

Smart Grids und deren volkswirtschaftliche Effekte in Österreich

Markus Bliem, Beate Friedl, Maria Aigner, Alfons Haber und Ernst Schmutzner

Die Modernisierung der Stromnetze und die Integration der erneuerbaren Energien in diese erfordern umfangreiche Adaptierungen und Erweiterungen der Netzstruktur. Insbesondere die Verteilernetze müssen „intelligenter“ werden, um den künftigen Anforderungen gewachsen zu sein. Im Rahmen des Projekts ECONGRID wurde eine volkswirtschaftliche Bewertung (Kosten-Nutzen-Analyse sowie Erhebung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte) der Einführung von Smart Grids in Österreich durchgeführt. Die Ergebnisse des Forschungsprojektes zeigen, dass die Weiterentwicklung der bestehenden Stromverteilernetze hin zu Smart Grids sich gesamtwirtschaftlich positiv auf Österreich auswirken.

Grundlage des Projekts ECONGRID [1] bildete die technische Analyse der aktuellen Struktur typischer Verteilernetze in Österreich. Mithilfe eines Netzberechnungsprogramms wurden ausgewählte Netzgebiete nachgebildet [2]. Die ausgewählten Netzabschnitte wurden allgemein in Netzabschnitte mit einer städtischen Versorgungs- und Laststruktur (charakterisiert durch kurze Wege und eine hohe Lastdichte), in Netzabschnitte mit einer ländlichen Struktur (lange Wege, geringe Lastdichte in Kombination mit einer hohen Erzeugung aus dezentralen Erzeugungsanlagen) sowie in Netzabschnitte mit vorstädtischer Struktur (mittlere Versorgungsweglängen, mittlere Lastdichte) unterteilt. In einem weiteren Schritt wurden nach einer Evaluation aktueller Berechnungs- und Messergebnisse Szenarien bis zum Jahr 2030 erstellt.

Wesentlich bei der Wahl der Methode war die Überlegung, einen konventionellen Ausbaupfad (Migrationspfad) mit „smarten“ Migrationspfaden zu vergleichen und unterschiedliche Rahmenbedingungen hinsichtlich erneuerbarer Energien, Elektromobilität, Demand Side Management (DSM)-Potenzial, Speicher etc. in den einzelnen Szenarien zu berücksichtigen. Auf Basis der jeweils einge-

setzten Technologien (Smart Meter, regelbare Ortsnetztransformatoren, Leittechnik, DSM etc.) wurden in einem weiteren Schritt Funktionalitäten (Erfassung des Betriebszustandes, Netzüberwachung, Integration der Kunden etc.) abgeleitet. Diesen Funktionalitäten wurden Nutzeneffekte (verringerte Ablesekosten, bessere Spannungsqualität, verbesserte Anlagenbewirtschaftung, Einsparpotenziale etc.) zugeordnet. Darauf basierend wurden die Nutzeneffekte monetarisiert.

Die gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart Grids wurde mittels des Differenzkosten- bzw. Differenznutzenansatzes durchgeführt. Ziel war es darzustellen, ob in den einzelnen Szenarien die smarten Migrationspfade im Vergleich zu einem konventionellen Migrationspfad, für eine Adaptierung und Erweiterung der Verteilernetze (u. a. für eine verstärkte Integration erneuerbarer Energien), aus wirtschaftlicher Sicht zu bevorzugen sind. D. h. es wurden die Differenznutzen (-kosten) zur konventionellen, bisherigen Investitionsstrategie errechnet. Die Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Effekte erfolgte einerseits unter der Anwendung des Instruments der Kosten-Nutzen-Analyse und andererseits mittels der Berechnung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auf

Basis eines makroökonomischen Modells der österreichischen Wirtschaft.

