

ONE¹⁰⁰ - Österreichs nachhaltiges Energiesystem – 100% dekarbonisiert

Das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem für ein klimaneutrales Österreich ^[1]

Helmut WERNHART

AGGM Austrian Gas Grid Management AG, Floridsdorfer Hauptstraße 1, 1210 Wien,
+43 1 27560 28872, helmut.wernhart@aggm.at, www.aggm.at

Kurzfassung: Unter Verwendung eines leistungsfähigen energieökonomischen Optimierungsmodells wurde ein volkswirtschaftlich optimiertes dekarbonisiertes Energiesystem entworfen, in dem mit einer Nutzung von ausschließlich erneuerbaren Energiequellen und dem Einsatz CO₂-neutraler Technologien der gesamte Energiebedarf Österreichs dauerhaft, leistbar und versorgungssicher gedeckt werden kann.

Keywords: Dekarbonisierung, Energiesystem Österreich, Energiesystemoptimierung, Infrastrukturbedarf Österreich, ONE¹⁰⁰, AGGM.

1 ONE¹⁰⁰ – warum und wieso

Klimaneutralität und die Vorreiterrolle der Energieinfrastruktur.

Die österreichische Bundesregierung hat in Ihrem Regierungsprogramm 2020-2024 die Erlangung der Klimaneutralität Österreichs bis 2040 vorzugsweise auf Basis erneuerbarer heimischer Energieträger als Ziel und Aufgabe definiert und berücksichtigt damit bereits die Zielsetzungen des Europäischen Green Deal. Diese Entscheidung fußt auf dem 2015 geschlossenen rechtlich bindenden Übereinkommen von Paris, mit dem Ziel, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2°C gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen. In Österreich werden etwa 80% der Treibhausgasemissionen von den Sektoren Verkehr, Gebäude, Energie und Industrie verursacht.

Es liegt daher auch im Verantwortungsbereich der Betreiber der Energieinfrastruktur, nachhaltige Lösungen zur Dekarbonisierung des Energiesystems anzubieten, um die Klimaneutralität schnell und volkswirtschaftlich effizient zu erreichen.

Aus dieser Verantwortung heraus haben wir -österreichische Strom- und Gasnetzbetreiber mit der AGGM Austrian Gas Grid Management AG und der APG Austrian Power Grid AG - das Forschungsprojekt „ONE¹⁰⁰ – Österreichs nachhaltiges Energiesystem – 100 % dekarbonisiert“ initiiert.

Das Energiesystem holistisch zu Ende gedacht

Ziel der Studie ist, unter Verwendung eines leistungsfähigen energieökonomischen Optimierungsmodells ein volkswirtschaftlich optimiertes Energiesystem zu entwerfen, in dem mit einer umweltverträglichen Nutzung von erneuerbaren Energiequellen und dem Einsatz CO₂-neutralen Technologie der gesamte Energiebedarf dauerhaft, leistbar und

versorgungssicher gedeckt werden kann. Damit soll ein wesentlicher Beitrag für den Weg zu einem klimaneutralen Österreich geleistet werden.

Im heutigen Energiesystem werden rund 25 % des Endenergiebedarfs durch Strom gedeckt. Schon die bilanzielle Dekarbonisierung allein dieses Sektors stellt eine große Herausforderung dar, die einen massiven Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungs- Speicher- und Transportkapazitäten notwendig macht.

Die Herausforderungen eines vollständig dekarbonisierten Energiesystems sind jedoch durch eine isolierte Betrachtung einzelner Sektoren nicht lösbar. Notwendig ist vielmehr ein Umbau des gesamten Energiesystems, um das Ziel der Dekarbonisierung zu erreichen.

Dieser Umbau kann nur mit einem holistischen Ansatz gelingen, der das gesamte Energiesystem betrachtet, vorhandene erneuerbare Ressourcen effizient nutzt und Technologien sektorgekoppelt und optimiert eingesetzt, sodass jeder Energieträger und jede Technologie die jeweiligen Stärken in das Energiesystem einbringen kann.

2 ONE¹⁰⁰ – wie und womit

Grüne Wiese – technologieoffen, ergebnisoffen und 100 % dekarbonisiert!

Wir haben uns daher entschlossen mit der vorliegenden Studie, einen in Österreich bislang einzigartigen Ansatz zu verfolgen: Es wurden nicht vorab definierte Szenarien, die bestimmte Erwartungen abbilden, untersucht. Vielmehr wurde mit Hilfe des energieökonomischen Optimierungsmodells **WALERIE** des

Simultane Berechnung mit Energiesystem-Planungswerkzeug **WALERIE** ...



Abbildung 1: Optimierungstool **WALERIE**.

des Beratungsunternehmens **WECOM Wagner, Elbling & Company** ein idealtypisches, 100 % dekarbonisiertes und optimiertes Energiesystem für Österreich berechnet.

