

ZUKUNFTSSZENARIEN FÜR DIE ENTWICKLUNG DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT DES BALKAN-RAUMES

Robert GAUGL, Amir LEKIC, Bekim PERANI, Udo BACHHIESL

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, robert.gaugl@tugraz.at, <http://www.IEE.TUGraz.at>

Kurzfassung:

Durch die Verpflichtung sich an die Richtlinien und Verordnungen der Europäischen Union (EU) im energie- und elektrizitätswirtschaftlichen Sektor anzunähern, müssen die Länder im Balkan-Raum in den nächsten Jahren enorme Investitionen in die Elektrizitätsinfrastruktur leisten. In dieser Untersuchung werden die nationalen Strategien der Länder Albanien, Bosnien und Herzegowina, dem Kosovo, Mazedonien, Montenegro und Serbien mit den Strategien „Sustainable Transition“ und „Distributed Generation“ aus dem „Ten Year Network Development Plan 2018“ (TYNDP 2018) der ENTSO-E¹ verglichen und mit Hilfe des Modells der europäischen Elektrizitätswirtschaft ATLANTIS die Auswirkungen der verschiedenen Ausbauszenarien untersucht.

Keywords: Elektrizitätswirtschaft, ATLANTIS, Kraftwerkseinsatz, TYNDP 2018, Sustainable Transition, Distributed Generation, ENTSO-E

1 Einleitung

Im Jahr 2006 wurde die Energy Community (EC), zu deren Mitgliedern neben der EU auch die Länder Albanien, Bosnien und Herzegowina, der Kosovo, Mazedonien, Montenegro und Serbien zählen, gegründet. Ziel ist es die Mitgliedsstaaten an die Richtlinien und Verordnungen der EU im energie- und elektrizitätswirtschaftlichen Sektor anzunähern. Aufgrund von Kriegshandlungen im Balkan-Raum gab es in den 1990er-Jahren nur geringe Investitionen im Elektrizitätssektor. Dies spiegelt sich entsprechend auch in der Altersstruktur des Kraftwerksparks ab. Wie in Abbildung 1 erkennbar ist, gab es einen deutlichen Rückgang an neuen Kraftwerken in den 1990er-Jahren und erst seit dem Jahrtausendwechsel nimmt die Anzahl der neuen Kraftwerke wieder stetig zu. Deshalb sind auch in den nächsten Jahren enorme Anstrengungen nötig um die Elektrizitätsinfrastruktur an europäischen Standard anzupassen. Vor allem das große, noch ungenutzte Wasserkraftpotential dieser Länder sticht im Vergleich mit anderen EU-Ländern hervor. Um die Ziele für die Energie-Strategie 2020 der EU (20-20-20-Ziele) zu erreichen, zu deren Einhaltung sich die Länder durch Ihre Mitgliedschaft in der EC verpflichtet haben, müssen diese Wasserkraftpotentiale besser genutzt und weitere Erneuerbare Energien, wie Wind und Photovoltaik (PV) ausgebaut

¹ European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber

werden. Aufgrund von großen Kohlevorkommen werden aber auch bestehende Kohlekraftwerke revitalisiert bzw. neue hinzugebaut.

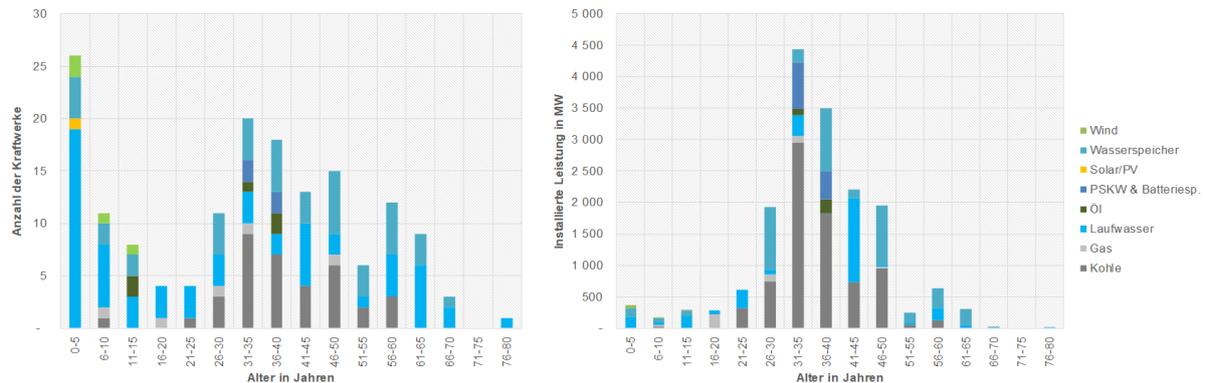


Abbildung 1: Altersstruktur des Kraftwerksparks im Jahr 2016 aller untersuchten Länder. Anzahl der Kraftwerke (links) und installierte Leistung (rechts).

2 Ausgangslage und Methodik

Insgesamt wurden drei Szenarien mit Hilfe des Elektrizitätswirtschaftsmodells ATLANTIS simuliert. In diesem Kapitel erfolgt eine kurze Beschreibung des Simulationsmodells ATLANTIS sowie eine genauere Beschreibung der drei unterschiedlichen Szenarien.

2.1 ATLANTIS

ATLANTIS ist ein vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation entwickeltes Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft. Das Modell zeichnet aus, dass es sowohl die physikalischen Gegebenheiten (Leitungen, Kraftwerke, Lastflüsse, ...), als auch die elektrizitätswirtschaftlichen Marktmechanismen (Unternehmen, GuV, Bilanzen, ...) berücksichtigt. Das derzeitige Modell umfasst, 27 Länder mit insgesamt mehr als 24.400 derzeit in Betrieb befindlichen und zukünftigen Kraftwerken, ca. 6.000 Leitungen und Leitungsprojekten der 400 kV-, 220 kV- sowie 110 kV-Ebene und über 4.000 Netzknoten, welche mit einem entsprechenden Verbrauch gewichtet sind.