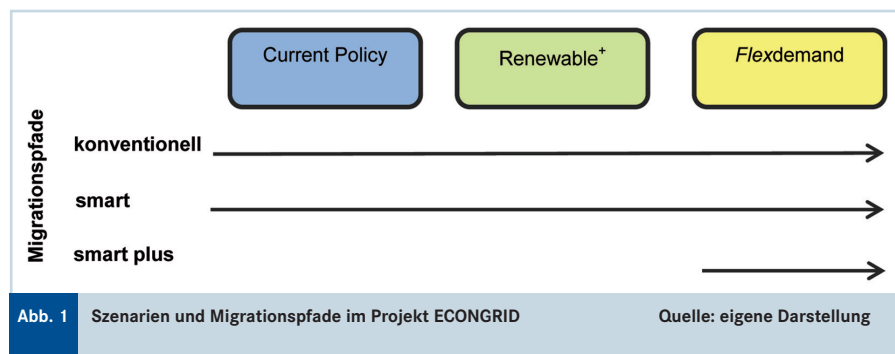
Die Szenarien

Im Projekt ECONGRID wurden drei Szenarien (Current Policy, Renewable⁺, Flexdemand) definiert, welche definierte Rahmenbedingungen berücksichtigen. Wesentlich war, unterschiedliche nachfrage- und angebotsseitige Anforderungen an die Netze in den einzelnen Szenarien abzubilden (Ausbau erneuerbarer Energien, Elektromobilität etc.) und dabei einen konventionellen Pfad mit smarten Migrationspfaden für den Netzausbau zu vergleichen (vgl. Abb. 1). Diese Vorgehensweise ermöglicht einen direkten Vergleich der Kosten und Nutzen verschiedener technischer Implementierungsstrategien (Migrationspfade). Als wesentliche Treiber für Smart Grids wurden einerseits die Zunahme der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und andererseits Änderungen auf der Nachfrageseite (Elektrifizierung des Verkehrs, Lastverschiebepotenziale) identifiziert.

Anschließend erfolgte eine Variation der exogen festgelegten Parameter (wie z. B. der Ausbau Erneuerbarer und der Elektromobilität, mögliches DSM-Potenzial) entweder auf der Angebots- oder Nachfrageseite. In allen Szenarien wurde die Einführung von Smart Metern berücksichtigt, da entsprechend der österreichischen Rechtslage bis Ende 2019 die Endkunden zu 95 % mit elektronischen Zählern ausgestattet sein müssen.

Current Policy

Im Szenario Current Policy wurden bereits beschlossene Maßnahmen und gesetzlich



verankerte Regelungen umgesetzt. Dazu zählt der Ausbau erneuerbarer Energien gemäß den Zielen des österreichischen Ökostromgesetzes 2012. Der Ausbau der Elektromobilität orientiert sich im Wesentlichen an dem Szenario des österreichischen Umweltbundesamtes [3], wobei davon ausgegangen wurde, dass die Szenarienwerte des Umweltbundesamtes nur zur Hälfte erreicht werden können. Die Elektrifizierung des Verkehrs gewinnt damit nur vergleichsweise langsam an Bedeutung. Im Szenario Current Policy wurde – über alle Sektoren – ein Lastverschiebepotenzial von 100 MW (im Jahr 2020) bzw. 200 MW (im Jahr 2030) angenommen.

Renewable⁺

Im Szenario Renewable⁺ wurde insbesondere dem Ausbau erneuerbarer Energien ein Vorrang eingeräumt. Der Zubau der erneuerbaren Energien erfolgt deutlich über den Zielsetzungen des österreichischen Ökostromgesetzes 2012. Die Annahmen zur Entwicklung auf der Nachfrageseite (Elektromobilität, Demand Response) bleiben im Vergleich zum Current Policy-Szenario unverändert.

