

# ERNEUERBARER WASSERSTOFF ÜBERS STROMNETZ: SIMULATION ZUKÜNFTIGER NACHHALTIGKEITSKRITERIEN IN EUROPA

Bernhard THALER<sup>1</sup>, Michael WOHLTHAN<sup>1</sup>, Gerhard PIRKER<sup>1</sup>

LEC GmbH - Large Engines Competence Center Graz, Inffeldgasse 19, 8010 Graz,  
[bernhard.thaler@lec.tugraz.at](mailto:bernhard.thaler@lec.tugraz.at)

**Kurzfassung:** Kraftstoffe basierend auf erneuerbaren Energien sind ein essentieller Bestandteil zukünftiger Energiesysteme. Die Herstellung dieser Kraftstoffe, insbesondere Wasserstoff, basiert auf der Umwandlung elektrischer Energie in chemische Energie. Um bei der Produktion die Verwendung von elektrischer Energie aus fossilen Energieträgern zu minimieren hat die EU Nachhaltigkeitskriterien für erneuerbaren Wasserstoff definiert. In dieser Publikation werden die Nachhaltigkeitskriterien für Strombezug aus dem öffentlichen Netz in Europa simuliert und zukünftigen Energiesystem-Strukturen im Jahr 2030 gegenübergestellt. Die Effektivität der Kriterien wird mittels tatsächlich erreichbaren CO<sub>2</sub>-Einsparungen für unterschiedliche Wasserstoff-Bedarfsszenarien bewertet. Es zeigt sich, dass neben den Nachhaltigkeitskriterien insbesondere der Einsatzbereich des produzierten Wasserstoffs den größten Einfluss auf die erzielbaren Emissionsreduktionen hat.

**Keywords:** Wasserstoff, Energiesystem, Erneuerbare Energien, Nachhaltigkeitskriterien, EU

## 1 EU Nachhaltigkeitskriterien für erneuerbaren Wasserstoff

Die EU hat kürzlich in einem delegierten Rechtsakt zur Erneuerbaren-Richtlinie (RED III) Nachhaltigkeitskriterien für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs festgelegt [1]. Die Herstellung solcher Kraftstoffe basiert auf der Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) mittels Elektrolyse. Aufgrund diverser Umwandlungsverluste besteht jedoch bei der Verwendung nicht-erneuerbaren Stroms das Risiko, effektiv keine CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber H<sub>2</sub> aus fossilen Energien zu reduzieren. Die Nachhaltigkeitskriterien sollen sicherstellen, dass ausschließlich erneuerbarer Strom verwendet wird. Außerdem soll die Zusätzlichkeit („Additionality“) dieser Energie garantiert werden, damit erneuerbare Kraftstoffe mit neuen, komplementären Erzeugungsanlagen erzeugt werden. Besondere Relevanz erhalten die Nachhaltigkeitsregeln als zentrales Kriterium für Förderungen, beispielsweise im Zuge von gerade startenden Auktionen der European Hydrogen Bank [2].

Bezieht eine Elektrolyse-Anlage ausschließlich Strom von erneuerbaren Energiequellen über eine direkte Leitung ist die Erfüllung der Kriterien unkritisch. Bei Strombezug über das öffentliche Stromnetz ist die Erfüllung komplexer, da Energieerzeugung und Verbrauch örtlich über limitierende Stromleitungen und Preiszonen getrennt sein können. Der delegierte Rechtsakt sieht für diesen Fall mehrere Möglichkeiten vor, wann Strom-basierte Kraftstoffe als erneuerbar gelten können. Die Kriterien sind insbesondere im Hinblick auf bestehende Ausbauziele erneuerbarer Energien, sowie auf einen steigenden Endenergiebedarf aufgrund von Elektrifizierung relevant. Im Folgenden werden die drei wesentlichen Kriterien zur

---

<sup>1</sup> LEC GmbH - Large Engines Competence Center Graz, Inffeldgasse 19, 8010 Graz,  
Contact: [bernhard.thaler@lec.tugraz.at](mailto:bernhard.thaler@lec.tugraz.at)

Definition von erneuerbare Kraftstoffe über das Stromnetz, und die Berechnung der dabei verwendeten Indikatoren vorgestellt.

### 1.1 Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

Die Elektrolyseanlage steht in einer Gebotszone mit einem jährlichen Anteil erneuerbaren Stroms über 90%. Der Anteil wird anhand der Bruttostromerzeugung (BSE) wie folgt definiert:

$$\text{Anteil} = \frac{\text{BSE aus Erneuerbaren Energiequellen} - \text{Pumpspeicherverbrauch}}{\text{BSE aller Energiequellen} - \text{Pumpspeicherverbrauch} + \text{Importe} - \text{Exporte}} \quad (1)$$

Die Methodik zur Berechnung der BSE aus erneuerbaren Energiequellen wurde in der RED II Richtlinie festgelegt [3] und orientiert sich somit eng an die bereits etablierte SHARES Systematik, bei der Wind- und Wassereszeugung zum Ausgleich von Wetterschwankungen über mehrere Jahre normalisiert werden. Der Nenner von Formel (1) ist gegenwärtig quasi identisch zur Summe aus Endenergieverbrauch, Transportverlusten und Eigenverbrauch des Energiesektors und damit des Inlandstromverbrauchs. Anstiege der Last aufgrund von Elektrolyseuren wären dann jedoch nicht abgebildet, da es sich hier nach gängiger Energiebilanz-Klassifizierung um Umwandlungseinsätze handelt. Mit obiger Definition kann sich der Anteil erneuerbarer Energien somit ändern sobald Elektrolyseure ans Netz gehen, da die Bruttostromerzeugung oder der Netto-Import der Last folgen müssen. Da andere Energiespeicher, wie zum Beispiel Batterien, nach EU Definition nicht als Erneuerbare Energiequellen gelten bleiben auch sie in obiger Definition ausgeklammert. Zusätzlich zum oberen Kriterium dürfen Elektrolyseure außerdem nur eine beschränkte Anzahl an Stunden pro Jahr laufen, die dem Erneuerbaren Anteil, berechnet auf die Gesamtstunden des Jahres, entspricht.