In Abbildung 2 sind die im Modell hinterlegten Kraftwerke für das Jahr 2016 dargestellt. Darin ist sehr gut die Häufung der Wasserkraftwerke im Bereich der Alpen und den Pyrenäen, sowie der Ausbau der Windkraft an der Atlantik- und Nordseeküste zu erkennen. Der PV-Ausbau ist in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich (und in Deutschland aufgrund der Kraftwerktdichte schwer zu erkennen). In Frankreich stehen vor allem die vielen Nuklearkraftwerke ins Auge.

Das Hoch- und Höchstspannungsnetz für das Jahr 2016 ist in Abbildung 3 dargestellt. Anhand der Farben können die verschiedenen Spannungsebenen (400 kV, 220 kV und 110 kV) sowie die Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) unterschieden werden.

Für eine genauere Beschreibung des hinterlegten Referenzszenarios sei auf das Kapitel „4.2.1 Szenarioraum für die elektrizitätswirtschaftlichen Analysen“ in der Arbeit „Anwendung der

Methoden zur zukunftsorientierten elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklung“ von Hrn. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gernot Nischler verwiesen [1].

Der Simulationszeitraum für diese Untersuchung wurde von 2006 bis 2030 festgelegt, wobei im weiteren Verlauf immer nur auf die Ergebnisse ab 2016 näher eingegangen wird.

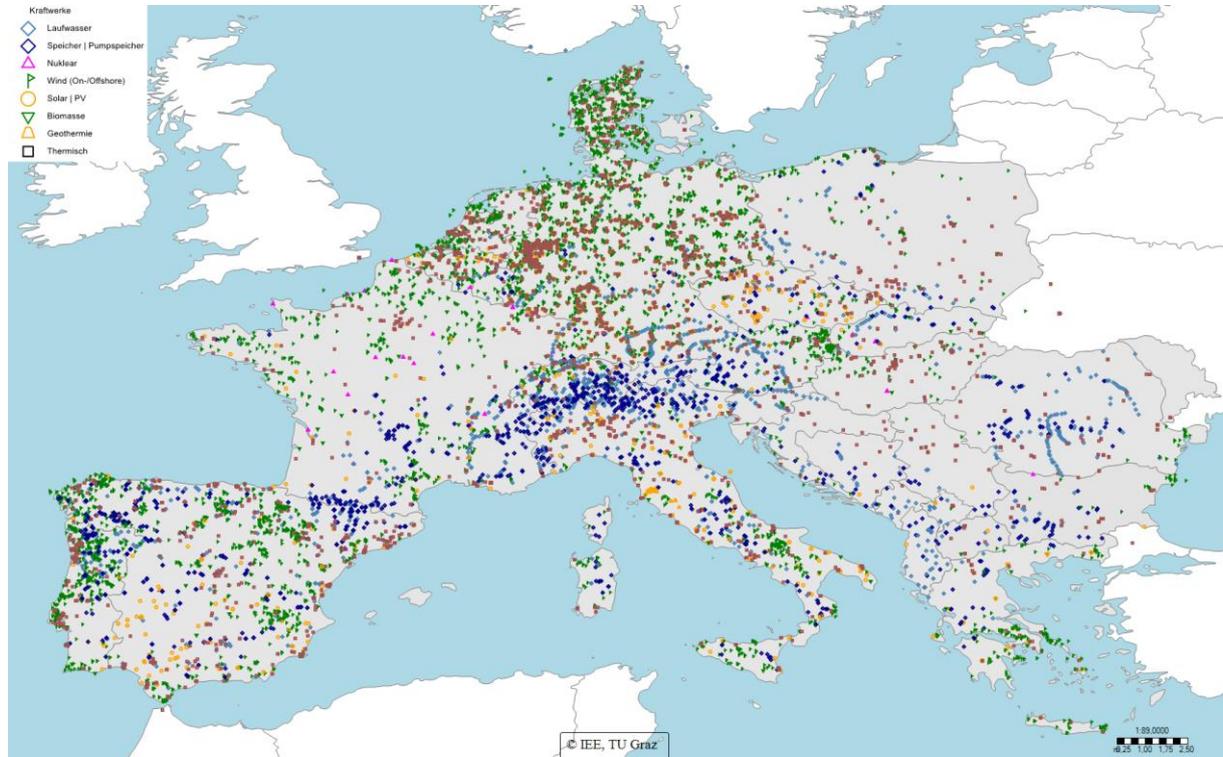


Abbildung 2: Darstellung der Kraftwerke im Jahr 2016 des Simulationsmodells ATLANTIS