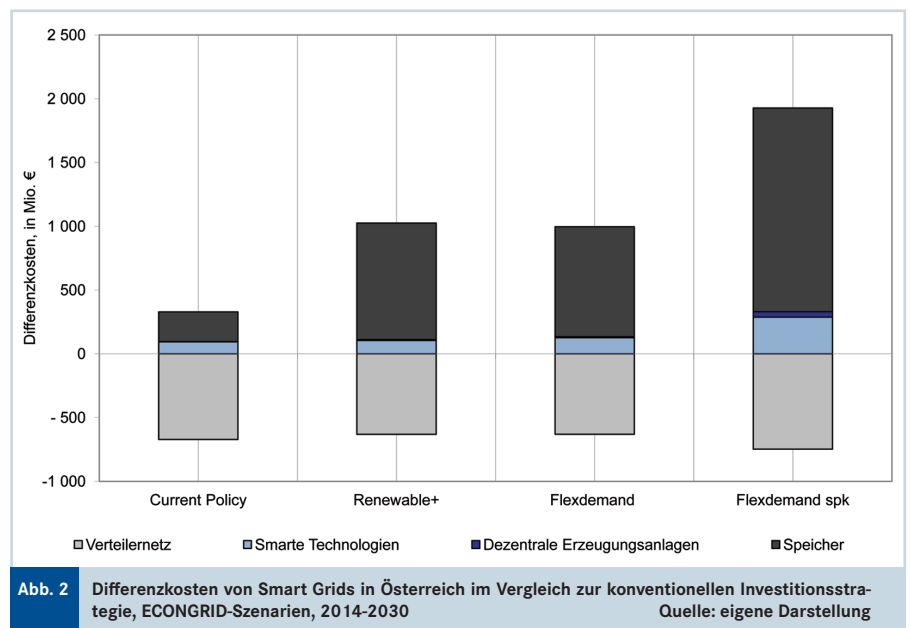
Flexdemand

Im Szenario Flexdemand wurde am ambitionierten Weg zum Ausbau erneuerbare Energien entsprechend dem Szenario Renewable⁺ festgehalten. Zudem wurde eine zusätzliche Flexibilisierung der Nachfrageseite sowie ein ambitionierter Ausbau der Elektromobilität und ein hohes Lastverschiebepotenzial angenommen. Das Szenario vereint damit eine hohe Integration erneuerbarer Energien mit einer hohen Flexibilität der Nachfrage. Nur hier wurde aufgrund des Ziels, z. B. Kundenautonomie zu fördern, der Migrationspfad „smart plus“ zusätzlich untersucht.

Nach der Definition der Szenarien wurden jeweils die entsprechenden technischen Migrationspfade festgelegt und die damit im Zusammenhang stehenden Netzbau- bzw. -adaptierungskosten errechnet.

Kosten

Die Investitions- und Differenzkosten der ECONGRID-Szenarien wurden unter Be-



rücksichtigung der definierten Migrationspfade für die prognostizierte Zahl der Zählpunkte für die Jahre 2020 bzw. 2030 dargestellt. Die Investitionskosten wurden den Kategorien Verteilernetz, smarte Technologien, dezentrale Erzeugungsanlagen, Speicher und E-Mobilität zugeordnet. Für die Berechnung der Speicherkosten wurde in den ECONGRID-Szenarien die Annahme unterstellt, dass ein großflächiger Einsatz von dezentralen Speichern nur dann erfolgt, wenn die Rentabilität der Speicher gegeben ist, d. h. die Anschaffungskosten der Speicher und Laderegler können im Laufe der Einsatzdauer über verminderte Strombezugskosten kompensiert werden. Die angenommenen Investitionskosten für Speicher und Laderegler liegen damit noch unter den derzeitigen Anschaffungskosten. Zu erwartende und auf Prognosen basierende Preisentwicklungen der Komponenten im Betrachtungszeitraum 2014 bis 2030 wurden berücksichtigt.

Auf Basis einer detaillierten Abschätzung der Investitionskosten für die ECONGRID-Szenarien wurden in einem weiteren Schritt die „Differenzkosten“, d. h. die Kostendifferenzen zwischen den Migrationspfaden „smart“ und „smart plus“ sowie „konventionell“ gebildet. Ziel war es darzustellen, ob in den einzelnen Szenarien der smarte im Vergleich zu einem konventionellen Migrationspfad zu bevorzugen ist. Bei der Berechnung der Differenzkosten wurden Restwerte

berücksichtigt, welche sich insbesondere durch den Einsatz langlebiger Anlagegüter (z. B. Leitungen) und den eingeschränkten Betrachtungshorizont (2014–2030) ergeben.

