

Methodenbeschreibung – HydIx

Version 1.0

Paul Butschbacher,

Christian Furtwängler,

Lukas Zwieb

Dezember 2025

Die SEG ist eine Einrichtung im Auftrag des

 Bundesministerium
Wirtschaft, Energie
und Tourismus

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung und Konzept	3
2	Begriffsbestimmungen	3
3	Indextypen, Datenquellen und zeitlicher Ablauf	4
3.1	Überblick Indextypen	4
3.2	Datenquellen und Datenverarbeitung	5
3.2.1	Strompreisdaten	5
3.2.2	Erzeugungsprofildaten (für HydIx Island)	6
3.2.3	Technische und finanzielle Parameter	6
3.3	Methodik der HPFC-Bildung	8
4	Mathematische Beschreibung der H2-Indizes	9
4.1	LCOH-Berechnung	9
4.2	Modell zur Bestimmung eines optimalen Hybridparks (HydIx Island)	9
5	Versionshistorie	10
Abbildungsverzeichnis		10
Tabellenverzeichnis		10

1 Einführung und Konzept

Im Rahmen der Servicestelle Erneuerbare Gase hat die AEA neue Wasserstoffindizes für relevante Anwendungsfälle entwickelt. Diese haben zum Ziel, die aktuelle Kostensituation verschiedener neuer Elektrolyseprojekte angemessen abzubilden und eine Orientierung für Marktteilnehmer und die interessierte Öffentlichkeit zu geben.

Dabei werden verschiedene Indizes aus Investitionssicht und ein tagesaktueller Index aus Betriebssicht modelliert.

Aus Sicht eines Interessenten zur Investition in einen Elektrolyseur zur Erzeugung grünen Wasserstoffs steht die Refinanzierung seiner hohen Anfangsinvestitionen im Vordergrund. Daher muss er eine vollkostenbasierte Sichtweise einnehmen und seine Erzeugungskosten pro produzierter Menge Wasserstoff (Levelized Costs of Hydrogen, LCOH) einer heutigen Investitionsentscheidung betrachten.

Die verschiedenen entwickelten Wasserstoffindizes werden in diesem Methodikdokument beschrieben.

2 Begriffsbestimmungen

Im Folgenden werden wesentlichen Begriffe zur Berechnungsmethode der H2-Indizes angeführt und beschrieben.

Tabelle 1: Begriffsbestimmungen zur Berechnungsmethode der H2-Indizes

Bezeichnung	Beschreibung
HydIx	Wasserstoff-Index.
Optimierungszeitraum	Zeitraum, für den der Betrieb eines Elektrolyseurs modelliert wird.
Stichtag (Cut-off)	Tag, dessen Informationsstand (z.B. aktuelle Strom-Future-Notierungen, bis zu diesem Zeitpunkt bekannte historische Strom-Großhandelspreisverläufe oder erneuerbare Erzeugungskurven) der Berechnung der Indizes zugrunde liegt.
LCOE (Levelized Costs of Electricity)	Stromgestehungskosten einer bestimmten Technologie (Vollkostenbetrachtung) unter Berücksichtigung von Kapitalkosten und Inflationsparametern.
LCOH (Levelized Cost of Hydrogen)	Gestehungskosten des per Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs (Vollkostenbetrachtung) unter Berücksichtigung von Kapitalkosten und Inflationsparametern.
HPFC (Hourly Price Forward Curve)	Stündliche zukünftige Strompreiskurve, erzeugt auf Basis aktueller Future-Preisnotierungen und historischen Preisverläufen.
FLH (Full-Load Hours)	Stundenzahl pro Jahr, die bilanziell der Erzeugungsmenge des Jahres entspricht, hätte eine Anlage nur in Volllast produziert.
OPEX	Betriebskosten (aus dem engl. „Operational Expenditures“)
CAPEX	Kapitalkosten (aus dem engl. „Capital Expenditures“)
SEG	Servicestelle Erneuerbare Gase