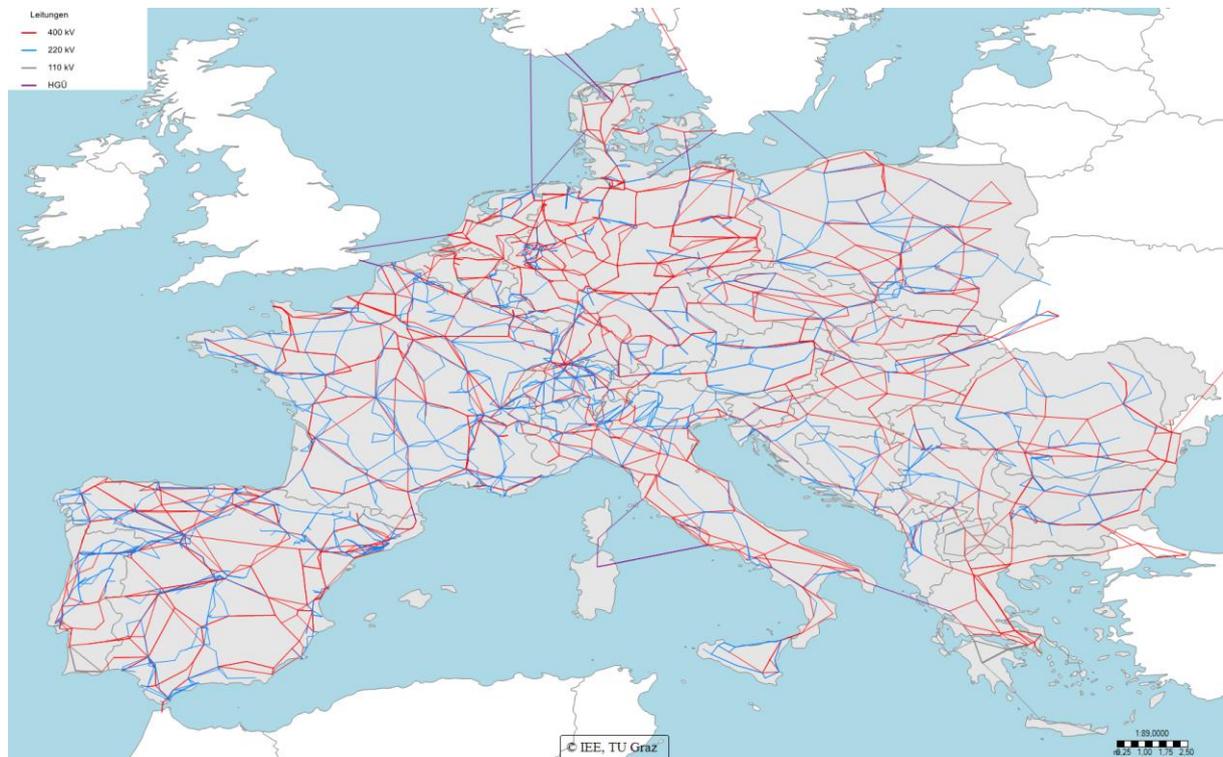


Abbildung 3: Darstellung der Leitungen im Jahr 2016 des Simulationsmodells ATLANTIS

2.2 Szenarien

Im folgenden Kapitel werden die drei nachgebildeten Szenarien genauer erklärt und auf die jeweilige Implementierung ins Simulationsmodell ATLANTIS näher eingegangen.

2.2.1 Nationale Strategien

Die nationalen Strategien der untersuchten Länder wurden von Hrn. Dipl.-Ing. Amir Lekic in seiner Arbeit „Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Länder Bosnien und Herzegowina, Montenegro und Serbien“ [2] sowie von Hrn. Dipl.-Ing. Bekim Perani in seiner Arbeit „Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Länder Albanien, Kosovo und Mazedonien“ [3] erarbeitet. Es werden die einzelnen Strategien der Länder bezüglich Kraftwerkskapazitäten, Leitungen und Verbrauchsentwicklung in das Simulationsmodell ATLANTIS implementiert, wobei zukünftige Kraftwerks- und Leitungsprojekte berücksichtigt werden. Sollte sich trotz Berücksichtigung der Kraftwerksprojekte eine Differenz der installierten Kraftwerksleistung zwischen Strategie und Modell ergeben, wird die Differenz durch Zubau von Kraftwerken entsprechend auf die Knoten verteilt. In Abbildung 4 sind die in ATLANTIS implementierten Knoten, Kraftwerke und Leitungen gemäß der nationalen Strategien dargestellt.

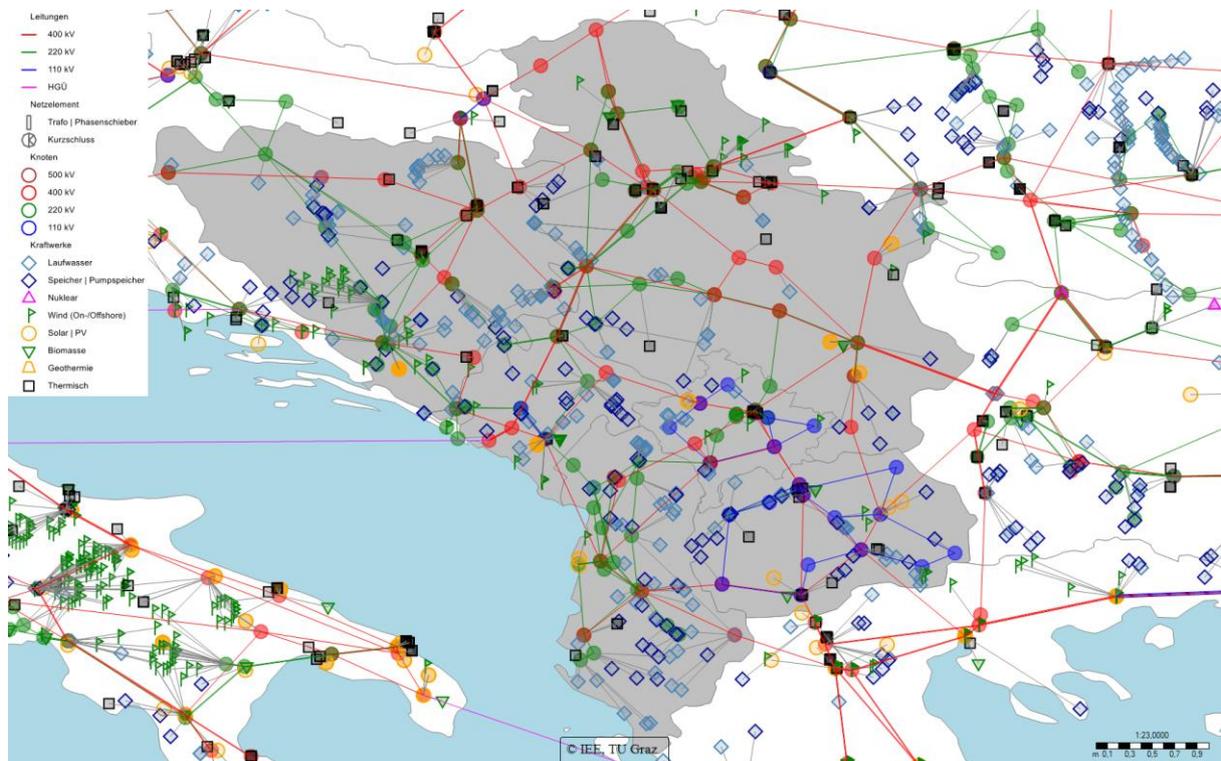


Abbildung 4: Darstellung der implementierten Knoten, Kraftwerke und Leitungen im Balkan-Raum

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung je Kraftwerkstyp für den gesamten untersuchten Balkan-Raum nach den nationalen Strategien von 2016 bis 2030. Im Vergleich zu den meisten zentraleuropäischen Ländern gibt es im Balkan-Raum noch ein großes ungenutztes Wasserkraftpotential. Daher sehen die nationalen Szenarien einen Ausbau der Laufwasserkraft von derzeit ca. 2.900 MW auf 4.800 MW und bei den Wasserspeicherkraftwerken von 4.400 MW auf 7.300 MW vor. Die Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) werden hingegen nur moderat von 1.190 MW auf 1.900 MW ausgebaut. Wie in Abbildung 5 jedoch zu erkennen ist, behält die Kohlekraft die Spitzenposition nach installierter

Leistung, wenngleich ihr Anteil von etwa 45 % im Jahr 2016 auf ca. 38 % im Jahr 2030 sinkt. Der hohe Anteil an Kohlekraft ist vor allem durch die großen Kohlereserven in den Balkan-Ländern zu erklären.

