Dezentrale Erzeugung ohne Netzausbau? – Antworten aus Sicht des TYNDP 2018 der ENTSO-E

Themenbereich 3,

Stephan ÖSTERBAUER[[1]](#footnote-1)(1), Stefan FÜHRER[[2]](#footnote-2)(1) , Herbert POPELKA[[3]](#footnote-3)(1)

(1) APG – Austrian Power Grid AG

Motivation und zentrale Fragestellung

Der Ten Year Network Development Plan 2018 (TYNDP) der ENTSO-E wird in einer wichtigen Phase der Diskussion der klimapolitischen Ziele Österreichs veröffentlicht. Denn bis 2030 soll laut #mission2030 in einer kosteneffizienten und sicheren Weise eine vollständige Dekarboniserung des Stromsystems und bis 2050 die vollständige CO2-Neutralität des gesamten österreichischen Energieversorgungssystems erreicht werden. [1]

Der dadurch erforderliche Ausbau der Erneuerbaren Energieträger und deren notwendige Integration in die bestehende Energieversorgungsinfrastruktur, setzt auch eine bessere Kopplung der Sektoren Strom und Gas mit Wärme und Verkehr voraus. Eine Energiezukunft die jeden einzelnen von uns vor Veränderungen stellen wird. Insbesondere die Substitution der einzelnen Primärenergieträger durch elektrische Energie aus volatilen Quellen wird unsere zukünftige Stromversorgungsinfrastruktur maßgebend prägen.

Die wesentlichen neuen erneuerbaren Erzeugungstechnologien sind Windkraft und Photovoltaik (PV), insbesondere da die Potentiale der Großwasserkraft in Österreich zu großen Teilen ausgeschöpft sind. Dabei kann die Windkraft aufgrund ihrer räumlichen Verdichtung und der installierten Leistungen nicht mehr als dezentrale Erzeugung definiert werden. Die volatile Erzeugung und die teilweise lastfernen Standorte bleiben aber weiterhin eine Herausforderung zur Netzintegration der Windkraft. Die volatile Erzeugungscharakteristik und niedrigen Volllaststunden sind weiterhin die Herausforderungen bei der dezentralen Erzeugungstechnologie PV. Durch den dezentralen Ausbau der PV wir die Rolle des sogenannten Prosumers in Zukunft – bottom-up über die Verteilernetze – auch im europäischen Übertragungsnetz zunehmen. Dieser Entwicklung wurde im TYNDP 2018 mit dem Szenario „Distributed Generation 2030“ (DG2030) Rechnung getragen.

Übertragungsnetzbetreiber werden in den Genehmigungsverfahren für Leitungsprojekte immer auch mit der Behauptung konfrontiert, dass eine dezentrale Erzeugung in Kombination mit dezentraler Speicherung zu einem verminderten überregionalen Transportbedarf führen wird. Ein weiterer Ausbau des Übertragungsnetzes kann daher aus Sicht der Projektgegner eine volkswirtschaftliche Fehlinvestition darstellen. Anhand der aktuell vorliegenden Daten und Ergebnisse des TYNDP 2018 Szenarios DG2030 wird diese Fragestellung fachlich beantwortet.

Methodische Vorgangsweise

Die Szenarien und die Methoden zur Identifikation der Projekte wurden bereits in Rahmen der EnInnov2018 **[2]** vorgestellt. Die volkswirtschaftliche Bewertung der TYNDP 2018 Projekte wird anhand der Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse (CBA) zum TYNDP 2018 der ENTSO-E durchgeführt. Wesentliche Punkte für die Fragestellungen ist die Diskussion der monetarisierbaren volkswirtschaftlichen Indikatoren im Vergleich zu den Investitionskosten der Projekte und mögliche Vergleichswerte zum Thema Versorgungssicherheit **[3]**, Klimaschutzvermeidungskosten **[4**] und Engpassmanagementkosten. Auch eine Diskussion der Ergebnisse zu den nicht monetarisierbaren und zusätzlichen Indikatoren von Projekten wird vorgenommen.