3 Indextypen, Datenquellen und zeitlicher Ablauf

3.1 Überblick Indextypen

	HydIx Island	HydIx Market Fix	HydIx Market Opt	HydIx Tomorrow
Kurzbeschreibung	Kosten Elektrolyseur und Hybridpark Wind/PV/ Batteriespeicher	Kosten Elektrolyseur mit fixen Volllaststunden über 15 Jahre	Kosten Elektrolyseur mit optimierten Volllaststunden über 15 Jahre	Betriebskosten Elektrolyseur bei optimiertem Einsatz am Folgetag
Kosten	CAPEX + OPEX			OPEX
Strombezug	Inselnetz	Stromnetzgebundenes System		
Erneuerbarer Wasserstoff?	EE-Wasserstoff nach RED II/Delegated Act	Erneuerbarer Wasserstoff nach RED II/Delegated Act, sobald EE-Anteil im Netz >90%		
Methodisches Vorgehen	Optimierung Hybridpark PV/Wind/Batterie	Bildung einer HPFC aus Futurepreisen und Spotmarktpfiflen	Optimierung anhand Day-Ahead-Preisen	
Häufigkeit neuer Werte	Jahresupdates	Monatsupdates	Tagesupdates	

Abbildung 1: Überblick über vier Anwendungsfälle

1) Hybridpark-Index (HydIx Island)

Ein Elektrolyseur zur Produktion grünen Wasserstoffs wird gebaut und mit Strom über eine Direktleitung zu einem optimierten Hybridpark aus (potenziell) Wind, PV und einem Batteriespeicher betrieben. So wird ein erneuerbarer, stabiler Bezugsstrom sichergestellt. Dieser Wert wird einmal im Jahr geupdatet, wobei CAPEX-Werte für PV-Speicher, sowie CAPEX und OPEX-Werte für PV und Wind auf Basis aktueller Literaturwerte zu Gestehungskosten zu einem mittleren Stromgestehungspreis verrechnet (LCOE) werden. Für die Erneuerbaren-Profile werden aktuelle Erzeugungsprofile der jeweiligen erneuerbaren Energieträger genutzt. Es wird eine Kapitalkostenberechnung (Net Present Value) zur Bestimmung von Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) durchgeführt.

2) Netzbezug-Vollkostenindex mit fixen Volllaststunden (HydIx Market Fix)

Ein Elektrolyseur zur Produktion grünen Wasserstoffs wird gebaut und mit direkt aus dem Stromnetz bezogenen Strom betrieben. Dabei wird eine *optimale Auswahl der Betriebsstunden* für zukünftige Jahre anhand der stündlichen Großhandelspreise für Strom vorgenommen, wobei diese Strompreise mithilfe einer aktuellen Hourly Price Forward Curve (HPFC) bestimmt werden. Es wird eine Kapitalkostenberechnung (Net Present Value) zur Bestimmung der resultierenden Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) durchgeführt.

3) Netzbezug-Vollkostenindex mit optimierten Volllaststunden (HydIx Market Opt)

Ein Elektrolyseur zur Produktion grünen Wasserstoffs wird gebaut und mit direkt aus dem Stromnetz bezogenen Strom betrieben. Dabei wird eine *optimale Bemessung und Auswahl* der Betriebsstunden für zukünftige Jahre anhand der stündlichen Großhandelspreise für Strom vorgenommen, wobei diese Strompreise mithilfe einer aktuellen Hourly Price Forward Curve (HPFC) bestimmt werden. Es wird eine

Kapitalkostenberechnung (Net Present Value) zur Bestimmung der resultierenden Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) durchgeführt.

4) Netzbezug-Betriebskostenindex für den Folgetag (HydIx Tomorrow)

Ein Elektrolyseur zur Produktion grünen Wasserstoffs wird gebaut und mit direkt aus dem Stromnetz bezogenen Strom betrieben. Dabei wird eine optimale Auswahl der günstigsten Betriebsstunden für den Folgetag anhand der Großhandelspreise für Strom vorgenommen. Im Gegensatz zu den anderen Indizes werden lediglich die Betriebskosten des Elektrolyseurs am Folgetag abgebildet.