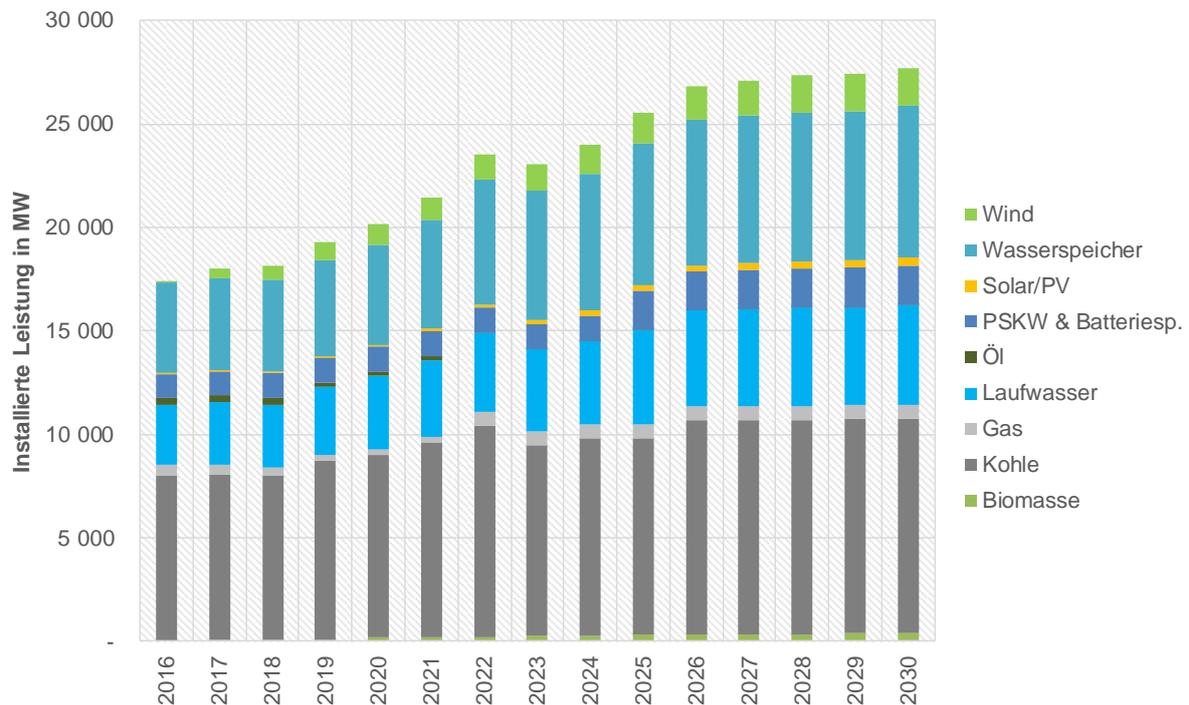


Abbildung 5: Entwicklung der installierten Leistung je Kraftwerkstyp für den gesamten Balkan-Raum nach den nationalen Strategien

Für den Windkraftausbau sehen die nationalen Strategien nur einen moderaten Ausbau auf 1.850 MW bis ins Jahr 2030 vor. Biomasse und PV spielen in den Szenarien nur eine untergeordnete Rolle.

2.2.2 Szenario „Sustainable Transition“

Das Szenario „Sustainable Transition“ ist aus dem TYNDP 2018 der ENTSO-E entnommen. Das Szenario sieht eine schnelle und wirtschaftlich nachhaltige Reduktion des CO₂-Ausstoßes durch den Ersatz von Kohle- und Braunkohlekraftwerken durch Gaskraftwerken vor. In diesem Szenario wird die größte Entwicklung während der 2040er Jahre angenommen, um das EU-Ziel für die CO₂-Reduktion um 80-95 % im Jahr 2050 gegenüber dem Stand von 1990 zu erreichen [4]. Dementsprechend sieht die Entwicklung des Kraftwerksparks bis 2030 in Abbildung 6 jener der nationalen Strategien in Abbildung 5 sehr ähnlich. Es lässt sich jedoch erkennen, dass ein kleiner Teil der Kohlekraft durch Gaskraftwerke ersetzt wird, anteilmäßig bleiben die thermischen Kraftwerke jedoch gleich. Die Höhe der installierten Leistung der anderen Kraftwerkstypen ist ähnlich jener der nationalen Strategien.

Grund für die Ähnlichkeit zwischen den nationalen Strategien und dem Szenario „Sustainable Transition“ ist die Tatsache, dass sich auch die nationalen Strategien an den EU-Klimazielen bis 2020 und 2030 orientieren.