Abb. 2 zeigt die Differenzkosten der gewählten Szenarien. In den smarten Migrationspfaden müssen im Verteilernetz im Zeitraum 2014–2030 deutlich geringere Investitionen vorgenommen werden, die Differenzkosten sind in allen drei Szenarien negativ. Die höchsten Einsparungen treten im Szenario Flexdemand_{spk} [4] auf: verglichen mit dem konventionellen Migrationspfad sind die Investitionen im Verteilernetz, bedingt durch die hohe Durchdringung mit dezentralen Speichern, um knapp 750 Mio. € geringer. Insgesamt sind die Differenzkosten im Current Policy-Szenario negativ, d. h. der smarte Ausbau ist, unabhängig von der Berücksichtigung weiterer Nutzeneffekte, jedenfalls zu bevorzugen.

In den Szenarien Renewable⁺ und Flexdemand sind die Differenzkosten positiv, d. h. die Wahl der smarten Migrationspfade verursacht im Zeitraum 2014–2030 höhere Kosten. Dieser Umstand ist auf zwei Faktoren zurückzuführen. Erstens wird in den smarten Migrationspfaden von einer hohen Durchdringung mit dezentralen Speichern ausgegangen (insbesondere im Szenario Flexdemand smart plus). Zweitens werden Restwerte, welche sich aus dem eingeschränkten Zeithorizont (17 Jahre) er-

geben, berücksichtigt. In den smarten Migrationspfaden werden vermehrt kurzlebige Komponenten (mit teils hohen Kosten) wie bspw. Speicher und Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) eingesetzt, während in den konventionellen Migrationspfaden verstärkt langlebige Anlagegüter Anwendung finden (z. B. Transformatoren und Leitungen). In den konventionellen Migrationspfaden werden damit „Werte“ geschaffen, welche auch noch lange nach dem Jahr 2030 genutzt werden können.

Nutzeneffekte und Kategorien

Der mit der Einführung von Smart Grids-Lösungen verbundene Investitionsbedarf stellt eine Belastung für die Kunden und Elektrizitätsunternehmen dar. Smarte Netze sollen den Netzbetreibern, Marktteilnehmern und Kunden auch neue Möglichkeiten (Nutzeneffekte) bieten. Im Rahmen des Forschungsprojektes wurden Nutzeneffekte identifiziert und in einem weiteren Schritt kategorisiert. Im Anschluss daran wurden die Nutzeneffekte für die einzelnen ECONGRID-Szenarien abgeleitet und monetär bewertet.

In der Literatur werden Smart Grids zahlreiche Vorteile bzw. Nutzen zugewiesen, diese reichen bspw. von netztechnischen und netzbetrieblichen Aspekten über die Einsparung von Stromkosten bis hin zur Schaffung neuer Arbeitsplätze. Nach Ableitung der Nutzen erfolgte eine Einteilung der verschiedenen

Effekte in Kategorien. Diese Kategorisierung ermöglicht es festzustellen, ob die Implementierung einer bestimmten smarten Technologie primär einen wirtschaftlichen Nutzen stiftet (z. B. sinkende Gesamtstromkosten) oder ob umweltpolitische Ziele damit unterstützt werden (z. B. Reduktion der Treibhausgase). Für die Kategorisierung der Nutzen wurden die Kategorien „Wirtschaftlicher Nutzeneffekt“, „Nutzen für die Umwelt“ sowie „technische Nutzeneffekte“ gewählt [5]. Um letztendlich Aussagen über die Verteilung der Kosten und Nutzen treffen zu können, wurden die Nutzeneffekte entweder den Elektrizitätsunternehmen, den Kunden bzw. Netzbenutzern oder der Gesellschaft (allgemein) zugeordnet.

Während ein Teil der Nutzeneffekte bereits über die Kostenseite (z. B. verzögerte Investitionen in Verteilernetze) berücksichtigt werden (wirtschaftliche Nutzeneffekte), wurden andere Nutzeneffekte separat einer monetären Bewertung unterzogen. Durch den Vergleich der Migrationspfade smart (smart plus) und konventionell heben sich Nutzeneffekte, die in beiden Migrationspfaden erkennbar sind, monetär auf und treten damit in den Endergebnissen nicht zu Tage (z. B. reduzierte Zählkosten).