Die Indizes werden in der Regel automatisiert berechnet und veröffentlicht und die inhaltliche stichprobenartig geprüft. Die Berechnung der ersten drei Indizes findet am 19.1. bzw. am 19. des jeweiligen Monats (oder am darauffolgenden Werktag¹) statt, d.h. auf Basis des letzten Datenstandes des Stichtags 18.1. oder des 18. des jeweiligen Monats.

Tabelle 2: Veröffentlichungsfrequenz der Wasserstoffindizes

Index	Frequenz	Veröffentlichung
HydIx Island	Jahresupdates	am 19.01. des Jahres (oder am folgenden Werktag)
HydIx Market Fix	Monatsupdates	am 19. des Monats (oder am folgenden Werktag)
HydIx Market Opt	Monatsupdates	am 19. des Monats (oder am folgenden Werktag)
HydIx Tomorrow	Tagesupdates	Täglich (Update ca. 17 Uhr) oder am folgenden Werktag

3.2 Datenquellen und Datenverarbeitung

3.2.1 Strompreisdaten

Die Preisinformationen, die in die Hourly Price Forward Curve (HPFC) für die Indizes HydIx Market Opt und HydIx Market Fix eingehen, setzen sich aus folgenden Quellen zusammen:

- Future-Preis-Notierungen für Jahre, Quartale und Monate werden auf Basis der Stromfuture-Produkte für das österreichische Marktgebiet (EEX Austrian Power Futures) abgeleitet. Dabei werden nur Produkte für die kontinuierliche Lieferung (24 Stunden) von Strom berücksichtigt („Base“). Da die Berechnung für die Indexvarianten HydIx market fix und HyDix market opt jeweils am 19. eines Monats erfolgt, ist dabei der letzte Datenstand des 18. (des Vortags) ausschlaggebend.
- Kurzfristige Strompreise werden aus den Marktkopplungspreisen der Day-Ahead-Auktion abgeleitet: Diese werden von der Transparenzplattform der europäischen Netzbetreiber (Entso-E Transparency) bezogen. Dabei entspricht der letzte berücksichtigte Tag jeweils dem Tag der aktuellen Berechnung (also z.B. dem 19. des Monats für die Indexvarianten HydIx market fix und HyDix market opt)

¹ Sollte ein manueller Upload der aktuellen Daten auf die SEG-Website erfolgen, wird dieser nicht an Wochenenden oder gesetzlichen Feiertagen durchgeführt.

- Grundsätzlich ist auch die Berücksichtigung möglicher zukünftig zu zahlender Netzkosten-Komponenten durch die Methodik vorgesehen. Zum Stand der Erstveröffentlichung des Index wird jedoch von einer Befreiung der jeweiligen Elektrolyseanlage von Netznutzungsentgelten im laufenden Betrieb ausgegangen.

In den kurzfristigen Index HydIx Tomorrow gehen folgende Preise ein:

- Kurzfristige Strompreise werden aus den Marktkopplungspreisen der Day-Ahead-Auktion abgeleitet: Diese werden von der Transparenzplattform der europäischen Netzbetreiber (Entso-E Transparency) bezogen. Dabei entspricht der letzte berücksichtigte Tag jeweils dem Folgetag der aktuellen Berechnung.

3.2.2 Erzeugungsprofildaten (für HydIx Island)

Für den Index, der dem Index HydIx Island zugrunde liegt, werden erneuerbare Erzeugungsprofile für Wind- und PV-Anlagen von der Open-Data-Plattform www.renewables.ninja (Datenquelle MERRA-2 Reanalyse) bezogen. Diese sind unter der Creative Commons-Lizenz CC BY-NC 4.0 für nicht-kommerzielle Zwecke freigegeben und nutzbar.

Die Profile werden für den Standort (48.195 N, 16.334 E), d.h. einen Standort in Wien abgerufen. Zur Normierung wird bei der Profilerzeugung jeweils eine installierte Leistung von 1 MW unterstellt.