Um dabei keiner Technologie und keinem Energieträger Startvorteile zu geben und belastbare Aussagen zu erlangen, welche Energieträger, -technologien und -transportmöglichkeiten jedenfalls Teil des künftigen volkswirtschaftlich optimierten und versorgungssicheren Energiesystems sein müssen, wurde das Energiesystem ONE¹⁰⁰ auf der „grünen Wiese“ berechnet. Das bedeutet, dass einerseits energetische Ressourcenpotentiale hinsichtlich ihrer Anwendung neu verteilt werden können (z.B. Festbiomasse direkte Verbrennung vs. Vergasung zu Biomethan) und andererseits der in vielen Studien bereits belegte volkswirtschaftliche Nutzen der Weiterverwendung der bereits im heutigen Energiesystem

vorhandenen, langlebigen Infrastruktur am Transformationspfad hier nicht gesondert bewertet wurde.

Folgende Daten wurden in das Optimierungsmodell eingebracht:

- Nutzenergiebedarfe inkl. Bedarfsprofile je Sektor (Raumwärme, Prozesswärme, Mobilität u. Transport, Stahlproduktion, stoffliche Nutzung, klassischer Stromverbrauch) und Region
- Erneuerbare Energiepotentiale inkl. Produktionsprofilen (z.B. Wind, Wasser, feste u. feuchte Biomasse) je Region
- Speicherpotentiale je Region
- Technologien für die gesamte Wertschöpfungskette (Erzeugung, Transport, Speicherung, Umwandlung, Verteilung, Endverbrauch) beschrieben u.a. mit KAPEX [EUR/a], OPEX fest, OPEX variabel, Wirkungsgrad, Ausfallswahrscheinlichkeit
- Rohstoff- und Importpreise für erneuerbare Energieträger

Rahmenbedingungen des Optimierungsmodells

- Greenfield Ansatz
- Optimierungskriterium waren minimale Gesamtkosten des Energiesystems
- In jedem Zeitschritt müssen die Nutzenergiebedarfe gedeckt werden.
- Speicherstände am Ende des Jahres müssen gleich groß sein wie am Anfang des Jahres

3 ONE¹⁰⁰ – Das optimierte Ergebnis

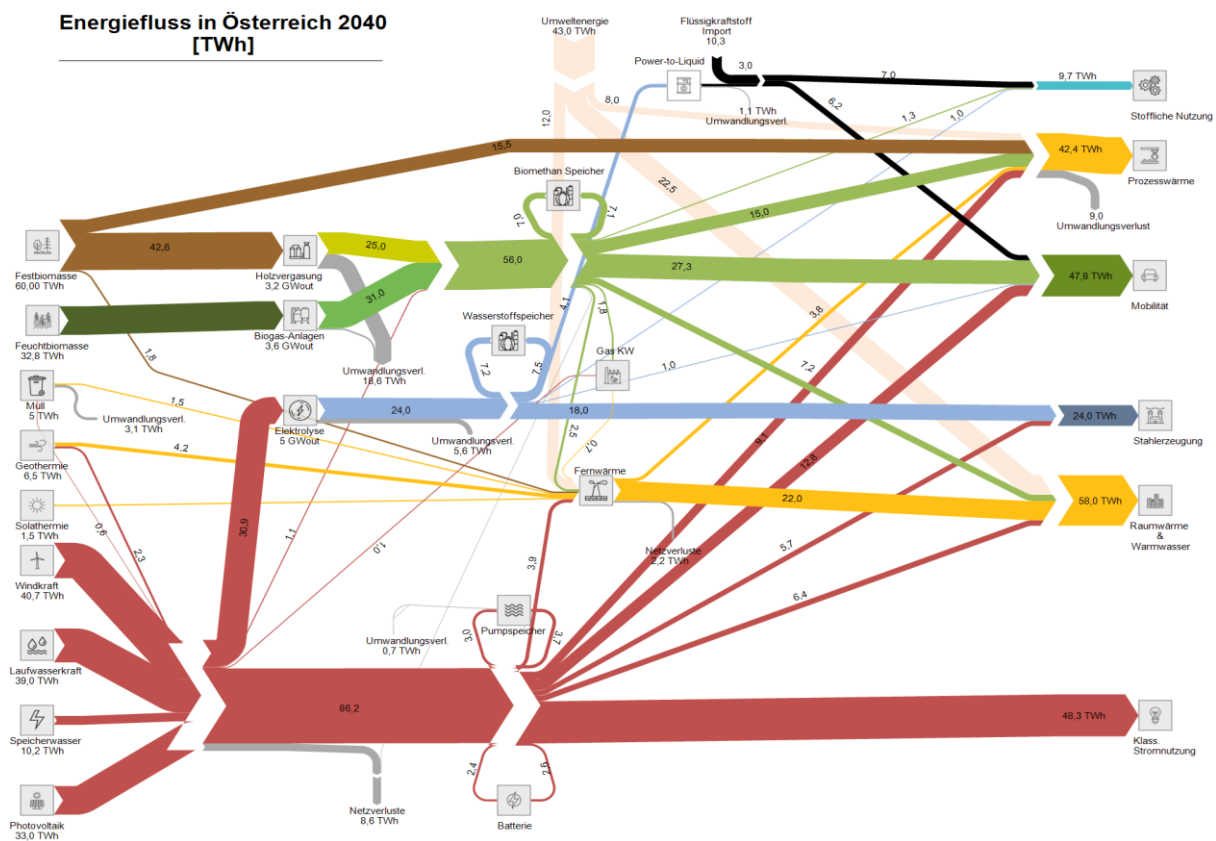


Abbildung 2: Energieflussbild [TWh], das Rechenergebnis aus ONE¹⁰⁰.