### 1.2 Emissionsintensität der Gebotszone

Die Elektrolyseanlage steht in einer Gebotszone mit einer Emissionsintensität geringer als 18 gCO<sub>2</sub><sub>equ</sub>/MJ, ein Power Purchase Agreement (PPA) besteht für den Bezug der erneuerbaren Energie, sowie die Kriterien der zeitlichen und örtlichen Korrelation sind erfüllt (siehe nächstes Kapitel). Die Berechnung der Emissionsintensität (EI) erfolgt nach einem Anhang zur RED III [4] und wird wie folgt definiert:

$$EI = \frac{\sum_{\text{Kraftstoff}} \text{Kraftstoffverbrauch} * \text{CO}_2 \text{ Emissionsfaktor}}{\text{BSE aller Kraftwerke} - \text{Pumpspeicherverbrauch} - \text{Eigenverbrauch Kraftwerke}} \quad (2)$$

Die CO<sub>2</sub> Emissionen werden über den Verbrauch der verschiedenen Kraftwerksgruppen und mit Emissionsfaktoren nach IPCC Richtlinien berechnet. Es werden Emissionen sowohl von der Verbrennung („combustion“) als auch der Vorkette („upstream“) für CO<sub>2</sub> und Nicht-CO<sub>2</sub> Treibhausgase berücksichtigt. Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird eine virtuelle Reduktion des Kraftstoffverbrauchs angerechnet:

$$\text{Kraftstoffverbrauch} = \text{Kraftstoffverbrauch}_{\text{real}} - E_{\text{thermisch,KWK}} / 0,85 \quad (3)$$

Somit wird angenommen, dass die mit KWK produzierte thermische Energie  $E_{therm,KWK}$  ansonsten über eine reine Wärmeerzeugung mit 85% Wirkungsgrad und entsprechenden Emissionen erfolgt wäre. Beim Nenner in Formel (2) handelt es sich um die Nettostromerzeugung in der Gebotszone. Da sich das Kriterium rein auf CO<sub>2</sub> Emissionen bezieht, senken auch nicht erneuerbare Energiequellen wie Atomkraft die Emissionsintensität. Interessanterweise wird der Nenner mit der gesamten Stromerzeugung, und nicht dem Stromverbrauch, berechnet. Somit kann auch ein verstärkter Stromimport die Emissionsintensität im jeweiligen Land senken, unabhängig von der Emissionsintensität des importierten Stroms. Anstiege der Last aufgrund von Elektrolyseuren haben nur eine indirekte Auswirkung auf die CO<sub>2</sub>-Intensität, falls der Lastanstieg über Kraftwerke innerhalb der Gebotszone erfolgt.

### **1.3 Zusätzlichkeit, zeitliche und geografische Korrelation („Additionality Kriterien“)**

In Ländern die die vorherigen Kriterien nicht erfüllen, kann erneuerbarer Wasserstoff nur produziert werden sofern nachgewiesen wird, dass der dafür verwendete Strom aus neuen (Zusätzlichkeit), örtlich nahen (geografische Korrelation), und gleichzeitig liefernden (zeitliche Korrelation) erneuerbaren Energien stammt. Das Kriterium der Zusätzlichkeit fordert im Detail das Bestehen eines PPA mit Erzeugungsanlagen die nicht gefördert und nicht älter als 36 Monate sind. Zeitliche Korrelation fordert die bilanzielle Überstimmung von produzierter erneuerbarer Energie und Bezug des Elektrolyseurs, bis 2029 auf monatlicher und ab 2030 auf stündlicher Basis. Geografische Korrelation fordert die Installation der erneuerbaren Erzeugungsanlagen in derselben Gebotszone des Elektrolyseurs, oder in einer benachbarten Gebotszone, sofern keine Netzbeschränkungen bestehen (definiert über einen höheren Strompreis in der Nachbarzone).

Zeitliche Korrelation gilt ebenso, wenn der stündliche Day-Ahead Strompreis in der Gebotszone unter 20 EUR/MWh liegt (oder unter 0,36-mal dem aktuellen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis), da angenommen wird, dass zu diesen Preisen fossile Stromerzeugung nicht mehr konkurrenzfähig ist. Außerdem zählt jener Wasserstoff als erneuerbar, für den nachgewiesen werden kann, dass ausschließlich ansonsten abgeregelter erneuerbarer Strom verwendet wird. Bezüglich aller Nachhaltigkeitskriterien sind über den Betrieb der Elektrolyseanlagen auch Kombinationen mehrerer Kriterien zulässig.

In dieser Publikation wird die Erfüllung der genannten Nachhaltigkeitskriterien für die Länder Europas analysiert und diskutiert. Ein Fokus liegt dabei auf möglichen Szenarien zur Erfüllung der Kriterien des öffentlichen Netzes (Kapitel 1.1 und 1.2), inklusive einer Analyse der gegenwärtigen Emissionsintensitäten und Anteile erneuerbarer Energien in den Ländern.

## **2 Aktuelle Bedingungen und Ziele in Europa**

Abbildung 1 zeigt die aktuellen erneuerbare Energie Anteile (links) und Emissionsintensitäten (rechts) für ausgewählte Länder in Europa mit den aktuell vollständig verfügbaren Daten (Eurostat 2021), berechnet mit der Methodik aus dem vorherigen Kapitel. Es zeigt sich, dass bezüglich des Erneuerbaren Anteils derzeit nur Norwegen einen Wert über dem RED III Limit von 90% aufweist. Bezüglich der Emissionsintensität liegt ebenso Schweden unter dem

geforderten Limit von 18 g<sub>CO2</sub>/MJ. Die Schweiz, Finnland und Frankreich waren 2021 knapp dran diesen Wert zu unterschreiten. Somit wäre es 2021 nur in diesen Ländern möglich gewesen, erneuerbaren Wasserstoff über die Kriterien der Netzparameter (Kapitel 1.1 und 1.2) zu produzieren. In den anderen Ländern bleibt nur die Produktion über die Zusätzlichkeitskriterien oder ansonsten abgeregelten erneuerbaren Strom.

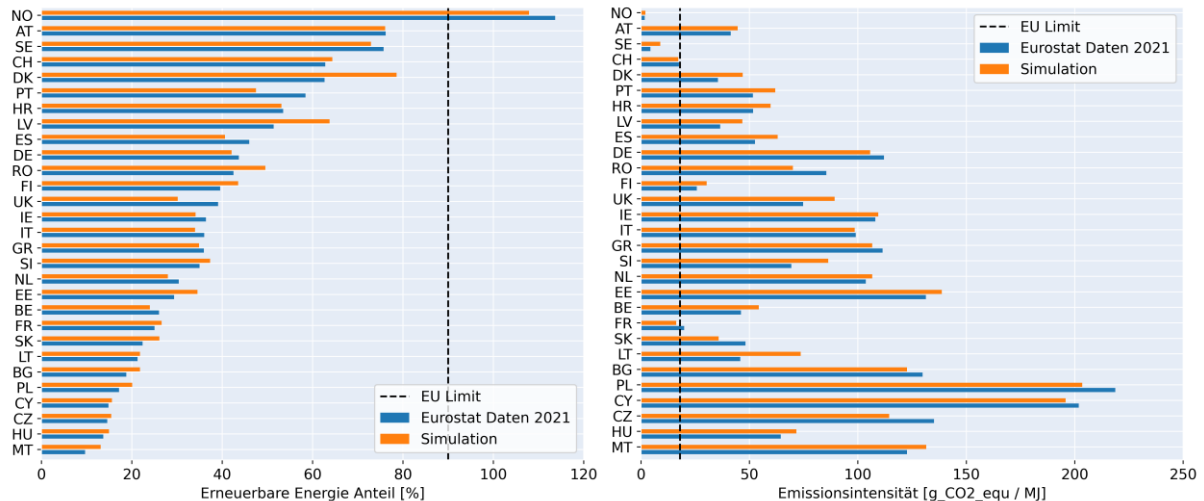


Abbildung 1: Erneuerbare Energie Anteile (links) und Emissionsintensitäten (rechts) europäischer Länder für das Jahr 2021, berechnet mit offiziellen Eurostat-Daten sowie als Simulationsergebnis des Energiesystem-Modells (siehe nächstes Kapitel).

