet werden kann. Diese Annahme wird auf Europa übertragen [1].



Methodik zur Bestimmung des Freiflächenpotenzials

Bei der Modellierung des Zubaus von FF-PVA werden die verfügbaren Flächen mit dem potenziellen Ertrag der Freiflächenanlagen gewichtet. Der schlechteste Standort in einer NUTS-0-Region wird mit 0,75 gewichtet, der beste mit 1,0. Bis 2030 erfolgt der Zubau zu gleichen Anteilen nach bewertetem Bestand und bewertetem Potenzial, ab 2030 zu 30 % nach bewertetem Bestand und 70 % nach dem bewerteten Potenzial und ab 2040 zu 10 % nach bewertetem Bestand und 90 % nach bewertetem Potenzial. Dadurch wird berücksichtigt, dass heute neue Anlagen häufig in einer räumlichen Nähe zu bestehenden Anlagen errichtet werden. Langfristig wird fast ausschließlich das Restpotenzial für den Zubau verwendet.

FfE

12 EE-Zubaumodelle (3/4): Wind

Die Ermittlung potenzieller Flächen für Windenergieanlagen (WEA) erfolgt mittels einer Schutzgebiete, GIS-Analyse. Siedlungen, Verkehrswege und Pufferbereiche um die genannten Gebiete werden als potenzielle Flächen an Land und auf See ausgeschlossen. Offshore-Standorte werden nach der Bathymetrie und der Entfernung zur Küste unterschieden. Die verfügbare Fläche wird auch durch die Technologieentwicklung begrenzt. Basierend auf den Volllaststunden und den technischen Daten bestehender und zukünftiger Anlagen wird für jede NUTS-3-Region eine standorttypische Anlage ermittelt [1].



Methodik zur Bestimmung des Freiflächenpotenzials von onshore (links) und offshore (rechts) Windenergieanlagen

Der Zubau von onshore WEA orientiert sich sowohl am Anlagenbestand, als auch an den verfügbaren Standorten. Die noch verfügbaren Standorte werden hinsichtlich ihres Ertrags gewichtet. Der Standort mit dem geringsten Ertrag wird mit 0,75 gewichtet, der Standort mit dem höchsten Ertrag mit 1,0. Bis 2030 orientiert sich der Zubau zu 50 % am Bestand und zu 50 % an den noch verfügbaren Standorten. Bis 2040 richtet sich der Zubau zu 30 % nach dem Bestand und zu 70 % nach den noch verfügbaren Standorten. Ab 2040 orientiert sich der Zubau zu 10 % am Bestand und zu 90 % an den noch verfügbaren Standorten. Für die Modellierung des Zubaus von offshore WEA werden die Standorte in drei Kategorien eingeteilt. Standorte in bereits heute ausgewiesenen Flächen, potenzielle Standorte für offshore WEA und potenzielle Standorte für schwimmende WEA. In dieser Reihenfolge werden die Potenziale erschlossen.

FfE

6 EE-Zubaumodelle (4/4): Wind Offshore, NUTS-3-Verortung

Elektrolyseure werden vor allem in Regionen mit hohen EE-Stromüberschüssen verortet. Hierfür ist es relevant auch Wind Offshore in der Energiebilanz der NUTS-3-Regionen entsprechend zu berücksichtigen. Daher erfolgt in diesen Falle für das Jahr 2050 zusätzlich eine Verortung der Stromerzeugung auf NUTS-3-Ebene anhand der für Wind Offshore relevanten Netzknoten, gewichtet nach der dort angelegten installierten Leistung.



Ausschnitt zu den Netzknoten. Kreise stellen das relative Größenverhältnis der dort angelegten installierten Leistung dar (zur Unterscheidung der Modellregionen eingefärbt)

Ausschnitt: Ergebnis der Verteilung der offshore Stromerzeugung entsprechend der angelegten installierten Leistung der Netzknoten.

13 Ergebnisse EE-Erzeugung (1/4): Photovoltaik





25

HE

13 Ergebnisse EE-Erzeugung (2/4): Windenergie





26

HE

13 Ergebnisse EE-Erzeugung (3/4): Wasserkraft





27

13 Ergebnisse EE-Erzeugung (4/4): Fluktuierende Erneuerbare Energien (fEE)





FÆ

14 Residuallast mit und ohne Wind Offshore





FfE

15 EE-Erzeugungssituationen - Europa 2050



Für bestimmte EE-Erzeugungssituationen im Winter und Sommer wird für ausgewählte Technologien die zu dem Zeitpunkt vorherrschende Erzeugung und der Verbrauch dargestellt. Die Situationen sind wie folgt definiert:

- (1) Stark-Wind-Winter: EU wird aus Nord- und Ostsee versorgt
- (2) Stark-Wind-Sommer: Stromüberschuss, hoher Einsatz von PtG, Wärmespeicher sind voll
- (3) Viel-PV-wenig-Wind-Winter: EU wird aus Spanien und Südeuropa versorgt
- (4) Viel-PV-wenig-Wind-Sommer: EU wird aus Spanien und Südeuropa versorgt
- (5) Minimum-fEE-Winter: Dunkelflaute
- (6) Maximum fEE

Berechnung der Stundenauswahl1 und 2*:max(Wind – 0,5 * PV)3 und 4:max(PV - 0,5 * Wind)5:min(PV + Wind)6:max(PV + Wind)

Winter = Hier "dunkle" Monate: Jan, Nov, Dez Sommer = Jun, Jul, Aug, Mitte Sep * bei einem Füllstand der Wärmespeicher >60 %

15 EE-Erzeugungssituation 1 und 2: Wind







15 EE-Erzeugungssituation 1 und 2: Gesamte Last





0 125 250 500 km

15 EE-Erzeugungssituation 1 und 2: PtG





N

15 EE-Erzeugungssituation 1 und 2: PtH





N

15 EE-Erzeugungssituation 3 und 4: PV





35

0 125 250 500 km

15 EE-Erzeugungssituation 3 und 4: Gesamte Last





36

0 125 250 500 km

15 EE-Erzeugungssituation 5 und 6: fEE







15 EE-Erzeugungssituation 5 und 6: Last







Literatur

- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), eXtremOS Wert von Flexibilität im Kontext der europäischen Strommarktkopplung bei ext-remen technologischen, regulatorischen und gesellschaftlichen Entwicklungen. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/themen-und-methoden/erzeugung-und-markt/766-pro, 2020.
- 2 ENTSO-E, Transparency Platform (https://transparency.entsoe.eu/).
- 3 OpenStreetMap und Mitwirkende: OpenStreetMap (OSM) Deutschland. Daten veröffentlicht unter ODbL. http://www.openstreetmap.de/, 2021.
- 4 Marktstammdatenregister Öffentliche Einheitenübersicht. In: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht; Bonn: Bundesnetzagentur, 2021.
- 5 Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS), "Atmosphere Monitoring Service," [Online]. Available: https://atmosphere.copernicus.eu/.
- 6 MERRA-2 Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2: https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/; Greenbelt (MD, USA): Global Modeling and Assimilation Office (GMAO), 2018.
- 7 [Deutscher Wetterdienst (DWD), "Regionalmodell COSMO-EU," [Online]. Available: https://www.dwd.de/DE/forschung/wettervorhersage/num_modellierung/01_num_vorhersagemodelle/regionalmodell_cosmo_eu.html.
- 8 Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021), 2020.
- 9 European Settlement Map (ESM) 2016: http://land.copernicus.eu/pan-european/GHSL/european-settlement-map/EU%20GHSL%202014/view; Brüssel: European Commission, Joint Research Centre, Insitute for Protection and Security of the Citizen, 2016.
- 10 GHS population grid, derived from GPW4, multitemporal (1975, 1990, 2000, 2015): http://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/jrc-ghsl-ghs_pop_gpw4_globe_r2015a; Brüssel, Columbia: Joint Research Centre (JRC) European Commission, Center for International Earth Science Information Network - CIESIN Columbia University, 2015.
- 11 Corine Land Cover (CLC) 2012, Version 18.5.1: http://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover/clc-2012/view; Kopenhagen: European Environment Agency (EEA) under the framework of the Copernicus programme, 2016.
- 12 Less favoured areas. Kopenhagen: European Environment Agency, 2012.



Dr. Tobias Schmid

Leiter Geodatenbanken Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Tel.: +49(0)89 15 81 21– 30 Email: tschmid@ffe.de

Fabian Jetter

Senior Geodata Analyst Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH Tel.: +49(0)89 15 81 21– 31 Email: fjetter@ffe.de





Michael Ebner

Wissenschaftlicher MitarbeiterForschungsstelle für Energiewirtschaft e.VTel.:+49(0)89 15 81 21– 43Email:mebner@ffe.de





Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. Am Blütenanger 71 – 80995 München Tel.: +49(0)89 15 81 21 – 0 Email: <u>info@ffe.de</u> Internet: <u>www.ffe.de</u> Twitter: @FfE_Muenchen

Fotos: ©Enno Kapitza

Anhang: Legende - Graphik





MWh/km²





$\frac{kW_{max}/km^{2}}{\frac{1}{2}} = \frac{1}{2} + \frac{1}$

Anhang: Legende - Graphik





MWh/km²