Als Ergebnis der Optimierungsrechnung liegen folgende Daten vor:

- Leistungen der erforderlichen Technologien (für die gesamte Wertschöpfungskette: Erzeugung, Transport, Speicherung, Umwandlung, Verteilung, Endverbrauch) und deren Auslastungsprofil je Region.
- Kapazitätserfordernisse zwischen den Regionen, innerhalb der Region und in der Endverteilung

Im dargestellten Energieflussbild sind die Energieflüsse für Österreich in Summe (über alle Regionen aggregiert) dargestellt.

3.1 Klimaneutral aus eigener Kraft - 96% der benötigten Energie kommt aus Österreich

Österreich kann dank seiner geografischen Gegebenheiten auf ein geradezu ideales Potential an erneuerbaren Energien zurückgreifen: Wasserkraft aus den alpinen Regionen und der Donau, Windkraft insb. aus den windreichen Regionen im Osten, ein reiches und gleichmäßig verteiltes Biomasse-Potential aus der Land- und Forstwirtschaft und Solarenergie.

Die im volkswirtschaftlich optimierten Energiesystem weitgehende Ausnutzung des Ausbaupotentials sowie das optimale Zusammenwirken eines vielfältigen sektorgekoppelten Technologieparks führt dazu, dass Österreich **96% seines Bruttoinlandsverbrauches im Ausmaß von 279 TWh leistbar und erneuerbar im Inland aufbringen kann**. Außerdem bedeutet dies einen Rückgang des Primärenergiebedarfs von 31% gegenüber 2019 (404 TWh).

Voraussetzungen dafür sind:

- Weitgehende Ausschöpfung der vorhandenen regionalen Potentiale für erneuerbare Energien (insb. Wasser, Wind, Sonnenenergie, feste und feuchte Biomasse) verbunden mit einer deutlichen Veränderung von aktuellen Stoffströmen.
- Massiver Ausbau von Speicher- und Umwandlungstechnologien für erneuerbare Energieträger, sowie ein optimales sektorgekoppeltes Zusammenwirken.
- Schaffung und Verfügbarkeit der erforderlichen Transportinfrastruktur bzw. der erforderlichen Transportkapazitäten.
- Deutliche Reduktion des Endenergiebedarfs durch Effizienzmaßnahmen insb. im Raumwärmebereich sowie der Einsatz effizienter Endanwendungs-technologien.

3.2 Woher kommt die ganze Energie

Am Weg zum optimierten Energiesystem braucht es einen massiven Ausbau bei den **Stromerzeugungskapazitäten**, insb. im Bereich Wind und Photovoltaik. Auch bei den Laufwasserkraftwerken ist noch ein Ausbaubedarf erforderlich.

In Summe hat die Optimierung einer erneuerbaren Stromproduktion von ca. 126 TWh ergeben. Strom stellt somit im optimierten Energiesystem den wichtigsten Energieträger dar.

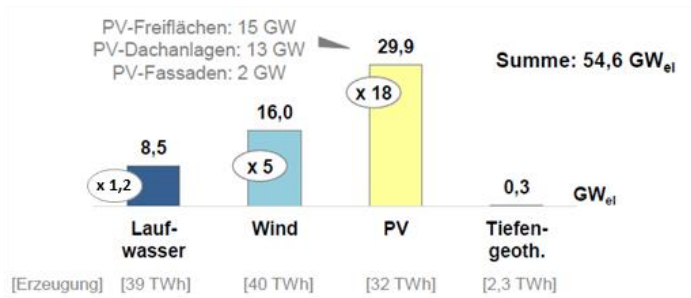


Abbildung 3: Primärstromerzeugung in GW_{el} .

Darüber hinaus sind für ein stabiles Energiesystem in einem ausreichenden Ausmaß steuerbare flexible **Speicher- und Umwandlungstechnologien** aus (Pump)speichern (6 GW) sowie rd. 1 GW Gaskraftwerken, und 1,6 GW Batteriespeichern für den Ausgleich kurzfristiger und saisonaler Produktions- und Verbrauchsschwankungen erforderlich.

Erneuerbare Gase stellen im optimierten Energiesystem mit rund 81 TWh den zweitwichtigsten Energieträger dar. Bei den erneuerbaren Gasen handelt es sich zu rund zwei Drittel um Biomethan, wobei jeweils die Hälfte davon aus **Biogas** und aus **Holzgas** gewonnen wird, bei einem Drittel um **Wasserstoff**, der in Elektrolyseanlagen (7 GW_{el}) aus erneuerbarem Strom hergestellt wird.