Die Daten aus Abbildung 1 gelten aufgrund der verfügbaren Datenlage jeweils für ganze Länder. Die EU-Regulieren beziehen sich jedoch auf Gebotszonen. Länder mit mehreren Gebotszonen (Dänemark, Schweden, Norwegen, Italien) könnten somit lokal andere Bedingungen vorfinden, sofern Daten in ausreichender Qualität verfügbar sind. Für das Jahr 2022 und vor allem 2023 (jeweils noch keine vollständigen Daten verfügbar) kann von deutlich besseren Werten ausgegangen werden, zurückzuführen auf den voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien und einen geringeren Energieverbrauch aufgrund gestiegener Energiepreise.

Die zukünftige Situation wird geprägt durch eine steigende Produktion aus erneuerbaren Energien, insbesondere Windkraft und Solarenergie. Außerdem ist aufgrund einer steigenden Elektrifizierung der Transport-, Wärme,- und Industriesektoren ein steigender Strombedarf zu erwarten. Eine beginnende Produktion von inländischem Wasserstoff wird den Strombedarf ebenso erhöhen. Somit ändern sich sowohl Nenner und Zähler der Formeln (1) und (2), und eine potentielle Erfüllung der Nachhaltigkeitsbedingungen ergibt sich aus der Frage, wie schnell der Ausbau erneuerbarer Energieträger gegenüber dem Verbrauchsanstieg erfolgt. Die aktuellsten Daten zu zukünftigen Energiesystem-Struktur finden sich in den Inputs zum TYNDP2024 (National Trends – „Best Estimate“) [5]. Netzbetreibende aller Mitgliedsländer melden dort die erwarteten Ausbauziele von Kraftwerkskapazitäten sowie Strombedarfsprojektionen, unter anderem basierend auf Nationalen Energie- und Klimaplänen. Aus den Kapazitätswerten, sowie historischen Erzeugungsprofilen, lassen sich die zu erwartenden Mengen an produzierten Energien berechnen. Aggregierte Werte aus den Szenarien sind in Abbildung 2 dargestellt. Zusammengerechnet für alle Länder der EU, sowie Schweiz, Norwegen und Großbritannien ergibt sich ein Anstieg des Bruttostromverbrauchs um ca. 20% bis 2030 und um 44% bis 2040. Dem gegenüber steht der Ausbau von vor allem

Wind- und Solarenergie, sowie ein leichter Rückgang der Kernenergie. Ausgehend von einem Anteil von 39% erneuerbarer Energie gemessen am Strombedarf im Jahr 2021 würde mit den angegebenen Ausbaumengen der Anteil auf knapp 80% bis 2030 und 104% bis 2040 ansteigen. Noch nicht berücksichtigt ist hier jedoch der zusätzliche Bedarf für die Produktion von Wasserstoff. In den TYNDP Daten zu den ausgewählten Ländern wird dieser mit ca. 415 TWh bis 2030 ausgewiesen (noch ohne Berücksichtigung von E-Fuels und anderen Derivaten). Der EU-Anteil entspricht dabei ungefähr dem offiziellen Ziel von 10 Mt inländischer Produktion bis 2030. In Abbildung 2 ist der potentielle zusätzliche Strombedarfsanstieg aufgrund dieser Produktion ebenso eingezeichnet. Miteingerechnet, reduziert sich der Anteil erneuerbarer Energien am Strombedarf in 2030 auf 68% und 2040 auf 78%.

Ausgehend von den Länderspezifischen Ausbauzielen und Strombedarfsprojektionen wird in den folgenden Kapiteln eine genauere Analyse der erreichten Anteile erneuerbarer Produktion, sowie Emissionsintensitäten, jeweils mit und ohne Wasserstoffproduktion vorgenommen.

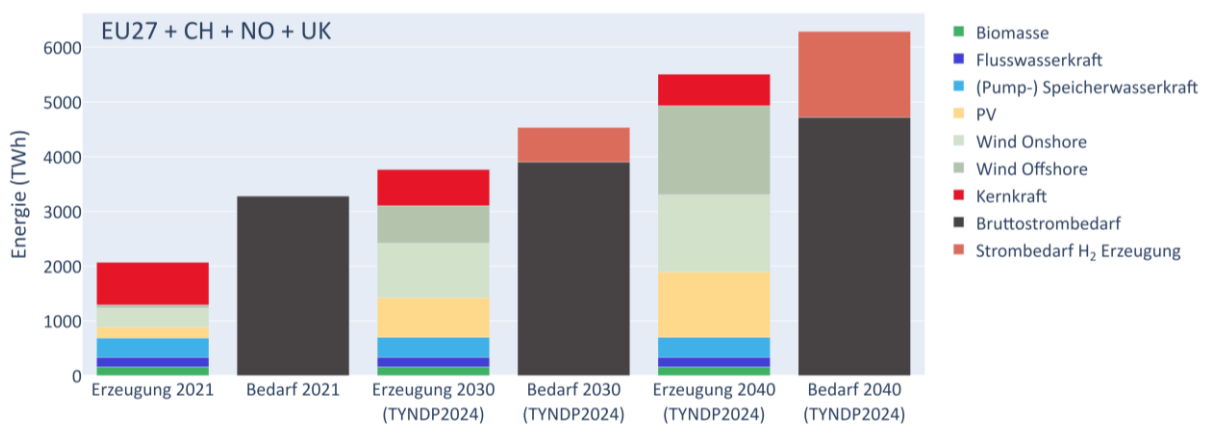


Abbildung 2: Gegenüberstellung von Erzeugung der Erneuerbaren Energien sowie Atomkraft und Strombedarf, jeweils für 2021, 2030 und 2040 für die EU27, Schweiz, Norwegen und Großbritannien. Ein Bedarfsanstieg durch mögliche Produktion von Wasserstoff ist ebenso ausgewiesen, angenommen ist ein mittlerer Elektrolysewirkungsgrad von 65%.