Erzeugungsdaten PV

- Es werden Profile für PV-Anlagen verschiedener Ausrichtung bestimmt, darunter PV-Anlagen mit Südausrichtung und 35° Modulneigung, PV-Anlagen mit Südausrichtung und 90° Modulneigung, ost- und westausgerichtete PV-Anlagen, sowie 2-achsige PV-Anlagen.

Erzeugungsdaten Wind

- Es wird das Profil für ein Vestas V90 2 MW-Windrad mit einer Nabenhöhe von 80 m genutzt.

3.2.3 Technische und finanzielle Parameter

Elektrolyseur-Parameter:

Die technischen Parameter des betrachteten Elektrolyseurs werden mit jährlichem Update in Abstimmung mit den Erhebungen des jährlich erscheinenden [SEG-Marktberichts](#) bestimmt. Es wird bei allen Indexvarianten von einem Protonen-Austausch-Membran- (PEM-)Elektrolyseur ausgegangen. Die Daten werden dabei spezifisch auf 1 MW installierte Elektrolyseur-Leistung erhoben. Die dabei jährlich zu aktualisierenden Parameter umfassen:

- Spez. Investitionskosten (im Jahr 2024: 3200 €/kW)
- Anfangswirkungsgrad (im Jahr 2024: 67%)
- Degradation (im Jahr 2024: 0,0002 %)
- Lebensdauer (im Jahr 2024: 15 Jahre)
- Betriebskosten für Instandhaltung: (im Jahr 2024: 1% der Investkosten)
- Betriebskosten für Personal (im Jahr 2024: 1% der Investkosten)
- Wasserkosten (im Jahr 2024: EUR/Kilogramm der Wasserstoff)

Finanzierungsparameter:

Die Bestimmung eines angemessenen Zinssatzes, der in der Vollkostenberechnung zur Bestimmung der LCOH genutzt wird, erfolgt unter Nutzung des sogenannten Capital Asset Pricing Models (CAPM). Dabei wird bei der Berechnung jährlich aktualisierter Zinssätze analog zum Vorgehen des SEG-Marktberichts vorgegangen. Die Berechnung ist Formel 1 zu entnehmen.

Formel 1: Bestimmung eines Diskontierungzinssatzes (WACC)

$$WACC(\text{vor Steuern}) = EKQ \cdot EKK \cdot \frac{1}{1-s} + FKQ \cdot FKK$$

$$FKK = i_{rf} + i_{FK}$$

$$EKK = i_{rf} + i_{erp} \cdot \beta$$

$$EKQ + FKQ = 1$$

$$\beta = \beta^u \cdot (1 + (1 - s) \cdot \frac{FKQ}{EKQ})$$

Mit:

EKQ : Eigenkapitalquote

EKK : Eigenkapitalkosten

FKQ : Fremdkapitalquote

FKK : Fremdkapitalkosten

s : Steuersatz

i_{rf} : Risikoloser Zinssatz

i_{FK} : Risikoprämie FK

i_{erp} : landesspezifische Equity-Risk-Prämie

β : levered Beta-Faktor

β^u : unlevered Beta-Faktor (branchenspezifisch und landes-/regionspezifisch)

Zur Bestimmung geeigneter Equity-Risk-Prämien für Österreich und Beta-Faktoren werden öffentlich zugängliche Werte eines in diesem Bereich führenden Professors der New York University genutzt. Er führt [diese Auswertungen](#) standardisiert in regelmäßigen Abständen durch und stellt sie auf seiner Homepage frei zugänglich zur Verfügung (Updates erfolgen in der Regel jährlich zu Beginn des Jänners). Da der Betrieb einer Elektrolyse zu energiewirtschaftlichen Zwecken keiner Branche eindeutig zuordenbar ist, jedoch von einem höheren Risikoniveau im Vergleich zu anderen energiewirtschaftlichen Akteuren ausgegangen werden kann, werden dabei die Beta-Faktoren der Branche Chemicals (Specialty) genutzt.

Für den risikolosen Zinssatz wird der für Österreich empfohlene Wert aus der Quartalsveröffentlichung des Beratungsunternehmens KPMG in der letzten verfügbaren Quartalsveröffentlichung vor dem 19.1. des jeweiligen Jahres zugrunde gelegt.