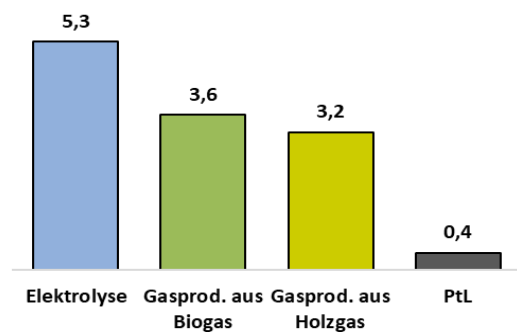


Abbildung 4: Gasproduktion [GW_{out}] aus Holzgas (gelb) und Biogas (grün) sowie Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse (blau).

Biomethan und Wasserstoff werden damit Hand in Hand mit erneuerbarem Strom zu unverzichtbaren Elementen im optimierten Energiesystem, die einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten.

Biomethan wird insbesondere in der Industrie, Raumwärme, Gaskraftwerken, und der Mobilität eingesetzt. Das Biomethan wird regional, entsprechend dem vorhandenen Biomassepotential in Biogas- und Holzvergasungsanlagen produziert.

Der Wasserstoff findet seine Verwendung überwiegend in der Stahlproduktion und zur Produktion von Flüssigkraftstoffen. Der Standort der Elektrolyseanlagen liegt überwiegend in der Nähe der volatilen Stromerzeugung, da der Transport von Wasserstoff ökonomisch in Rohrleitungen erfolgen kann.

Durch ihre flexible Fahrweise und der daraus resultierenden Stabilisierung des Stromnetzes ist die PEM-Elektrolyse ein wesentlicher Baustein der Sektorkopplung.

Zu einem kleinen Anteil wird für den inländischen Bedarf Wasserstoff auch importiert (0,4 TWh).

Die österreichische Land- und Forstwirtschaft liefert mit insgesamt 92 TWh aus fester und feuchter Biomasse einen erheblichen Beitrag zur erneuerbaren Energieversorgung, wobei mehr als zwei Drittel der eingesetzten Festbiomasse in Biogasanlagen und

Holzvergasungsanlagen zu erneuerbarem Biomethan umgewandelt wird. Nur ein kleiner Teil der Biomasse wird direkt in Endanwendungen energetisch verwertet.

Flüssigkraftstoffe werden im Ausmaß von 10 TWh überwiegend importiert, ein kleinerer Teil wird in Power-to-Liquid-Anlagen (3 TWh) regional in Österreich produziert.

Wesentliche Anteile der Primärenergie kommen weiters aus der Geothermie (6 TWh), aus der thermischen Verwertung von Müll (5 TWh) und der Solarthermie (1,5 TWh).

3.3 Versorgungssicher – durch ein diversifiziertes und stark vernetztes dezentrales Energiesystem

Durch diese diversifizierte und dezentrale Aufbringung von erneuerbarer Energie verfügt jede der 19 Regionen im optimierten Energiesystem über ihre eigene Produktion. Durch den Transport über ein resilientes Gas- und Stromnetz kann die erneuerbare Energie zwischen den Regionen versorgungssicher ausgetauscht und gespeichert werden.

Die **Strom-, Gas und Fernwärmenetze** bilden dabei das Rückgrat der erneuerbaren Energieversorgung. 86% des Endverbrauchs werden durch leitungsgebundene Energieträger gedeckt.

Um den **Transport des erneuerbaren Stroms** zu gewährleisten, müssen die betrachteten Regionen mit Höchstspannungsnetzen verbunden werden, wobei die Leistung bis zu 2,8 GW pro Verbindung beträgt.

Die bestehenden Leitungstrassen, insb. die Notwendigkeit des 380 kV-Rings wird durch das Modell bestätigt.

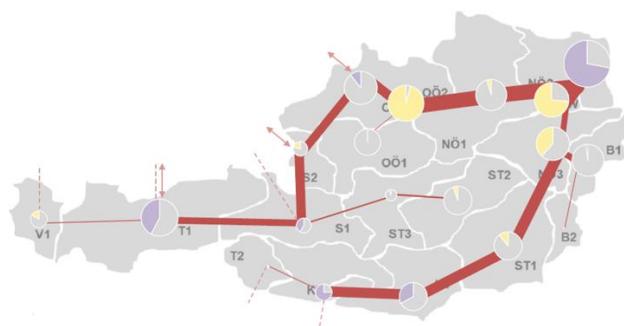


Abbildung 5: Erforderliches überregionales Stromnetz.

Die Höchstlast von in Summe mindestens 5 GW erforderlich. Würde kein Wasserstoffnetz im Energiesystem zugelassen werden, würde sich das Energiesystem hingegen vom volkswirtschaftlichen Optimum entfernen und müsste das regionale Stromverteilnetz für eine um 32% höhere Leistung ausgelegt und ausgebaut werden. Darüber hinaus bliebe das für den saisonalen Ausgleich immanent wichtige Speicherpotential der österreichischen Porenspeicher ungenutzt.

Für die Inlandsversorgung mit erneuerbaren Gasen sind einerseits Gasleitungen für den **regionalen Transport von Biomethan** mit einer Spitzenleistung von 12,6 GW und für die

Endverteilung von 8,7 GW erforderlich, wobei auch die Wasserstoffbeimischung in den Biomethanstrom in geringen Anteilen zusätzliche Flexibilität bietet.