### 3 Methodik Simulation: ENERsim macrogrid

Als Berechnungstool wird das Energiesystem-Framework „LEC ENERsim“ mit der Modellerweiterung „ENERsim macrogrid“ verwendet. Dabei handelt es sich um ein gemischt ganzzahliges, lineares bzw. quadratisches Energiesystemmodell mit räumlicher Auflösung auf Europäischer Länderebene und zeitlicher Auflösung von 1 bis 4h je nach Szenario. Abbildung 3 zeigt die räumliche Auflösung sowie die Struktur jedes einzelnen Knotens. Für jedes Land werden erneuerbare Energiequellen, sowie steuerbare Kraftwerksflotten aggregiert dargestellt. Als Energiespeicher werden Speicherkraftwerke, Pumpspeicher, sowie in Zukunftsszenarien Batterien und Wasserstoffspeicher (Kavernen) modelliert. Fernwärmebedarfe werden vereinfacht mit historischen thermischen KWK-Bedarfen für jede Kraftwerksflotte modelliert und ergeben somit Must-Run Kapazitäten.

Datenbasis für installierte Kapazitäten, Energiepotentiale für lokale Ressourcen (Biomasse und Müll), Energiebedarfe und Kraftwerkswirkungsgrade sind die jährlichen nationalen Energiebilanzen von Eurostat („nrg\_bal\_c“). Zeitreihen von erneuerbaren Erzeugungsprofilen, Lastgänge sowie Wasserkraft-Kapazitäten werden der Pan-European Climate Database

(PECD) entnommen. Ausbauziele erneuerbarer Energie und Energiespeicher sowie Bedarfsprojektionen folgen aus dem aktuellen Entwurf des TYNDP2024 Szenarios „National Trends“ („best estimates“), sowie, falls verfügbar, Länder-spezifisch aktuelleren Daten. Für Kraftstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, sowie Netzübertragungskapazitäten wird ebenso der TYNDP Entwurf als Quelle verwendet. Techno-ökonomische Daten wie Investitionskosten, Betriebskosten und Wirkungsgrade basieren auf den Technology Datasheets der dänischen Energieagentur (DEA).

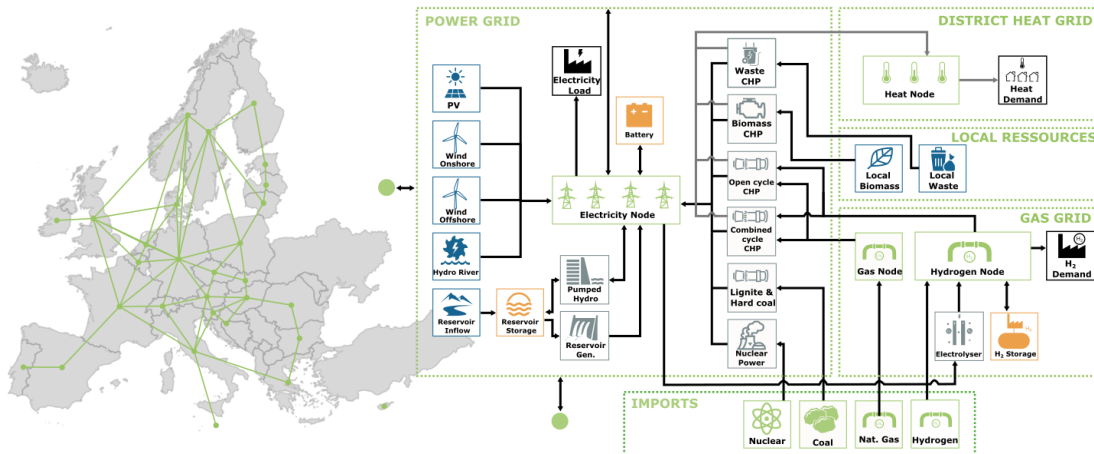


Abbildung 3: Schematische Struktur von ENERsim macrogrid mit abgebildeten Knoten (links) und Sub-Struktur jedes Knotens (rechts).

Zentrale Randbedingung des Modells ist die Erfüllung der Energiebedarfe zu jedem Zeitpunkt. Im Szenario 2021 ist dies rein der Strombedarf, im Zukunftsszenario für 2030 zusätzlich ein über das Jahr konstant angenommener Wasserstoffbedarf. Es wird angenommen, dass der gesamte Wasserstoff mit Elektrolyseuren über das Stromnetz produziert wird. Somit steht die Wasserstoff-Produktion immer in direkter Konkurrenz zur Erfüllung des sonstigen Strombedarfs. Nicht berücksichtigt wurde ein möglicher flexibler Bedarf („Demand Side Management“), beispielsweise zum netzdienlichen Laden von E-Fahrzeugen.

Das Systemmodell optimiert den Einsatz aller Komponenten unter Minimierung der Gesamtkosten. Kosten entstehen im Szenario 2021 rein aufgrund von Kraftstoffbezug der thermischen Kraftwerke, sowie variablen Betriebskosten der Komponenten. Im Zukunftsszenario, das für das Jahr 2030 berechnet wird, entstehen Kosten außerdem durch notwendige Investitionskosten für Elektrolyseure und Wasserstoffspeicher, die auf Annuitätenbasis in die jährlichen Kosten einfließen. Gespeicherter Wasserstoff kann ebenso direkt in Gaskraftwerken (Open Cycle oder Combined Cycle) eingesetzt werden.

Thermische Kraftwerke werden mit Kosten für Lastrampen versehen, um mangelnde Flexibilität abzubilden. Die maximale Verfügbarkeit für thermische Kraftwerke wird mit dem mittleren Kapazitätsfaktor der Jahre 2018-2022 begrenzt, was insbesondere die niedrigere Verfügbarkeit von Kernkraftwerken aufgrund von Wartungs- und Stillstandintervallen widerspiegelt. Beim thermischen Kraftwerkseinsatz würde im Szenario 2021 der für lineare Systeme typische „Switch“ zum billigsten Kraftstoff die Gesamtemissionen gegenüber dem realen Betrieb verfälschen. Für dieses Szenario wird daher für die Kraftstoffkosten eine quadratische Zielfunktion verwendet [6], in der die spezifischen Kosten linear mit dem tatsächlichen Kraftstoffeinsatz skalieren und im Mittel den zentralen Wert erreichen.

Simulationen werden jeweils für das Wetterjahr 2008 durchgeführt. Anschließend werden die gesamten CO<sub>2</sub> Emissionen aller Kraftwerke berechnet, sowie die erneuerbaren Anteile und CO<sub>2</sub> Intensitäten (siehe Kapitel 1.1 und 1.2). Die Erzeugung von Strom aus im Modell nicht berücksichtigten Sondergasen (z.B. Kokereigasen) wird mit Korrekturfaktoren in den Gesamtemissionen berücksichtigt.