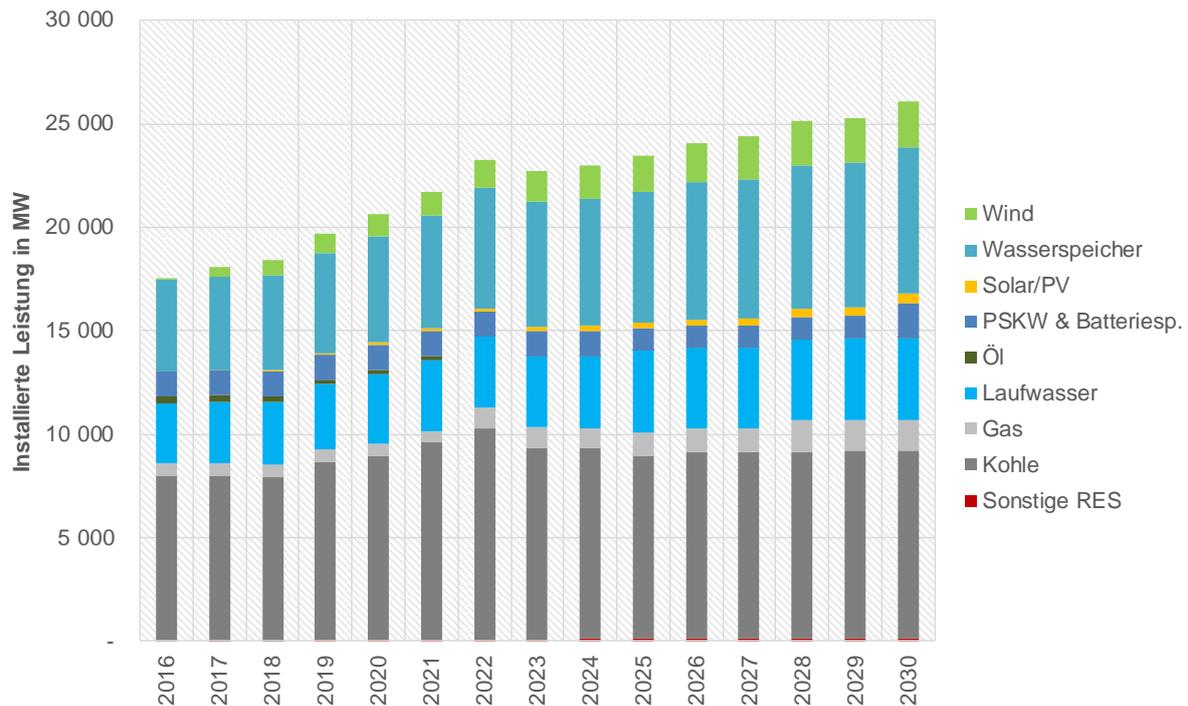


Abbildung 6: Entwicklung der installierten Leistung je Kraftwerkstyp für den gesamten Balkan-Raum nach dem Szenario „Sustainable Transition“

2.2.3 Szenario „Distributed Generation“

Wie das Szenario „Sustainable Transition“ ist auch das Szenario „Distributed Generation“ ein von der ENTSO-E entwickeltes Modell aus dem TYNDP 2018. In diesem Szenario geht man von erheblichen Innovationssprüngen bei kleinen Erzeugungs- und Speichertechnologien für private und gewerbliche Zwecke aus. Die PV-Technologie soll noch erschwinglicher werden und große Entwicklungen in der Batterietechnologie sollen es dem „Prosumer“² ermöglichen den eigenen Verbrauch durch die Eigenerzeugung und mit Hilfe von Batteriespeichern über den Tag zu decken [4].

Der größte Unterschied zu den zwei vorangegangenen Szenarien ist der massive Ausbau von PV. Wie in Abbildung 7 dargestellt ist, sieht das Szenario „Distributed Generation“ eine installierte PV-Leistung von 11.700 MW im Jahr 2030 vor. Im Nachbau dieses Szenarios wird in unserem Modell von einem linearen Zubau der installierten PV-Leistung ausgegangen, um diesen Wert im Jahr 2030 zu erreichen.

Zusätzlich wird in diesem Szenario aufgrund von erwarteten Innovationssprüngen von ca. 600 MW an installierten Batteriespeichern ausgegangen. Da es sich laut Szenariodefinition um „kleine Speicher“ handelt, sind diese Batteriespeicher auf die gleichen Knoten aufgeteilt wie die installierte PV-Leistung um entsprechende PV+Batteriespeicher-Kombinationen abzubilden. Auch bei den Batteriespeichern wird von einem linearen Zubau bis 2030 ausgegangen. In Abbildung 7 werden die Batteriespeicher zusammen mit den Pumpspeicherkraftwerken aufgeführt, da beide sowohl produzieren, als auch konsumieren können (im Gegensatz zu den aufgeführten Wasserspeichern, die keinen Pumpbetrieb haben und bei denen der Wasserspeicher nur durch einen natürlichen Zufluss gefüllt wird).

² Kunde der sowohl konsumiert als auch produziert.

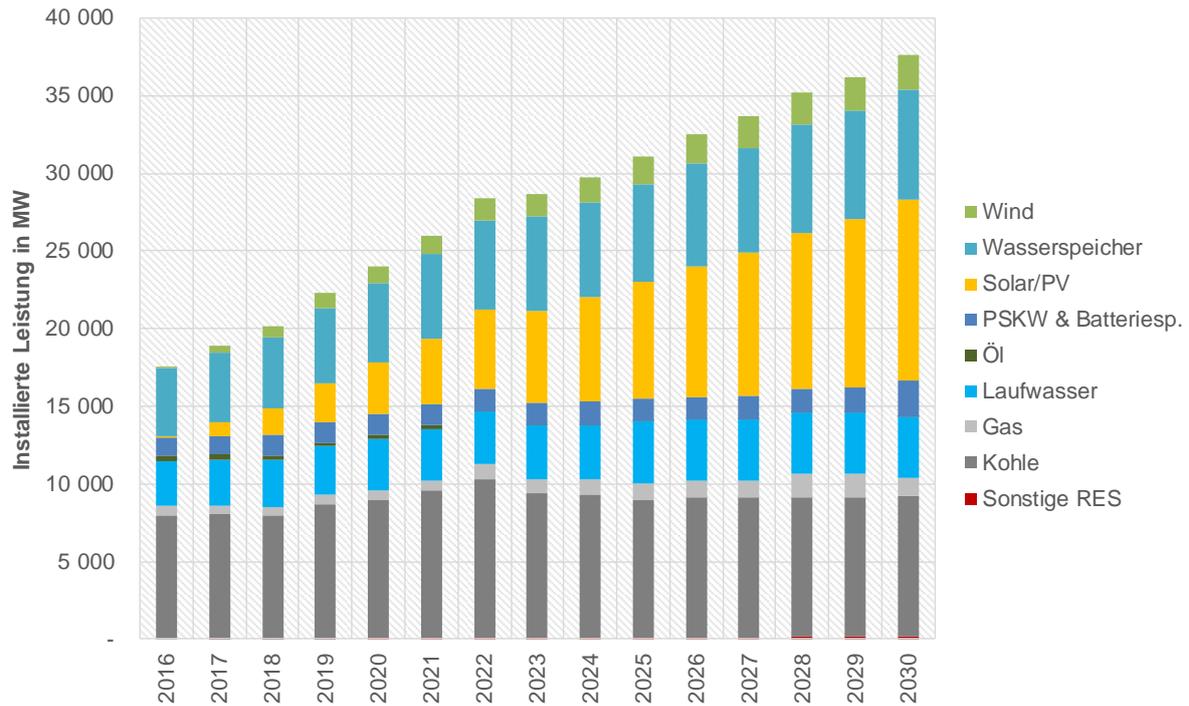


Abbildung 7: Entwicklung der installierten Leistung je Kraftwerkstyp für den gesamten Balkan-Raum nach dem Szenario „Distributed Generation“

3 Ergebnisübersicht

Die Auswirkungen der drei in Kapitel 2.2 erläuterten Szenarien werden im Folgenden dargestellt. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf der produzierten Energie je Kraftwerkstechnologie sowie der Veränderung des Anlagevermögens der Unternehmen in den untersuchten Ländern je nach betrachtetem Szenario.