Die regionale Verfügbarkeit des Gasnetzes ist somit Enabler von lokal erzeugtem Biomethan sowie erneuerbarem Wasserstoff und gewährleistet damit eine effiziente und sichere Versorgung.

Neben kleineren lokalen Wasserstoffnetzen wird im optimierten Energiesystem für den überregionalen Transport von in P2G-Anlagen erzeugtem Wasserstoff zu den Verbrauchern bzw. den Wasserstoffspeichern ein Wasserstoffring zum Transport aus den Quellen in Niederösterreich und dem Burgenland über die Wasserstoffspeicher zu den Senken der Eisen- und Stahlindustrie in Linz und der Steiermark mit einer Spitzenleistung von rd. 2,6 GW erforderlich sein.

Aufgrund des breiten Energieträgermix können die Transport-Spitzenlasten auf unterschiedliche Transportinfrastrukturen verteilt werden. **In Summe sind die Spitzenlasten im optimierten Energiesystem in der Endverteilung für Gase, Strom und Fernwärme ähnlich hoch und stellen somit einen ausgewogenen Mix dar.**

Die Berechnungen ergeben einen massiven Ausbaubedarf der bestehenden Strom- und Fernwärmenetze. Das Gasnetz für den Transport von erneuerbarem Methan- und Wasserstoff dämpft jedenfalls den Ausbaubedarf im Strombereich.

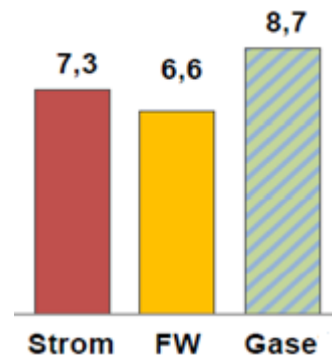


Abbildung 6: Spitzenlasten der Endverteilung [GW].

3.4 Versorgungssicher – durch den Einsatz einer Vielzahl von Speichertechnologien

Ein sektorgekoppeltes Zusammenspiel aus Wasser-, Wärme-, Gas- und Wasserstoffspeichern sorgt einerseits für den kurzfristigen, aber insbesondere für den saisonalen Ausgleich zwischen Sommer und Winter.



Abbildung 7: Speicherfüllstände im Zeitverlauf [in GWh].

Dafür müssen, in Vergleich zu heute, neue Kapazitäten bei (Pump)speichern, Wärmespeichern und Batterien errichtet werden, welche insbesondere den Stunden- und Tagesausgleich im Energiesystem bewerkstelligen.

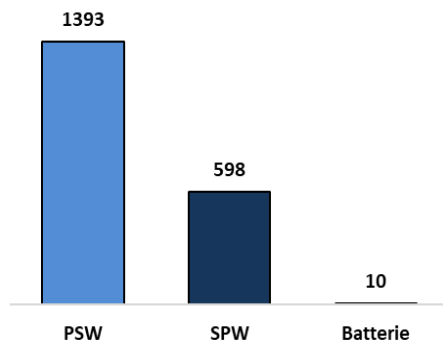


Abbildung 8: Speichervolumina [GWh] aus Pumpspeicher (hellblau), Speicherwasser ohne Pumpfunktion (dunkelblau) und Batterien.

Ca. 30% der jährlichen Strom-Primärproduktion wird in nahezu täglichen Pump- und Turbinierzyklen in den Pumpspeicherkraftwerken zwischengespeichert. **Die Pumpspeicherkapazität muss von aktuell ca. 120 GWh auf 380 GWh ausgebaut werden, was einem deutlichen Zubau insb. von zusätzlichen Unterbecken erforderlich macht.**

Den Saisonalen Energieausgleich zwischen Sommer und Winter bewerkstelligen insbesondere die bereits heute vorhandenen Gasspeicher (11 TWh), in denen regional erzeugtes Biomethan und Wasserstoff gespeichert wird.

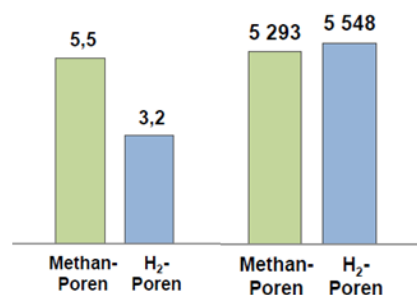


Abbildung 9: Ein- und Ausspeicherleistung in GW (links) und Speichervolumen in GWh (rechts) aus Gasspeicher (grün) und Wasserstoffspeicher (blau).

3.5 Österreich steht bei der Dekarbonisierung unter Strom und gibt Voll-Gas!

Rund drei Viertel des **Endverbrauchs** werden im optimierten Energiesystem durch erneuerbaren Strom und erneuerbares Gas (Biomethan und Wasserstoff) gedeckt, gefolgt von Fernwärme, Festbiomasse und Flüssigkraftstoffen.