#### **4 Ergebnisse Simulation: zukünftige Nachhaltigkeitskriterien und Auswirkungen auf Emissionen**

Die Ergebnisse der Simulation im Gegenwartsszenario sind in Abbildung 1 dargestellt und werden mit Daten von Eurostat zur Energiebilanz validiert. Es zeigt sich eine gute Übereinstimmung sowohl bei den erneuerbaren Anteilen als auch der Emissionsintensität. Bestehende Abweichungen ergeben sich hauptsächlich aufgrund der begrenzten räumlichen Auflösung, wodurch Redispatch-Maßnahmen sowie eine genauere Abbildung der Kraftwerksflotten mit entsprechend realen Wirkungsgraden nicht berücksichtigt werden. Ebenso nicht explizit berücksichtigt wird die Bereitstellung von Regelenergie.

Ausgehend vom Gegenwartsszenario werden Zukunftsszenarien jeweils mit und ohne Wasserstoffbedarf berechnet. Dabei werden für das Jahr 2030 die im TYNDP ausgewiesenen Ausbaupfade erneuerbarer Energien, geplante Netzerweiterungskapazitäten, sowie erhöhte Strombedarfe berücksichtigt. Abbildung 4 zeigt die Energieflüsse in Österreich für den Monat Mai für alle Szenarien. Gegenüber dem Szenario 2021 (oben) zeigt sich in den Zukunftsszenarien der gestiegene Strombedarf, sowie die gesteigerte Menge an erneuerbarer Energie (vor allem Windkraft und PV). Die zunehmenden Anteile fluktuierender Energieerzeuger bedingen auch einen Anstieg an Flexibilitätsleistungen (z.B. Energieaufnahme von Batterien oder Pumpspeichern, negativ dargestellt). Für Österreich wird im Wasserstoffscenario entsprechend der TYNDP Daten ein Wasserstoffbedarf von 8 TWh angenommen, der im hier betrachteten Szenario vollständig im Inland produziert wird. Der Wert liegt deutlich über dem Ziel der nationalen Wasserstoffstrategie von ca. 4 TWh inländischer Produktion bis 2030 [7]. Die Ergebnisse im Szenario können daher als hohe obere Schranke gesehen werden, da in der Simulation ebenso noch kein Wasserstoffimport und Transport berücksichtigt wird. Direkt ersichtlich beim Vergleich der Szenarien für 2030 in Abbildung 4 ist der erhöhte Betrieb mit Gaskraftwerken im Szenario mit Wasserstoff, insbesondere in Nächten und längeren Phasen mit geringerer erneuerbarer Stromproduktion. Auffallend ist auch die hohe (negativ dargestellte) Last verursacht durch Elektrolyseure. Da der H<sub>2</sub>-Bedarf erfüllt werden muss, wird in Zeiten mangelnder erneuerbarer Energien auf fossile Erzeugung zur Versorgung der Elektrolyseanlagen zurückgegriffen, auch wenn der Einsatz von H<sub>2</sub>-Speichern als Flexibilitätsoption deren Einsatz reduziert. Die optimierte Elektrolyseleistung für Österreich beträgt im Szenario 1.6 GW, und der H<sub>2</sub>-Speicherbedarf knapp 24 GWh. Der Einsatz von Strom aus Erdgas zur Wasserstoffproduktion resultiert in einer Steigerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors.



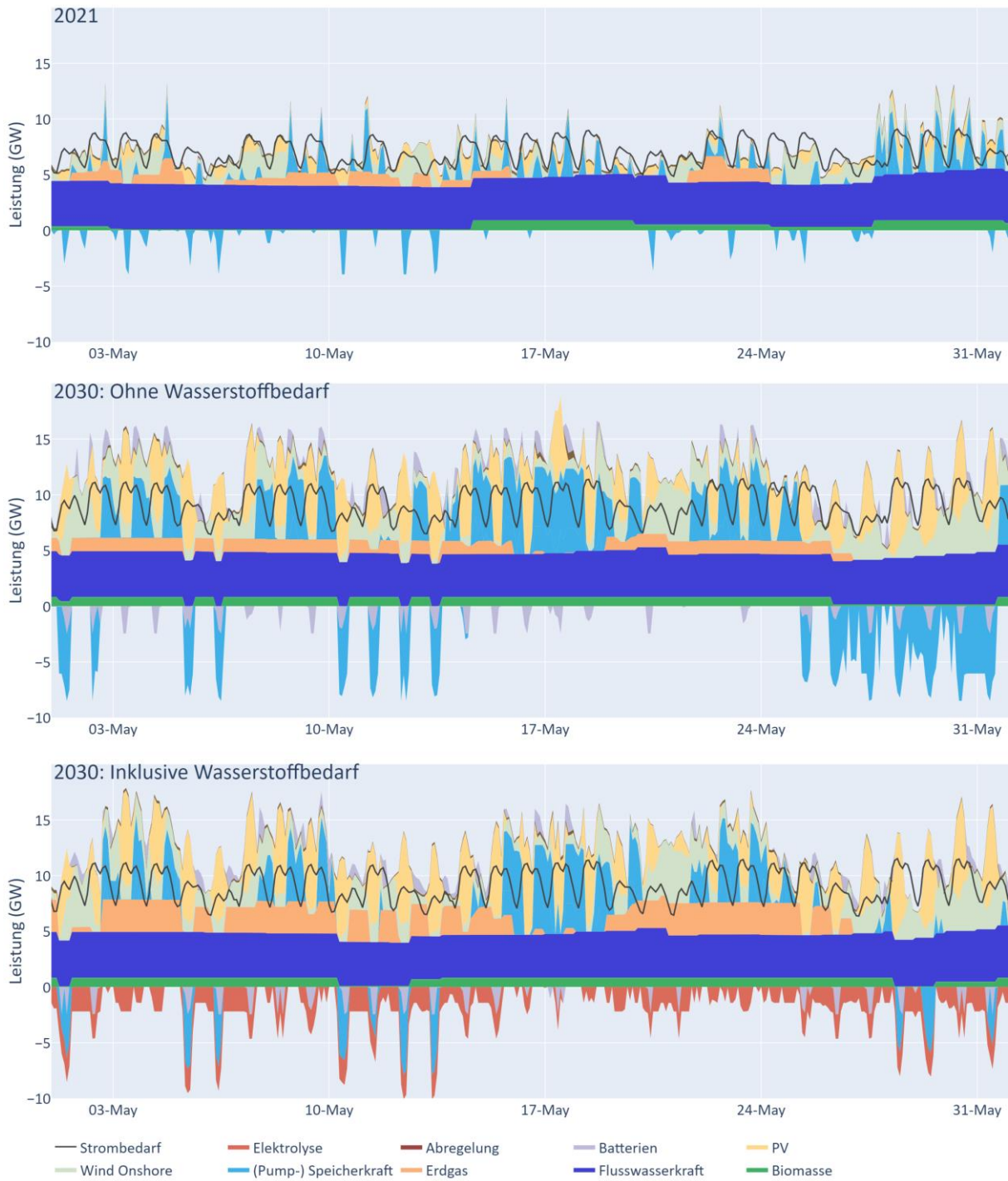


Abbildung 4: Stromerzeugungsprofile und Lastgänge im Monat Mai in Österreich für das Gegenwarts-Szenario (2021), sowie Zukunftsszenarien (2030), jeweils ohne und mit Wasserstoffproduktion. Auf der positiven Achse finden sich jeweils Technologien mit Energieabgabe, die negative Achse zeigt Technologien mit Energieaufnahme. Lücken im Bedarfsprofil bzw. Überschüsse werden durch Importe / Exporte ausgeglichen (nicht dargestellt aus Übersichtlichkeitsgründen).