Kosten-Nutzen-Analyse

Zur Durchführung der Kosten-Nutzen-Analyse wurden die erhobenen Differenzkosten

bzw. Nutzeneffekte herangezogen, berücksichtigt wurde jeweils die Differenz der Kosten- bzw. Nutzeneffekte zwischen den Migrationspfaden smart (smart plus) und konventionell.

Abb. 3 bildet die Gesamteffekte (Berücksichtigung der diskontierten Kosten und Nutzen) der smarten Migrationspfade, verglichen mit der konventionellen Investitionsstrategie, ab. Wie aus der Abb. 3 hervorgeht, sind die volkswirtschaftlichen Nutzeneffekte eines Smart Grids, verglichen mit einem konventionellen Netzausbau, unabhängig von der Wahl der Szenarien immer positiv.

Die höchsten positiven Gesamteffekte (Berücksichtigung der Kosten und Nutzeneffekte) treten im Szenario *Flexdemand_{spk}* auf, bei dem ein hohes Lastverschiebepotenzial und ein hohes Maß an Energieautonomie beim Kunden berücksichtigt wurden. Aufgrund der hohen Durchdringung mit dezentralen Speichern sind in dieser Variante die Einsparungen im Bereich der Verteilernetze am höchsten, d. h. die Elektrizitätsunternehmen profitieren in Form von vermiedenen Netzausbaukosten stark von einer kundenseitigen Investition in dezentrale Speicher. Der (großflächige) Einsatz von Smart Grid-fähigen Haushaltsgeräten bietet den Kunden verstärkt die Möglichkeit, auf Preisanreize zu reagieren, den Stromverbrauch zu reduzieren und damit die Strombezugskosten zu senken. Die Reduktion der Lastspitzen und eine optimierte Erzeugung wie auch ein optimierter Verbrauch im Verteilernetz führen zu einer lokalen Reduktion der Netzverluste, was wiederum positiv den CO₂-Ausstoß bzw. den Ausstoß von Luftschadstoffen beeinflusst.

Smarte Migrationspfade vorteilhafter

Im Projekt ECONGRID konnte gezeigt werden, dass unabhängig von den gewählten Szenarien (Current Policy, Renewable+, *Flexdemand*) und den angenommenen Rahmenbedingungen (Ausbau erneuerbarer Energien, Einsatz von Smart Metern, Ausbau der Elektromobilität etc.) der Investitionsbedarf im Verteilernetz – unter Beibehaltung der konventionellen Netzausbaustrategie – deutlich höher ausfällt als bei einem smarten Netzausbau. Im

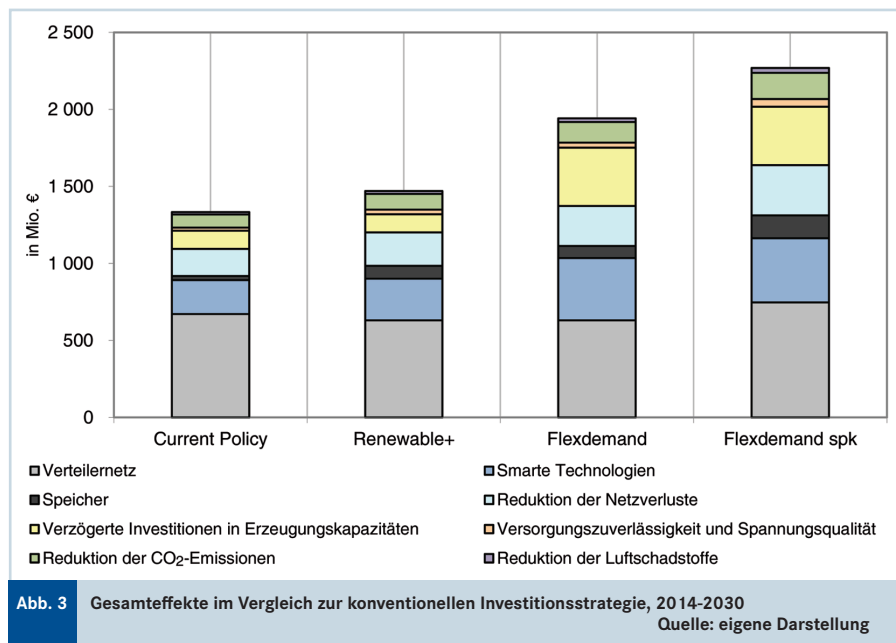


Abb. 3 Gesamteffekte im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie, 2014-2030
Quelle: eigene Darstellung