3.1 Szenario Nationale Strategien

In Abbildung 8 ist das Ergebnis der Simulation für die produzierte Energie nach den nationalen Strategien dargestellt. Insgesamt erhöht sich die produzierte Energie von 76.100 GWh im Jahr 2016 auf 116.550 GWh im Jahr 2030. Dies entspricht einer Zunahme um etwa 53 %. Bei der Kohlekraft gibt es den größten Zuwachs (+17.300 GWh), gefolgt von Wasserspeichern (+9.000 GWh) und Laufwasserkraftwerken (+6.200 GWh).

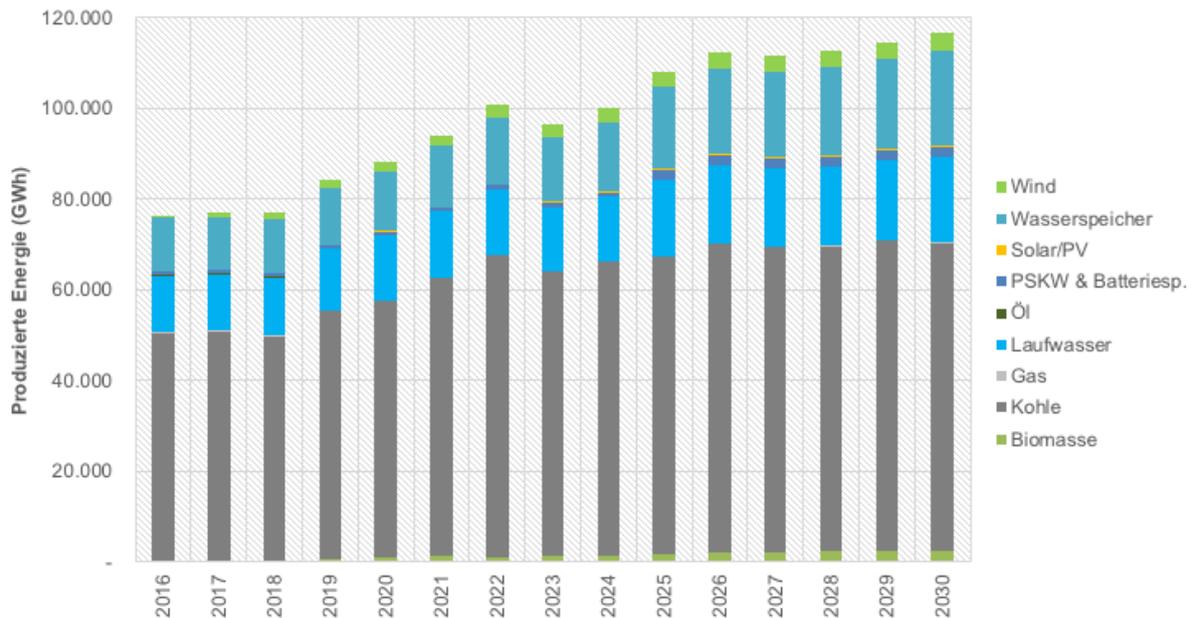


Abbildung 8: Entwicklung der produzierten Energie je Kraftwerkstyp für den gesamten Balkan-Raum nach den nationalen Strategien

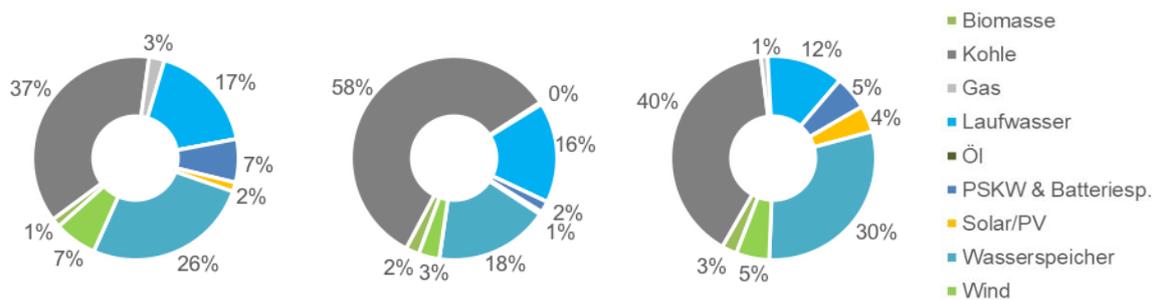


Abbildung 9: Installierte Leistung in %, Produzierte Energie in % und Anlagevermögen in % im Jahr 2030 (v.l.n.r.) nach den nationalen Strategien

Vergleicht man die prozentuelle Aufteilung der installierten Leistung und der produzierten Energie im Jahr 2030 in Abbildung 9, so erkennt man, dass die Kohlekraft mehr als die Hälfte des produzierten Stromes generiert, obwohl sie gerade einmal 37 % der installierten Leistung ausmacht. Die Gaskraftwerke kommen aufgrund ihrer hohen Produktionskosten fast nie zum Einsatz. Die restlichen 40 % der produzierten Energie kommen von den Erneuerbaren Energien. Den Hauptteil wird von den Wasserspeicher- (18 %) und Laufwasserkraftwerken (16 %) erzeugt. Die restlichen Erneuerbaren Energien haben einen vergleichsweise kleinen Anteil an der Stromproduktion.