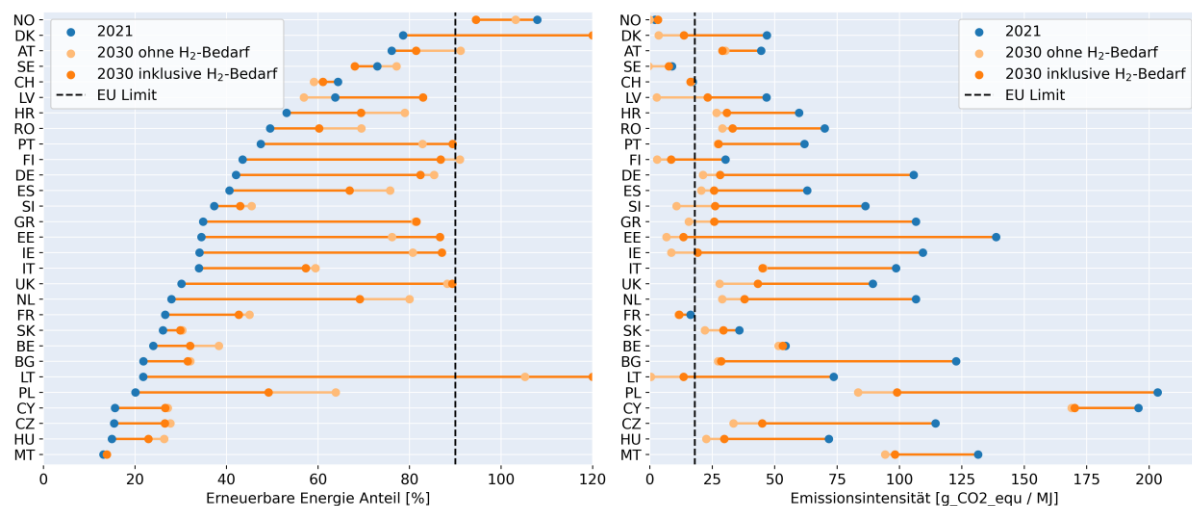


Abbildung 5: Erneuerbare Energie Anteile (links) und CO<sub>2</sub> Emissionsintensitäten europäischer Länder jeweils für das Szenario 2021 (blau) und die Szenarien 2030 mit und ohne Wasserstoff Produktion.

Abbildung 5 zeigt die Änderungen erneuerbarer Energie-Anteile und Emissionsintensitäten. Erwartungsgemäß verbessern sich die Indikatoren bei den meisten Ländern, erkennbar an höheren erneuerbare Energie Anteilen und sinkenden Emissionsintensitäten für die 2030 Szenarien. Bei manchen Ländern, beispielsweise der Schweiz oder Norwegen, ist allerdings auch ein sinkender Anteil erneuerbarer Energien bemerkbar, zurückzuführen auf einen geringeren Ausbau erneuerbarer Energien gegenüber einem stark steigenden Strombedarf. Wird keine Wasserstoffproduktion berücksichtigt, erreichen beim erneuerbare Energie Anteil neben Norwegen nun auch Dänemark, Österreich, Portugal, Finnland, Großbritannien, und Litauen das EU Limit von 90%. Zurückzuführen ist dies auf entweder schon eine gute Startposition (Österreich), oder sehr ambitionierte Ausbauziele vor allem im Bereich der Offshore Windenergie (Dänemark, Großbritannien, Litauen). Bezüglich Emissionsintensität erreichen dank Atomkraft außerdem auch Schweden, Slowenien, die Schweiz und Frankreich das Limit. Auch die baltischen Länder erreichen Emissionsintensitäten unter dem Limit, verursacht durch hohe Stromimporte und dementsprechend geringere Emissionen gemessen an der gesamten Stromproduktion. Auch wenn ein Großteil von Europa bezogen auf die Gesamtbevölkerung die Nachhaltigkeitskriterien erfüllt, ist dies bei der Mehrheit der betrachteten Länder noch nicht der Fall. Als einzige Möglichkeit für diese Länder erneuerbaren H<sub>2</sub> zu produzieren bleiben entweder Direktleitungen erneuerbarer Energie zu den Elektrolyseanlagen, die Nutzung ansonsten abgeregelter erneuerbarer Energie oder die Additionality-Kriterien.

Wird zusätzlich die inländische Wasserstoffproduktion berücksichtigt, ist wie zu erwarten eine Verschiebung der Indikatoren zu beobachten. Wie beispielsweise an den Werten für Österreich erkennbar, sinkt der Anteil erneuerbarer Energien, und die Emissionsintensität steigt. In diesem Szenario reichen die zuvor ohne H<sub>2</sub> abgeregelten erneuerbaren Überschüsse nicht aus um die H<sub>2</sub>-Produktion zu versorgen und Gaskraftwerke müssen einspringen um den steigenden Energiebedarf zu erfüllen. Folglich werden bei voller H<sub>2</sub>-Produktion die Kriterien zur nachhaltigen H<sub>2</sub>-Erzeugung wieder nicht erfüllt. Bei manchen Ländern, beispielsweise jenen mit hohem Anteil an Offshore-Windkraft (Dänemark, Irland, Großbritannien), ist jedoch ein gegenteiliger Effekt bemerkbar. Bestehende Erneuerbare Energien werden durch die H<sub>2</sub>-Produktion deutlich besser ausgelastet und erhöhen damit sogar den Anteil erneuerbarer

Energien. Die Emissionsintensität erhöht sich allerdings trotzdem, da ausgehend von einem geringen Niveau trotzdem Gaskraftwerke benötigt werden um die volle H<sub>2</sub>-Produktion zu ermöglichen. Inklusiv der geplanten H<sub>2</sub>-Produktion erreichen somit deutlich weniger Länder die Nachhaltigkeitskriterien, da die Produktion von Wasserstoff die Last erhöht.