Zeitraum 2014–2030 sind die Investitionskosten unter Berücksichtigung eines smarten Migrationspfades verglichen mit dem konventionellen Netzausbau um kumuliert 32–37 % geringer.

Dies bedeutet, dass die smarten Migrationspfade, verglichen mit konventionellen Migrationspfaden für die Elektrizitätsunternehmen, unter den im Rahmen des Projekts erarbeiteten Bedingungen in allen Szenarien vorteilhaft sind. Hierzu gilt es insbesondere, die auf Basis nationaler und internationaler Literatur im Rahmen dieses Projekts getroffenen Annahmen und Einflussfaktoren (wie z. B. Ausbau der erneuerbaren Energien – siehe Ökostromgesetz 2012) zu berücksichtigen. Zusätzlich wurde im Projekt ECONGRID die Verfügbarkeit der eingesetzten Technologien (z. B. Smart Meter, E-Mobilität, Smart Home-Technologien, Speicher) vorausgesetzt.

Die im Rahmen des Projekts ECONGRID durchgeführten Analysen zeigen weiter, dass auch in den untersuchten Szenari-

en mit einer vergleichsweise sehr hohen Einspeisung aus volatilen erneuerbaren Energien (Szenarien Renewable* 2030 und Flexdemand 2030) die bisherigen klassischen Netzausbaustrategien grundsätzlich ausreichen, um eine hohe Anzahl von mittleren und kleinen Erzeugern in das Stromnetz zu integrieren. Zusätzlich bieten eine hohe Durchdringung smarter Technologien mit dezentraler Energieerzeugung sowie lokaler Optimierung der Erzeugung und des Verbrauchs (z. B. Nutzung von lokalen Batteriespeichern) eine Reihe weiterer Nutzeffekte in Form von Einsparungen bei den Strombezugskosten oder verzögerter Investitionen in Erzeugungskapazitäten.

Anmerkungen

[1] Das Projekt wurde im Rahmen der 4. Ausschreibung des Forschungs- und Technologieprogramms „Neue Energien 2020“ des Klima- und Energiefonds gefördert.

[2] Bliem, M.; Friedl, B.; Aigner, M.; Schmutzner, E.; Haber, A.; Bitzan, G.: ECONGRID. Smart Grids und volkswirtschaftliche Effekte: Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Smart Grids Lösungen. Projektbericht im

Rahmen der 4. Ausschreibung des Programms „Neue Energien 2020“ des Klima- und Energiefonds. 2011.

[3] Umweltbundesamt: Elektromobilität in Österreich. Szenarien 2020 und 2050. REP-0257. Wien 2010.

[4] Im Szenario Flexdemand werden die Migrationspfade smart und smart plus jeweils mit der konventionellen Investitionsstrategie verglichen. Bei einem Vergleich der Variante smart plus und konventionell wird in der Darstellung der Ergebnisse einheitlich der Index „spk“ zugefügt.

[5] EPRI: Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects. Final Report. 1020342, San Francisco 2010.

Dr. M.-G. Bliem, Geschäftsführer, Mag. B. Friedl, Wissenschaftliche Mitarbeiterin, IHS Kärnten, Klagenfurt; Dipl.-Ing. M. Aigner, Universitäts-Projektassistentin, Dipl.-Ing. Dr. E. Schmutzner, Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz; Dipl.-Ing. Dr. A. Haber, Sachverständiger, Velden am Wörthersee
bliem@carinthia.ihs.ac.at
friedl@carinthia.ihs.ac.at
maria.aigner@tugraz.at
schmutzner@tugraz.at
alfons@haber.co.at