Wenn man sich die Anteile ansieht, welche die einzelnen Kraftwerkstechnologien in den Bilanzen der untersuchten Unternehmen im Balkan-Raum im Jahr 2030 haben, so lässt sich erkennen, dass die Kohlekraft mit 40 % den größten Anteil hat. Dies ist vor allem durch neue bzw. revitalisierte und dementsprechend noch nicht abgeschriebenen Kohlekraftwerken zu erklären.

3.2 Szenario „Sustainable Transition“

Das Ergebnis für die produzierte Energie in Abbildung 10 ist sehr ähnlich zu dem der nationalen Strategien in Abbildung 8. Im Vergleich zu den nationalen Strategien fällt auf, dass die produzierte Energie aus Kohlekraft durchwegs etwas geringer ist. Wie schon in Kapitel 2.2.2 erwähnt, wird in diesem Szenario ein Teil der Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt. Dies führt dazu, dass die produzierte Energie aus Kohlekraft im Vergleich zu den nationalen Strategien abnimmt. Wie jedoch zu erkennen ist, produzieren die Gaskraftwerke, trotz der höheren installierten Leistung, nur unwesentlich mehr Strom. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Produktionskosten der Gaskraftwerke zu hoch sind und diese somit nur in seltenen Fällen zum Einsatz kommen.

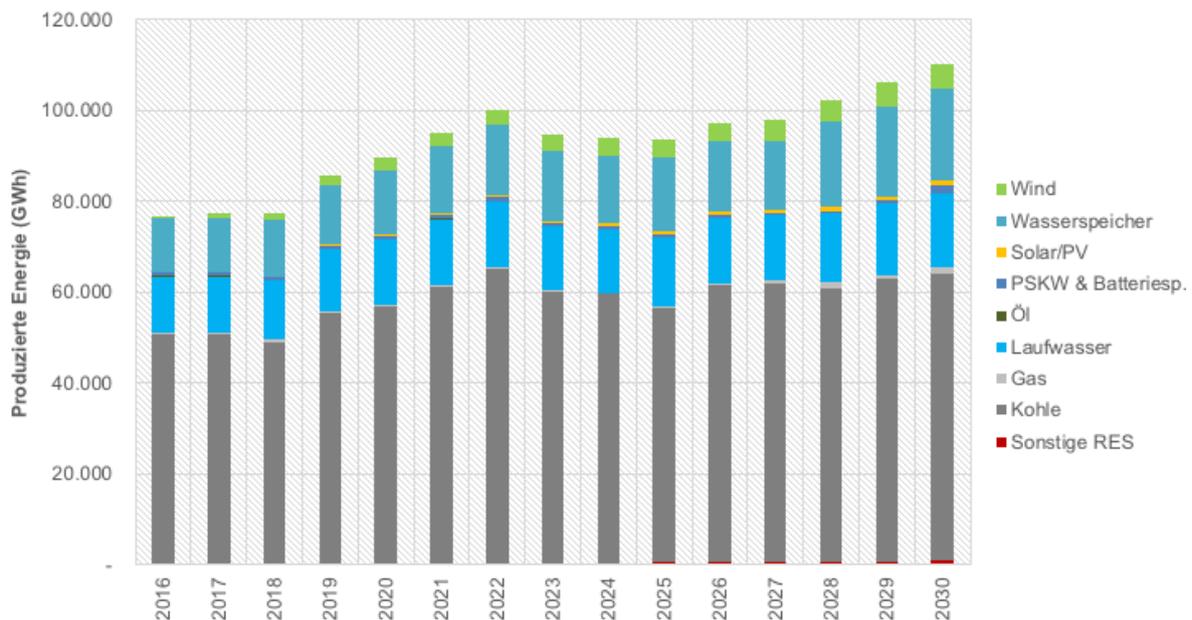


Abbildung 10: Entwicklung der produzierten Energie je Kraftwerkstyp für den gesamten Balkan-Raum nach dem Szenario „Sustainable Transition“

Abbildung 11 zeigt die installierte Leistung, die produzierte Energie und das Anlagevermögen in Prozent im Jahr 2030. In der Abbildung links und in der Mitte erkennt man wenig Unterschied zu den Ergebnissen aus den nationalen Strategien. Nur bei der installierten Leistung kann man erkennen, dass etwas an Kohlekraft durch Gaskraftwerke ersetzt wird. Dadurch, dass weniger Kohlekraftwerke neu gebaut werden müssen, verringert sich ihr Anteil am Anlagevermögen der untersuchten Unternehmen im Gegensatz zu den nationalen Strategien von 40 % auf 30 %. Die prozentuellen Anteile der anderen Kraftwerke steigen somit entsprechend an.

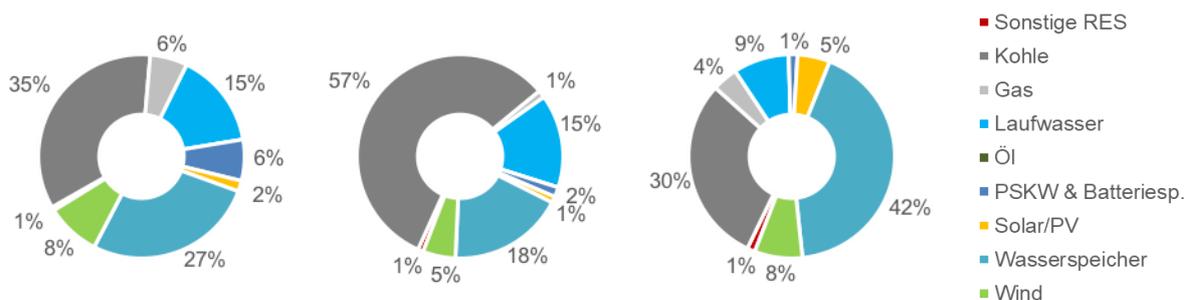


Abbildung 11: Installierte Leistung in %, Produzierte Energie in % und Anlagevermögen in % im Jahr 2030 (v.l.n.r) nach dem Szenario „Sustainable Transition“

3.3 Szenario „Distributed Generation“

Obwohl die installierte PV-Leistung beim Szenario „Distributed Generation“ bis 2030 auf 11.700 MW ansteigt und somit 31 % der installierten Kraftwerkskapazitäten ausmacht, ist die Erzeugung mit 4.800 MW im Jahr 2030 gering. Die Kohlekraft produziert mit 62.800 MW auch in diesem Szenario mit Abstand die meiste Energie. Auch die Erzeugung der restlichen Kraftwerkstypen bleibt annähernd gleich, wie Abbildung 12 zu entnehmen ist.