Die Nachhaltigkeitskriterien sollen sicherstellen, dass eine tatsächliche CO<sub>2</sub> Reduktion mit dem produzierten Wasserstoff stattfindet. Auch wenn die Emissionen im Stromsystem steigen können, ist einer Senkung der Emissionen im Gesamtsystem möglich, je nach Einsatz des H<sub>2</sub>. Im Folgenden werden die Auswirkungen der Szenarien auf die Gesamtsystem-Emissionen betrachtet. Dazu werden die Emissionen des Stromsektors für jedes Land berechnet. Bei KWK-Betrieb werden Emissionen um einen Fernwärmefaktor reduziert (siehe Kapitel 1.2). Um den Einfluss steigender H<sub>2</sub>-Produktion abzubilden wird die Wasserstoffproduktion graduell von Null bis zum Maximum aus dem vorherigen Szenario erhöht. Der erzeugte Wasserstoff kann in verschiedenen Sektoren eingesetzt werden, um dort die Nutzung fossiler Emissionen zu senken. Ob eine Netto-Einsparung durch den produzierten Wasserstoff erfolgt hängt vom CO<sub>2</sub>-Minderungspotential des jeweiligen Einsatzbereiches ab. Tabelle 1 fasst die Einsparungspotentiale pro Einheit Wasserstoff für verschiedene Routen zusammen. Das größte Emissionsminderungspotential liegt dabei in der Stahlerzeugung beim Ersatz der Hochofenroute (BF/BOF) mit Direktreduktion (DRI). Die geringste Emissionsminderung ergibt sich beim Ersatz von Erdgas in industriellen Prozessen, und beim Ersatz von Erdgas oder Kohle in Kraftwerken zur Stromerzeugung. Zum Vergleich sind auch die Minderungspotentiale pro eingesetzter kWh erneuerbaren Stroms dargestellt. Es ist erkennbar, dass mit Ausnahme der Stahlerzeugung die direkte Nutzung von Strom effizienter als alle Routen über H<sub>2</sub> ist.

Tabelle 1: Emissionsminderungspotential für verschiedene Prozessketten, sowohl pro eingesetzter kWh Wasserstoff als auch eingesetzter kWh erneuerbaren Stroms. Als Elektrolisewirkungsgrad wird 65% angenommen.

Einsatz	kgCO <sub>2</sub> / kWh <sub>H<sub>2</sub></sub>	kgCO <sub>2</sub> / kWh <sub>elec</sub>	Anmerkung
Stahlerzeugung (DRI statt BF/BOF)	0,80	0,52	1,9 tCO <sub>2</sub> / tStahl BF/BOF [8]
			2,5 GWh <sub>H<sub>2</sub></sub> / tStahl DRI [8]
Ammoniakherstellung statt Erdgas-Dampfreformierung	0,36	0,24	6,1 MWh <sub>H<sub>2</sub></sub> / tNH <sub>3</sub> [8]
			8,9 MWh <sub>CH<sub>4</sub></sub> / tNH <sub>3</sub> [8]
			0,25 tCO <sub>2</sub> / MWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>
Schweröl (H <sub>2</sub> )	0,32	0,21	0,32 tCO <sub>2</sub> / MWh <sub>Schweröl</sub>
Schweröl (MeOH)	0,26	0,17	0,80 MWh <sub>MeOH</sub> / MWh <sub>H<sub>2</sub></sub>
Erdgas (Industriell)	0,25	0,16	0,25 tCO <sub>2</sub> / MWh <sub>CH<sub>4</sub></sub>
Strom aus H <sub>2</sub> statt Erdgas	0,15	0,10	60% η <sub>GuD-Kraftwerk</sub>
Strom aus H <sub>2</sub> statt Braunkohle	0,15	0,12	0,37 tCO <sub>2</sub> / MWh <sub>Braunkohle</sub>
			50% η <sub>Braunkohle-Kraftwerk</sub>
Strom direkt statt Erdgas	-	0,42	
Strom direkt statt Braunkohle	-	0,74	
E-PkW statt Diesel-PkW	-	0,93	6 lDiesel /100km
			20 kWh <sub>el</sub> /100km
Wärmepumpe statt Gasheizung	-	0,83	3 COP <sub>Wärmepumpe</sub>
			90% η <sub>Gasheizung</sub>

Abbildung 6 zeigt die Emissionsentwicklung unterschiedlicher Länder H<sub>2</sub> als Funktion der gesamten H<sub>2</sub>-Produktion für eine H<sub>2</sub>-Nutzung in unterschiedlichen Einsatzbereichen. Die Emissionen des Gesamtsystems (EU27+UK+CH+NO, Abbildung 6 links oben) liegen im Szenario 2030 ohne H<sub>2</sub>-Bedarf im Bereich von 240 Mt, im Vergleich zu knapp 800 Mt im Szenario 2021. Der Ausbau erneuerbarer Energien senkt die Emissionen in der Stromerzeugung somit stark. Noch nicht eingerechnet sind hier weitere Emissionssenkungen

in anderen Sektoren aufgrund von Elektrifizierung (z.B. E-Mobilität). Ein voller Ausbau der H<sub>2</sub>-Produktion auf knapp 400 TWh erhöht hingegen die Bruttoemissionen auf knapp 430 Mt im Szenario 2030. Netto zeigt sich jedoch, dass zumindest beim Einsatz in der Stahlproduktion eine starke Emissionsreduktion erfolgt (blaue Linie). Beim Ersatz von im Vergleich weniger CO<sub>2</sub>-intensiven Bereichen wie der Ammoniakherstellung oder dem Ersatz von Schweröl erfolgt netto ein leichter Emissionsanstieg. Betrachtet man die Lage für verschiedene Länder zeigt sich ein differenziertes Bild. In Österreich, das einen sehr hohen Erneuerbaren-Anteil besitzt, bewirken quasi alle Substitutions-Routen eine Netto-Emissionsminderung, zumindest bis zur Hälfte der H<sub>2</sub>-Produktion im Szenario. Auch für Frankreich ist aufgrund der geringen CO<sub>2</sub>-Intensität ein ähnlicher Effekt bemerkbar. In Polen, wo die Emissionsintensität bis 2030 noch eher hoch bleibt, ergeben alle Einsatzbereiche einen Netto CO<sub>2</sub>-Anstieg, jene der Stahl-Route bleiben zumindest konstant.