- Risikoloser Zinssatz (im Jahr 2024: 2,37%)
- Equity Risk Premium (im Jahr 2024: 5,18%)
- Unlevered Beta (im Jahr 2024: 0,98)
- Risikoprämie Fremdkapital (im Jahr 2024: 4,5%)
- Steuersatz (entspricht Körperschaftssteuersatz; im Jahr 2024: 23%)
- Fremdkapitalquote (im Jahr 2024: 40%)
- Eigenkapitalquote (im Jahr 2024: 60%)
- Resultierender WACC vor Steuern (im Jahr 2024: 10,58%)

Investitionskosten der Komponenten des Inselsystems:

Die spezifischen Komponentenkosten für PV-Anlagen, Wind-Anlagen und Batteriesysteme werden im Einklang mit den Kostenerhebungen des [EAG-Gutachtens zur Bestimmung von Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes \(EAG\)](#) jährlich zum Veröffentlichungszeitpunkt 19.1. aktualisiert. Sollte keine passende Datengrundlage verfügbar oder veröffentlicht sein, wird als Ersatzwert auf Erhebungen des [World Energy Outlooks](#) der IEA zurückgegriffen.

3.3 Methodik der HPFC-Bildung

Die Datenquellen zur Bildung der Hourly Price Forward Curve (HPFC) werden in Kapitel 3.2.1 beschrieben. Die Preisverläufe zukünftiger Jahre werden abgeschätzt, indem die Day-Ahead-Preisstruktur des Vorjahres (d.h. durchschnittliche Abweichungen je nach Wochenstunde) auf die bekannten Future-Preisnotierungen der kommenden Monate, Quartale und Jahre mit Handelsergebnisse aufmoduliert werden.

Abbildung 2 veranschaulicht das Prinzip der HPFC-Bildung: die Struktur der kurzfristigen Day-Ahead-Preise gruppiert sich um durchschnittliche Preisniveaus der jeweiligen Future-Notierungen, wobei extreme Preisausschläge der historischen Datengrundlage durch die Mittelwertbildung abgemildert werden.

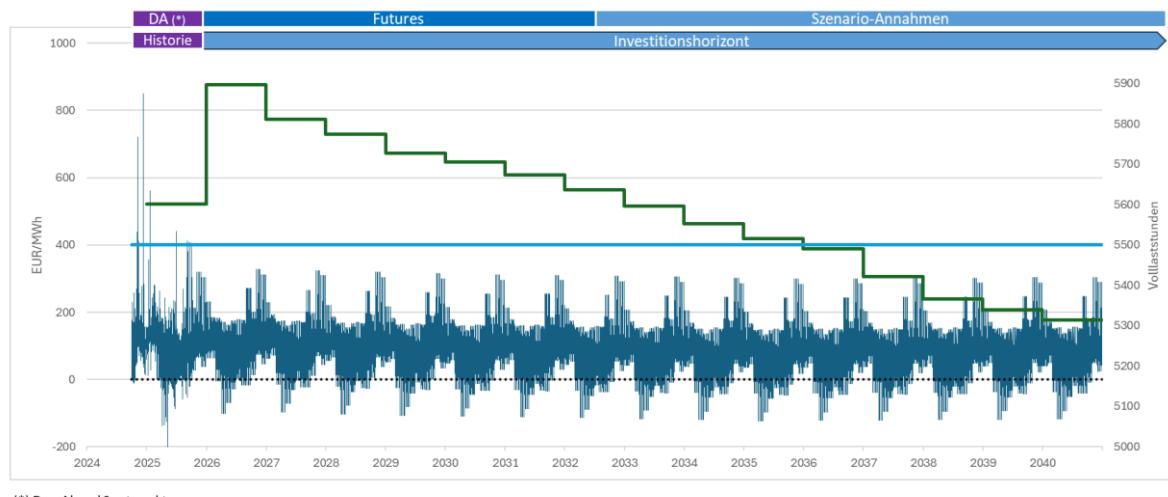


Abbildung 2: Beispiel für Entwicklung der HPFC (Stichtag 19.10.2025)