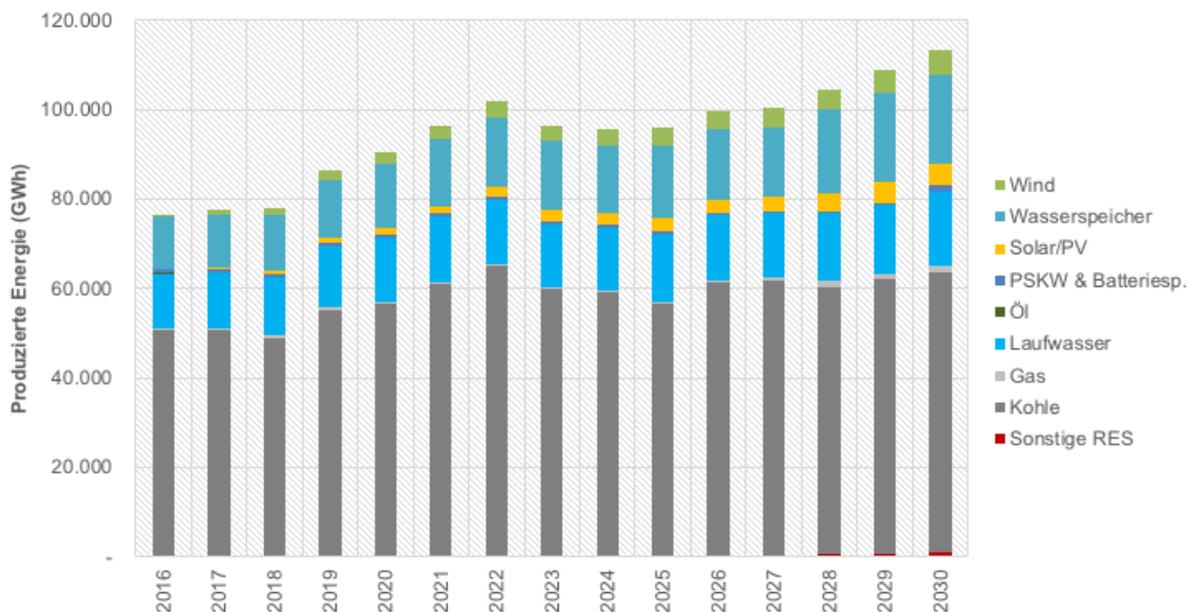


Abbildung 12: Entwicklung der produzierten Energie je Kraftwerkstyp für den gesamten Balkan-Raum nach dem Szenario „Distributed Generation“

In der Darstellung der prozentuellen Aufteilung der installierten Leistung, der produzierten Energie und dem Anlagevermögen für das Jahr 2030 in Abbildung 13 ist die große Diskrepanz zwischen installierter PV-Leistung und Erzeugung deutlich zu sehen. Auch im Anlagevermögen spiegelt sich die große Anzahl an PV-Anlagen wieder und durch Ihre, im Vergleich zu Wasserkraftwerken, geringe Lebensdauer sind in relativ geringer Zeit hohe Abschreibungen zu leisten.

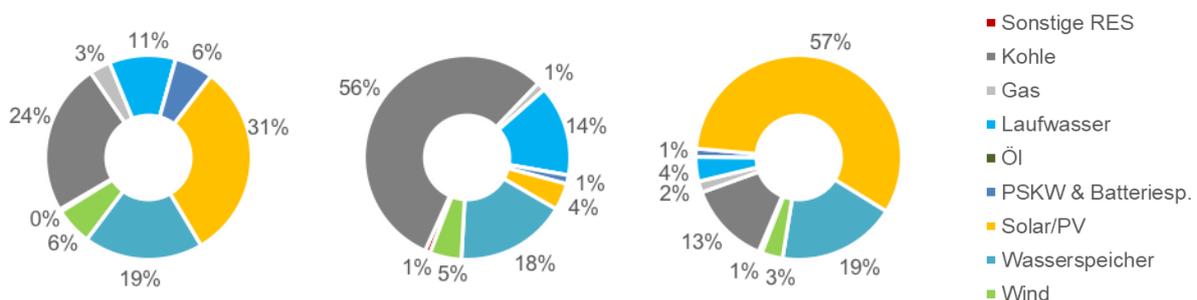


Abbildung 13: Installierte Leistung in %, Produzierte Energie in % und Anlagevermögen in % im Jahr 2030 (v.l.n.r.) nach dem Szenario „Distributed Generation“

4 Zusammenfassung

Die mit dem Elektrizitätswirtschaftsmodell ATLANTIS durchgeführten Simulationen zeigen, dass sich die nationalen Strategien und das Szenario „Sustainable Transition“ aus dem TYNDP 2018 kaum unterscheiden. Dies war auch zu erwarten, da sich beide Szenarien darauf ausgelegt sind die EU-Klimaziele für 2020 und 2030 zu erreichen.

Die Ergebnisse für das Szenario „Distributed Generation“ legen nahe, dass ein derartiger Ausbau mit dementsprechenden Investitionen in die PV kaum sinnvoll ist. Auch wenn die PV groß ausgebaut wird, trägt sie kaum zur Gesamtproduktion bei. Eine entsprechende Investition in Wasserkraft statt in PV wäre, auch angesichts des noch großen vorhandenen Wasserkraftpotentials in den Balkanländern, sinnvoller.

Referenzen

- [1] G. Nischler, „Anwendung der Methoden zur zukunftsorientierten Elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklung,“ 2014.
- [2] A. Lekic, „Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Länder Bosnien und Herzegowina, Montenegro und Serbien,“ 2017.
- [3] B. Perani, „Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Länder Albanien, Kosovo und Mazedonien,“ 2017.
- [4] entsoe, „TYNDP 2018 Scenario Report,“ 2017. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/14475_ENTSO_ScenarioReport_Main.pdf. [Zugriff am 29 01 2018].
- [5] European Commission, „2020 Energy Strategy,“ [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2020-energy-strategy>. [Zugriff am 09 01 2018].