Endverbrauch⁴ inkl. Umgebungswärme: 240 TWh

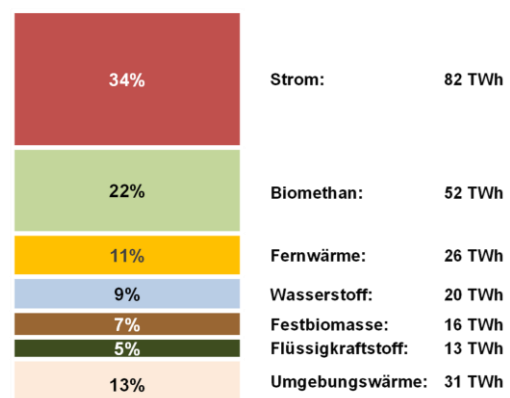


Abbildung 10: energetischer und nicht energetischer Endverbrauch

Dabei ist den Berechnungsergebnissen zu Folge in jedem Endanwendungsfeld von der Raumwärme über Prozesswärme bis hin zur Mobilität ein **breiter Mix aus unterschiedlichen erneuerbaren Energieträgern und effizienten Anwendungstechnologien optimal**.

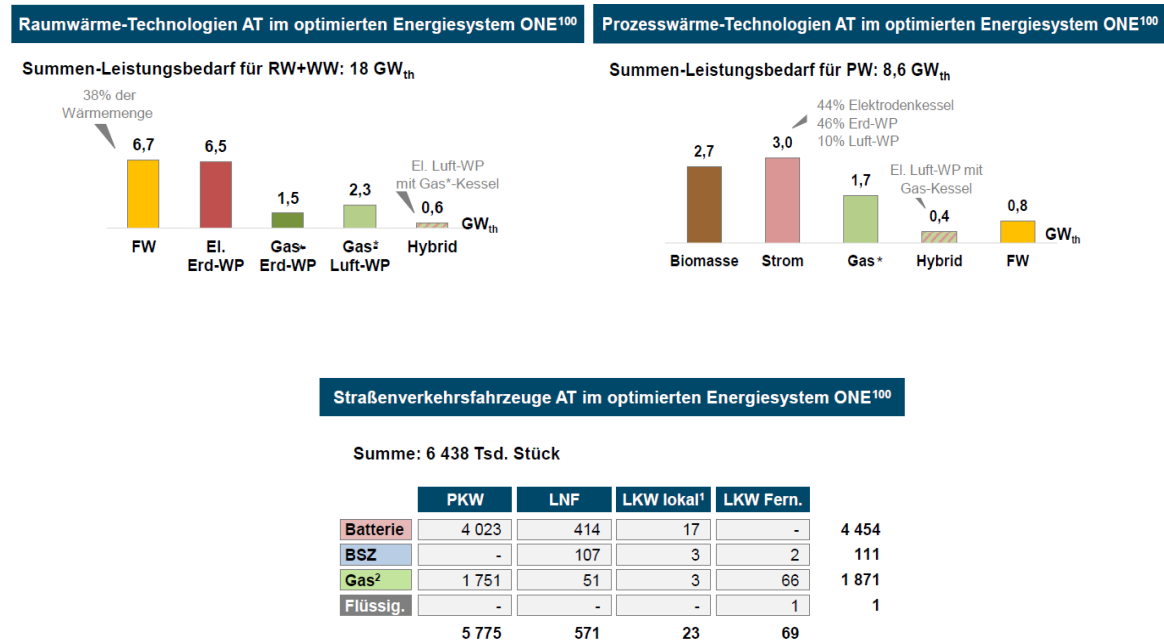


Abbildung 11: Verteilung der Endanwendungstechnologien Raumwärme (links), Prozesswärme (rechts) und Mobilität (unten).

3.6 Das optimierte Energiesystem ist leistbar und dabei wesentlich effizienter als das heutige

Die volkswirtschaftlich optimierten Kosten des zukünftigen nachhaltigen Energiesystems entsprechen ca. 8% des vom Wifo für 2040 prognostizierten Bruttoinlandsprodukts. Zum Vergleich: die Kosten des heutigen Energiesystems betragen ca. 9% des Bruttoinlandsproduktes.

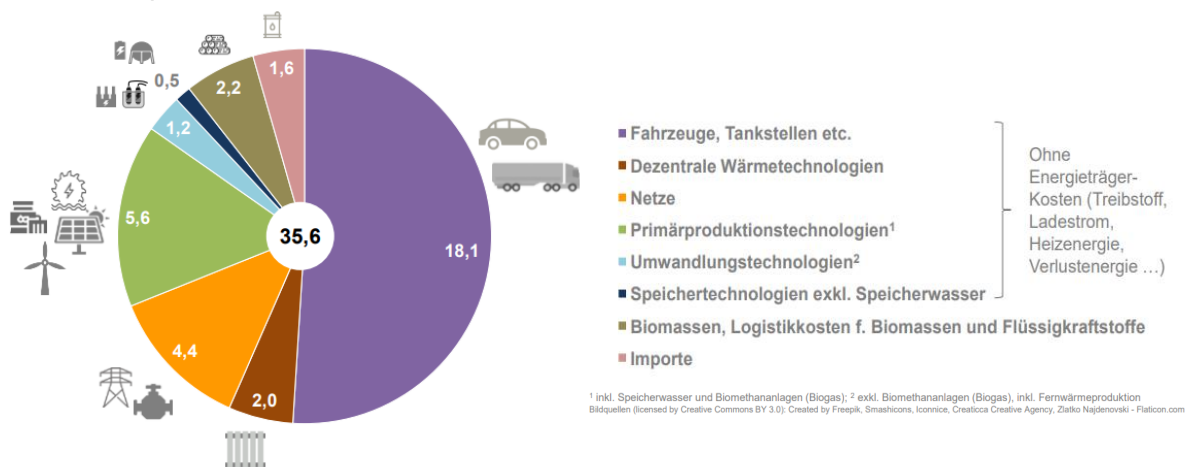


Abbildung 12: Jahreskosten des optimierten Energiesystems in Mrd. EUR/a.