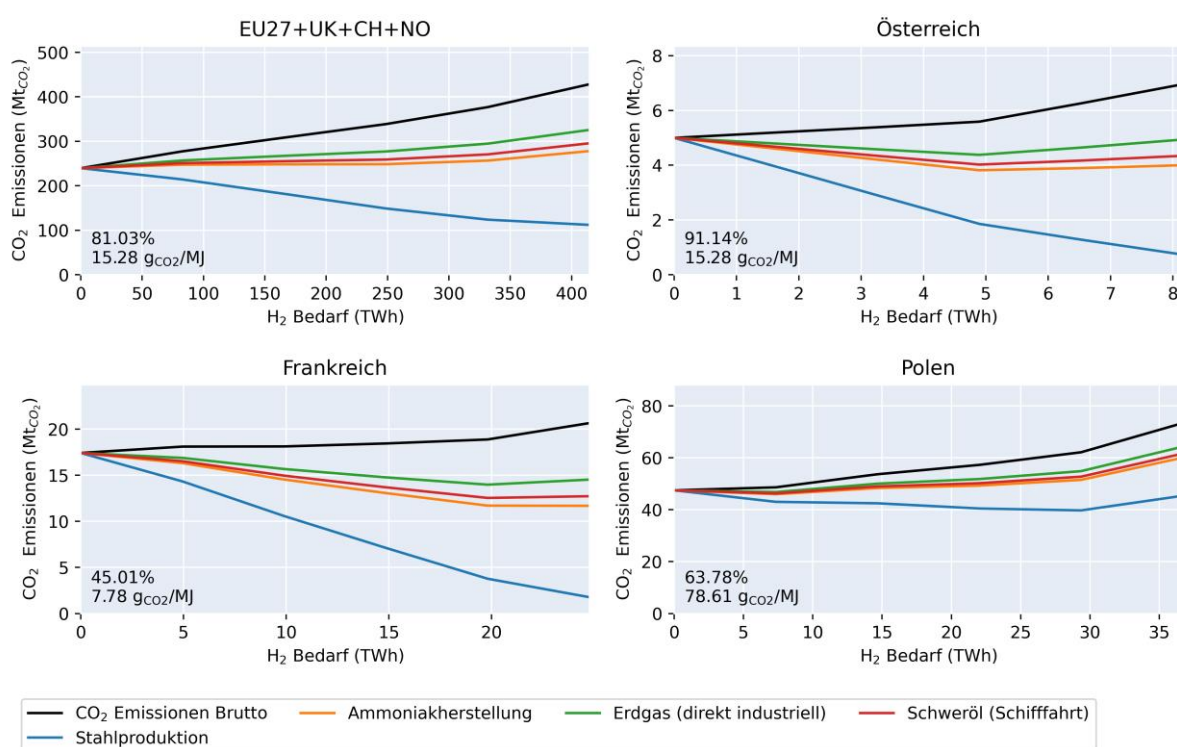


Abbildung 6: Emissionsentwicklungen im Stromsektor bei sukzessivem Hochfahren der Wasserstoffproduktion ausgewählter Länder, berechnet für das Szenario 2030. Eingezeichnet sind sowohl die Bruttoemissionen (schwarz) als auch die Nettoemissionen jeweils unter Annahme von H<sub>2</sub>-Einsatz in bestimmten Bereichen. Links unten angegeben sind auch die Erneuerbaren Anteile und CO<sub>2</sub>-Intensitäten für das Szenario ohne H<sub>2</sub>-Bedarf.

## 5 Zusammenfassung und Diskussion

Die Ergebnisse zeigen, dass die EU-Nachhaltigkeitskriterien für Strombezug aus dem öffentlichen Netz ohne zeitliche Korrelation berechtigt sind. Auch wenn Wasserstoff teilweise über Strom aus fossilen Quellen hergestellt wird, bleibt deren Einsatz bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien oder geringer CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität auf wenige Zeiten im Jahr beschränkt. Die starke Sensitivität auf den Einsatzbereich von Wasserstoff zeigt jedoch, dass weniger der Strommix, sondern mehr der Verwendungszweck von H<sub>2</sub> entscheidend ist. Beim Einsatz in stark CO<sub>2</sub>-intensiven Bereichen wie der Stahlherstellung können auch in Zonen die die Nachhaltigkeitskriterien nicht erfüllen CO<sub>2</sub>-Reduktionen erzielt werden.

Gesamtwirtschaftlich wichtiger als die Nachhaltigkeitskriterien könnte somit ein möglichst effektiver Emissionshandel sein, der den Einsatz von Wasserstoff in emissionsintensiven Bereichen bedingt.

Noch nicht berücksichtigt wurde in dieser Studie der grenzüberschreitende Transport von Wasserstoff („European Hydrogen Backbone“). Wie auch beim Stromtransport ermöglichen H<sub>2</sub>-Pipelines einen zusätzlichen Grad an Flexibilität, was die Emissionen noch einmal senken sollte und eine Verbesserung der Kriterien ermöglicht. Länder mit hohen Ausbauzielen für erneuerbare Energien und geringem H<sub>2</sub>-Bedarf (z.B. Dänemark) könnten durch Wasserstoffexport so auch effektiver die Emissionen in Nachbarländern (z.B. Deutschland) reduzieren.

Die Ergebnisse setzen eine Realisierung der im TYNDP Szenario als „best estimate“ ausgewiesenen Ausbaupfade erneuerbarer Energien voraus. Mit derzeitigen Ausbauraten muss allerdings an dem Erreichen dieser, insbesondere im Bereich der Windkraft, gezweifelt werden. Im Klimaplan- und TYNDP-Szenario wird beispielsweise für Österreich für 2030 eine kumulierte Kapazität von 9 GW angenommen, ausgehend von 3 GW in 2021. Die mittlere jährlich Netto-Zubaurate in den Jahren 2021-2023 lag hingegen bei nur knapp 0,26 GWW und damit deutlich unter der notwendigen Ausbaugeschwindigkeit von etwa 0,80 GW zur Zielerreichung.

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] European Commission, "Commission delegated Regulation (EU) of 10.02.2023 supplementing Directive (EU) 2018/2018 of the European Parliament and of the Council," 10 02 2023. [Online]. Available: [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C\\_2023\\_1087\\_1\\_EN\\_ACT\\_part1\\_v8.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1087_1_EN_ACT_part1_v8.pdf). [Accessed 20 11 2023].
- [2] European Commission, "Commission launches first European Hydrogen Bank auction with €800 million of subsidies for renewable hydrogen production," 2023. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_23\\_5982](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_5982). [Accessed 03 01 2024].
- [3] European Union, "DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources," 2018. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>. [Accessed 03 01 2024].
- [4] European Commission, "Annex to the Commission delegated Regulation (EU) supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council," 10 02 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185>. [Accessed 11 20 2023].

- [5] ENTSO-G und ENTSO\_E, "TYNDP 2024 Scenarios input datasets & methodologies for public consultation," TYNDP2024, 08 2023. [Online]. Available: <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>. [Accessed 03 01 2024].
- [6] P. Lopion, P. Markewitz, D. Stolten and M. Robinius, "Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects," *Energies*, vol. 12, no. 20, p. 4006, 2019.
- [7] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, "Wasserstoffstrategie für Österreich," 2022. [Online]. Available: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/wasserstoff/strategie.html>. [Accessed 04 01 2024].
- [8] A. S. Conde and K. Rechberger, "H2Future Green Hydrogen, Deliverable 9.1, Report on exploitation of the results for the steel industry in," 2021.