4 Mathematische Beschreibung der H2-Indizes

4.1 LCOH-Berechnung

Die Levelized Cost of Hydrogen bestimmen sich unabhängig von der betrachteten Indexversion nach der folgenden Formel:

Formel 2: Bestimmung von Levelized Costs of Hydrogen

$$LCOH \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{P_t}{(1+r)^t}}$$

Mit I_t : Investitionskosten zum Jahr t , B_t : Betriebskosten zum Jahr t , P_t : Wasserstoff-Produktion [in kg] im Jahr t , n : Lebensdauer, r : Zinssatz (WACC). Zur Umrechnung der Werte aus der Einheit $\left[\frac{\text{EUR}}{\text{MWh}} \right]$ in $\left[\frac{\text{EUR}}{\frac{\text{kg}}{\text{kWh}}} \right]$ wird das Ergebnis durch 1000 geteilt (zur Umrechnung in €/kWh) und mit Heizwert-Faktor 33,33 $\frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$ multipliziert.

4.2 Modell zur Bestimmung eines optimalen Hybridparks (HydIx Island)

Die optimale Konfiguration des Hybridparks für den HydIx Island wird mit einem Optimierungsmodell ermittelt, dass die kostenminimale Investition in die Technologien eines Hybridparks aus Wind- und PV-Anlagen, sowie Batterie- und Wasserstoffspeichern unter der Vorgabe einer Elektrolyseleistung von einem MW und einer Jahresproduktion von mindestens 1 MWh Wasserstoff bestimmt.

Formel 33: Zielfunktion des Optimierungsproblems zur Bestimmung eines optimalen Hybridparks

$$\min \sum_{t \in T} cost_t^{gen} \cdot cap_t^{gen} + cost_{battery}^{power} \cdot cap_{battery}^{power} + cost_{battery}^{energy} \cdot cap_{battery}^{energy} + cost_{h2storage}^{power} \\ \cdot cap_{h2storage}^{power}$$

Mit cap_t^{gen} , $cap_{battery}^{power}$, $cap_{battery}^{energy}$, $cap_{h2storage}^{power} \geq 0$, $T = \{\text{Wind}, \text{PV}_{\text{Süd, vertikal}}, \text{PV}_{\text{Süd, 35°}}, \text{PV}_{\text{2-achsigt}}, \text{PV}_{\text{West}}, \text{PV}_{\text{Ost}}\}$

Die Nebenbedingungen umfassen dabei folgende Gleichungen:

- (i) Erzeugungslimit Wind & PV
- (ii) Beladungslimit Batterie (Leistung)
- (iii) Entladungslimit Batterie (Leistung)
- (iv) Oberes Kapazitätslimit Batterie
- (v) Unteres Kapazitätslimit Batterie
- (vi) Erzeugungslimit Wasserstoff

- (vii) Ladestandsübergabe Batterie
- (viii) Gleichgewichtsbedingung Strom

Als Ergebnis ergeben sich optimierte installierte Leistungen für die betrachteten Technologien.

5 Versionshistorie

Tabelle 3: Versionshistorie

Datum	Version	Beschreibung	Betroffene Kapitel
11.12.2025	V 1.0	Erstveröffentlichung	alle

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick über vier Anwendungsfälle.....	4
Abbildung 2: Beispiel für Entwicklung der HPFC (Stichtag XX.XX.2025).....	8
Abbildung 3: Logo quer ohne Hintergrund	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 4: Logo quadratisch ohne Hintergrund.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 5: Logo nur Akronym ohne Hintergrund.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 6: Das ist ein Diagramm	Fehler! Textmarke nicht definiert.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Begriffsbestimmungen zur Berechnungsmethode der H2-Indizes.....	3
Tabelle 2: Veröffentlichungsfrequenz der Wasserstoffindizes	5
Tabelle 3: Versionshistorie	10
Tabelle 4: Das ist eine Tabelle	Fehler! Textmarke nicht definiert.