Der im Rahmen der Studie angestellte Vergleich der Kosten des optimierten Energiesystems ONE¹⁰⁰ mit den Kosten des heutigen Energiesystems bestätigt, auch wenn der spezifische Preis je verbrauchter Energieeinheit deutlich steigen wird, grundsätzlich dessen Leistbarkeit, eine sozial und wirtschaftlich verträgliche Aufteilung der mit der Transformation verbundenen Lasten muss dabei jedoch im Auge behalten werden

Durch den Einsatz von effizienten Technologien und der Nutzung von Umgebungswärme (43 TWh) und industrieller Abwärme (2,5 TWh) **steigt die Gesamtenergieeffizienz des zukünftigen Systems**. Beispielsweise wird durch die Holzvergasung in Kombination mit der Gaswärmepumpe der Großteil der Festbiomasse hocheffizient dem Wärmesektor in Form von Gas unter Zuhilfenahme von Umweltenergie zugeführt. Somit erhöht sich der (Exergie-) Wirkungsgrad dieser Kette um 43% gegenüber der herkömmlichen Verbrennung von Holz.

Darüber hinaus können durch den Ausbau der inländischen Erzeugungs-, Speicher- und Umwandlungskapazitäten hohe Ausgabenmultiplikatoren, Wertschöpfungsmultiplikatoren und dadurch ausgelöste Beschäftigungseffekte erwartet werden.

3.7 Massiver Ausbaubedarf, der Vorgestern beginnen hätte sollen.

Generell ist der Transformationspfad, der nicht Gegenstand des Projekts ONE¹⁰⁰ war, eine gewaltige Herausforderung. Denn ein bestehendes Energiesystem muss durch ein in zahlreichen wesentlichen Elementen deutlich anderes Energiesystem abgelöst werden. Dies wird über Jahrzehnte zu Übergangseffekten führen, die Zusatzkosten verursachen. Beispielsweise werden aus reinen Machbarkeitsgründen manche Anlagen bereits investiert werden müssen, bevor sie ihre Kostendegression vollständig erreicht haben.

Der Transformationspfad hin zum 100% dekarbonisierten und optimierten Energiesystem erfordert in jedem Fall den **massiven Ausbau und Umbau von allen verfügbaren erneuerbaren Energiequellen** und die Etablierung von effizienten Umwandlungs-, Speicher- sowie Endanwendungstechnologien.

Produktion	Heute	Zukünftig
Windkraft	3,2 GW _{el}	16 GW _{el}
EPV	1,7 GW _{el}	29,9 GW _{el}
Wasserkraft	5,6 GW _{el}	8,5 GW _{el}
Biogas	<1 GW _{CH4}	3,6 GW _{CH4}
Holzgas	<1 GW _{CH4}	3,2 GW _{CH4}
Elektrolyse	< 1 GW _{H2}	5,3 GW _{H2}
Fernwärme	20 TWh	26 TWh
Speicher	Heute	Zukünftig
Strom	120 GWh	380 GWh
Gas	1,7 Mrd. m ³	2 Mrd. m ³
Fernwärme	5 GWh	207 GWh
Verteilnetze	Heute	Zukünftig
Strom	10,6 GW	14,1 GW
Gas	26,6 GW	18,7 GW
Fernwärme	6,3 GW	6,6 GW

4 ONE¹⁰⁰ – die Schlussfolgerungen

4.1 Ein optimiertes, 100% dekarbonisiertes Energiesystem ohne Startvorteile und fossile Rucksack ist möglich!

Das auf der „grünen Wiese“, das heißt ohne Startvorteile für einzelne Technologien und Energieträger gebaute optimierte und zu 100% dekarbonisiertes Energiesystem, ist durch einen breiten Energieträger- und Technologiemitmix geprägt. Dem Optimierungsmodell WALTERIE standen die inländischen Potentiale für die Erzeugung erneuerbarer Energie, Energieimporte aus erneuerbaren Quellen sowie über 150 unterschiedliche Technologien zur Verfügung, um die volkswirtschaftlich optimale Struktur des Energiesystems zu ermitteln, die erforderlich ist, um den künftigen Energiebedarf klimaneutral und versorgungssicher zu decken.

Wie auch heute bilden im optimierten Energiesystem die leitungsgebundenen Energieträger **Strom-, Gas und Fernwärme** dabei das **Rückgrat der Energieversorgung**, allerdings zu 100% dekarbonisiert. Unter weitgehender Ausschöpfung der vorhandenen regionalen Potentiale für erneuerbare Energien ist es technisch und wirtschaftlich möglich, 96% des Bruttoinlandsverbrauchs im Inland aufzubringen.