Des Weiteren wurden anhand der Detailergebnisse des TYNDP 2018 eine tiefergehende Analyse der Effekte der dezentralen Erzeugung PV auf das Übertragungsnetz der APG für Österreich vorgenommen. Fokus liegt dabei auch auf den Ergebnissen der drei repräsentativen Wetterjahre des TYNDP 2018. Die Details zu den Methoden im TYNDP, die zugrundeliegenden Eingangsdaten und Ergebnisse der einzelnen Projekte finden sich auf der Projekt-Webseite des TYNDP 2018. **[5]**

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die TYNDP Projekte der APG zeigen in allen Szenarien einen positiven Social Economic Welfare (SEW). Auch wirken sich alle Projekte im DG2030 Szenario bedeutend positiv auf die Integration der Erneuerbaren Energien und auf die Reduktion der CO2-Emission aus. Bei der größten Gruppe der analysierten Wetterjahre, repräsentiert durch das Wetterjahr 2007, zeigen die Indikatoren der APG Projekte wesentlich höhere positive Ergebnisse. Diese Gruppe der Wetterjahre zeigt eine vergleichsweise hohe Erzeugung aus Windkraft, Wasserkraft in Skandinavien und einen etwas geringeren Verbrauch in Europa.

Stellt man die einmaligen Investitionskosten von rd. 2,5 Mrd. € der Projekte den möglichen Kosten eines 24 h Blackouts allein in Österreich mit 1,2 Mrd. €, den bereits heute jährlichen anfallenden Kosten der wetter- und klimabedingten Schäden von 1 Mrd. € oder den möglichen jährlichen Schäden von 3,8 Mrd. € bis zu 8,8 Mrd. € bis 2050 gegenüber, ist der positive Nutzen der TYNDP Projekte im Sinne der Versorgungsicherheit und des Klimaschutzes in Österreich klar ersichtlich. Auch zeigen die Detailergebnisse des TYDNP 2018, dass die Versiebenfachung der installierten Leistung an PV in Österreich im Vergleich zu heute zu keiner Entlastung des Übertragungsnetzes führen wird.

Betrachtet man die Ergebnisse der Simulationen im TYNDP 2018 und stellt sie den möglichen Risiken gegenüber, zeigt sich eindeutig, dass der Ausbau des Übertragungsnetzes volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Die im Titel des Beitrags gestellte Frage kann daher auf Basis der vorliegenden Ergebnisse des TYNDP 2018 mit einem klaren NEIN beantwortet werden. Ganz im Gegenteil zur Fragestellung ist der Ausbau der elektrischen Netze in einem zukünftigen vermehrten dezentralen und volatilen elektrischen Energieversorgungssystem in besonderen Maße notwendig und eine Grundvoraussetzung für das Funktionieren einer CO2-neutralen, elektrifizierten Gesellschaft. Leistungsfähige und ausgebaute Übertragungs- und Verteilernetze stellen auch zukünftig die Grundlage für die Versorgungs- und Systemsicherheit dar.

Literatur

|  |  |
| --- | --- |
| [1]  | Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus & Bundesministerium Verkehr, Innovation und Technologie, „#mission2030 Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ Juni 2018. [Online]. Available: https://mission2030.info/wp-content/uploads/2018/10/Klima-Energiestrategie.pdf. [Zugriff am 24 10 2018]. |
| [2]  | APG - Austrian Power Grid, „Koordinierte Europäische Planung der Übertragungsnetze im Rahmen des TYNDP 2018,“ 15 02 2018. [Online]. Available: https://www.tugraz.at/fileadmin/user\_upload/Events/Eninnov2018/files/pr/Session\_D3/PR\_Oesterbauer.pdf. [Zugriff am 10 2018]. |
| [3]  | J. R. u. M. Schmidthaler, „Blackouts in Österreich (BlackÖ.1),“ 08 2011. [Online]. Available: http://www.blackout-simulator.com/. [Zugriff am 10 2018]. |
| [4]  | K. Steininger, M. König, L. Kranzl, B. Bednar-Friedl, W. Loibl und F. Prettenthaler, „Projektüberblick COIN - Cost of Inaction-Assessing Costs of Climate Change for Austria,“ 2015. [Online]. Available: http://coin.ccca.at/. [Zugriff am 4 4 2016]. |
| [5]  | ENTOS-E, „TYNDP 2018,“ 09 2018. [Online]. Available: https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/. [Zugriff am 10 2018]. |

1. Austrian Power Grid, Wagramerstraße 19, 1220 Wien, stephan.oesterbauer@apg.at, +43 (0) 50 320 56367 [↑](#footnote-ref-1)
2. Austrian Power Grid, Wagramerstraße 19, 1220 Wien, stefan.fuehrer@apg.at, +43 (0) 50 320 56361 [↑](#footnote-ref-2)
3. Austrian Power Grid, Wagramerstraße 19, 1220 Wien, [herbert.popelka@apg.at](file:///C%3A%5CUsers%5Coesterbs%5CDownloads%5Cherbert.popelka%40apg.at), +43 (0) 50 320 56303 [↑](#footnote-ref-3)