4.2 Der massive Ausbau der Erneuerbaren ist notwendig!

Voraussetzung dafür, dass diese Potentiale tatsächlich gehoben werden, ist der massive **Ausbau** von Produktionsanlagen **für alle verfügbaren erneuerbaren Energien**, die entsprechende Bereitstellung von **Transportnetzen und Speichermöglichkeiten** sowie maßgebliche Änderungen der eingesetzten Endanwendungen.

Diese **Energiequellen, Umwandlungs-, Speicher- und Endanwendungstechnologien** stehen auf diesem Weg zum volkswirtschaftlichen Optimum aufgrund der Begrenztheit der Ressourcen und der unterschiedlichen Aufgaben im optimierten Energiesystem nicht in Konkurrenz zueinander, vielmehr **müssen sich** diese **ergänzen**, um ein dekarbonisiertes, aber dennoch versorgungssicheres, resilientes und nachhaltiges Energiesystem überhaupt zu ermöglichen.

Insbesondere für eine erfolgreiche Integration von Biomethan und Wasserstoff in das Energiesystem müssen auch regulatorische Hürden bewältigt werden.

Um einen so vielfältigen und breiten Energieträger- und Technologiemitmix im optimierten Energiesystem zu realisieren, müssen alle erneuerbaren Energieträger und effizienten Technologien die (wirtschaftlichen) Bedingungen vorfinden, die es ihnen ermöglicht, diese Rollen im optimierten Energiesystem zu erfüllen.

Es ist daher erforderlich, die Rahmenbedingungen und entsprechende Anreize für alle Energieträger, die einen Beitrag zur vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems leisten können, so zu setzen, dass die vorhandenen Potentiale volkswirtschaftlich sinnvoll genutzt werden.

4.3 Bestehende Infrastruktur muss sektorgekoppelt und effizient genutzt werden!

Gas-, Wärme- und Stromnetze müssen künftig stärker vernetzt und **sektorübergreifend geplant** werden. Um den künftigen Anforderungen zu entsprechen, müssen die Stromnetze massiv ausgebaut werden, um die steigenden Lasten bewältigen zu können. Für den Transport von erneuerbaren Gasen kann in weitreichendem Ausmaß auf schon heute verfügbare Kapazitäten zurückgegriffen werden und mit der Nutzung dieser Transportmöglichkeiten das Ziel der Dekarbonisierung schneller erreicht werden. Für den Transport von reinem Wasserstoff, bietet sich als volkswirtschaftlich kostenoptimierte und technisch machbare Lösung die Umwidmung von bestehenden Gasleitungen an. Um den Ausbaubedarf des Stromnetzes zu entlasten, ist es daher sinnvoll, Lastspitzen auch in Zukunft auf die gut ausgebauten Gas- und Fernwärmenetze mittels Sektortransformatoren (bspw. Power-to-Gas, Power-to-Heat oder der Kraft-Wärme-Kopplung) zu verteilen.

Die Verfügbarkeit von entsprechender Transport- und damit verbundener Speicherinfrastruktur für einen breiten Mix an Energieträgern sichert darüber hinaus die Transportoptionen für die regionale Erzeugung erneuerbarer Energie und ermöglicht deren schnelle Integration in die Wertschöpfungsketten. Gleichzeitig bewirkt ein breiter Energieträgermix in der Endverteilung auch, dass die Spitzenlasten nicht gänzlich von einem Sektor geschultert werden müssen, sondern die Endkundenversorgung auf mehreren Säulen aufgestellt wird.

Nur dank eines sektorgekoppelten Energiesystems können die jeweiligen Stärken der Energieträger, Technologien und Infrastrukturen effektiv wirken und der volkswirtschaftlich optimale und kostengünstigste Transformationspfad zur Dekarbonisierung des Energiesystems erreicht werden.

Auf diesem Weg stehen die Energiequellen, Umwandlungs-, Speicher- und Endanwendungstechnologien aufgrund der Begrenztheit der Ressourcen und der unterschiedlichen Aufgaben im optimierten Energiesystem allerdings nicht in Konkurrenz zueinander. Vielmehr müssen sich diese ergänzen, um ein dekarbonisiertes, aber dennoch versorgungssicheres, resilientes und nachhaltiges Energiesystem überhaupt zu ermöglichen, jeder Beitrag wird nötig sein, um die Klimaziele zu erreichen.

5 Referenzen

- [1] A. Wagner, B. Riesner, S. Schreiner, "ONE¹⁰⁰ - Österreichs nachhaltiges Energiesystem – 100% dekarbonisiert. Das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem für ein klimaneutrales Österreich", Studie im Auftrag von AGGM Austrian Gas Grid Management AG, Austrian Power Grid AG, Energienetze Steiermark GmbH, Gas Connect Austria GmbH, Netz Burgenland GmbH, Netz Niederösterreich GmbH, Netz Oberösterreich GmbH, Salzburg Netz GmbH, TIGAS Erdgas Tirol GmbH, Trans Austria Gasleitung GmbH, Vorarlberger Energienetze GmbH, Wiener Netze GmbH, Wien, 2021.