

Betr.: Bedarf für kurzfristige Leistungen aus dem Rahmenvertrag der Abteilung III

Leistungsbeschreibung

1. Thema, Ausgangslage, Handlungsbedarf

Der Koalitionsvertrag sieht ein Monitoring zum Stand der Energiewende bis zum Sommer 2025 vor: „Wir werden ein Monitoring in Auftrag geben, mit dem bis zur Sommerpause 2025 der zu erwartende Strombedarf sowie der Stand der Versorgungssicherheit, des Netzausbaus, des Ausbaus der erneuerbaren Energien, der Digitalisierung und des Wasserstoffhochlaufs als eine Grundlage der weiteren Arbeit überprüft werden. Wir stehen für eine konsequente Ausrichtung aller Bereiche auf Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit.“

KA3 und IIB5 möchten die BET Consulting GmbH mit den unten beschriebenen strategischen Beratungsleistungen über den Rahmenvertrag der Abteilung III des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) beauftragen, um kurzfristig das im Koalitionsvertrag genannte Monitoring der Energiepolitik zu den o.g. Themenfeldern durchzuführen. Die Nutzung des Rahmenvertrags ermöglicht insb. die Einhaltung des extrem ambitionierten Zeitplans.

2. Inhaltliche Anforderungen:

2.1 Ziel des Auftrags

Ziel des Auftrags ist es, einen Bericht zu erstellen, welcher insbesondere folgende Themen abdeckt:

- zu erwartender Strombedarf,
- Stand der Versorgungssicherheit,
- Stand des Netzausbaus,
- Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien,
- Stand der Digitalisierung,
- Stand des Wasserstoffhochlaufs,

jeweils hinsichtlich der bisherigen Ziele der Bundesregierung einschließlich deren Erreichbarkeit, Konsistenz und der damit verbundenen Kosten. Ausgehend von der Bestandsaufnahme (AP 1) ist zu fragen, ob es einer Neuausrichtung der Energiepolitik bedarf, um bei der Umsetzung nationaler und europäischer Klimaziele Kosten zu minimieren und Versorgungssicherheit zu gewährleisten (AP 2). Eine konsequente Ausrichtung aller Bereiche auf Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit ist Leitschnur des Monitorings und der darauf aufbauenden Handlungsoptionen.

Das Monitoring soll Grundlage der Ausrichtung der Energiepolitik auf einen konsistentes Energiesystem mit einem netz- und systemverträglichen Ausbau der erneuerbaren Energien, einer Kraftwerksstrategie, einem effizienten Netzausbau und -betrieb,

einem gezielten und systemdienlichen Speicherausbau und mehr Flexibilität unter Berücksichtigung von Interdependenzen und grenzüberschreitenden Bezügen sein.

Das Vorhaben soll Entscheidungsbedarfe und Handlungsoptionen darstellen, die für die zukünftige Energiepolitik im Rahmen des energiepolitischen Zieldreiecks und den Zielen des §1 Absatz 1 EnWG bestehen, einschließlich der Rolle einzelner Energieträger bei der Transformation (insb. EE, Gas, H₂) und der Bedeutung unsicherer Entwicklungspfade der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Es ist ein Ansatz zugrunde zu legen, der Transformation, wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit und soziale Ausgewogenheit zusammenbringt und auf Innovationen setzt, um die gesetzlichen Ziele zu Versorgungssicherheit und Klimaschutz auf möglichst kosteneffizientem Weg zu erreichen.

Der Bericht soll aus Zeitgründen insbesondere auf der Grundlage bereits vorliegender Studien und Berichte erstellt werden und das gesamte Energiesystem (Elektronen und Moleküle) betrachten. Eigene Modellierung ist – wenn überhaupt – nur punktuell erforderlich. Die Kosten der Transformation sind vorwiegend aus bestehenden Studien und Berichten abzuleiten. Diesen sind mögliche Einsparungen aus den Handlungsoptionen für eine Neuausrichtung der Energiepolitik (AP 2) gegenüberzustellen. Ein Begleitkreis soll die Praxisrelevanz der Ergebnisse und die Einbindung in den energiewirtschaftlichen Diskurs sicherstellen.

Bei den untersuchten Szenarien soll ein Fokus auf Szenarien gelegt werden, die die Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks einhalten: Preisgünstigkeit, Versorgungssicherheit sowie nationale und europäische Klimaschutzziele (u.a. KSG, EU-ESR). Wo analysierte Szenarien von diesen Zielen abweichen, soll darauf explizit hingewiesen werden. Außerdem soll dargestellt werden, welche Industriestruktur, welche Importstruktur (insb. bei Strom und Wasserstoff) und welche internationalen CO₂-Preise in den Szenarien und eventuellen Sensitivitäten unterstellt werden.

Die zu erarbeitenden Handlungsoptionen sind nicht an die bisherigen Zielszenarien der Bundesregierung gebunden. Es ist explizit eine kritische Auseinandersetzung mit diesen Szenarien und deren Annahmen gewünscht, insb. wenn diese nicht alle tatsächlich bestehenden Restriktionen und Kosten sowie technologische Optionen in den Blick genommen haben sollten.

2.2 Hintergrund und Problemstellung

Kurzfristig sind weitreichende Entscheidungen und Weichenstellungen in der Energiepolitik erforderlich. Das gilt insbesondere mit Blick auf die bestehenden und zukünftig erforderlichen Erzeugungskapazitäten für Strom und Wasserstoff sowie für die leitungsgebundenen Infrastrukturen, also die Netze für Strom, für Gase und für Wärme und ggf. auch weitere Infrastrukturen (LNG-Terminals, Terminals für Wasserstoff und Wasserstoffderivate, Speicher). Dies gilt auch für die Frage, welcher Energiemix und welche Infrastrukturen in den Bereichen Verkehr, Gebäude und Industrie zu welchen Kosten angeboten werden können.

2.3 Zu erbringende Leistungen

Folgende Leistungen sind Gegenstand der Beauftragung:

AP1: Monitoring zum Stand der Energiewende

UAP 1.1 Analyse des zu erwartenden Strombedarfs

Für die Planung des erforderlichen Netz-, EE- und Kraftwerkausbaus ist die Entwicklung des Strombedarfs eine zentrale Grundlage. Die genaue Höhe ist jedoch unsicher.

Eine Vielzahl von Studien machen Aussagen zum zukünftigen Strombedarf. Diese unterscheiden sich in Methodik und Ergebnissen teils erheblich: Einige Studien sind Projektionen auf Grundlage derzeitiger oder erwartbarer Entwicklungen, in denen die Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks teils verfehlt werden, andere basieren auf Zielerreichungsszenarien und erreichen die Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks. Unterschiede und Unsicherheiten bestehen beispielsweise dahingehend, ob die Klimaziele eingehalten oder verfehlt werden, welche Annahmen zur Industriestruktur getroffen werden, in welchem Umfang Wasserstoff nachgefragt, importiert oder inländisch produziert wird, welche Effizienzfortschritte erreicht werden sowie inwieweit bspw. CCS eingesetzt wird.

Die Auftragnehmer (AN) sollen vor diesem Hintergrund die Entwicklung des Strombedarfs zwischen 2025 und 2045 in den verschiedenen Sektoren analysieren: Haushalte, GHD (inkl. Datenzentren), Verkehr, Industrie, H2-Elektrolyse, Fernwärme.

Auf dieser Grundlage sollen Spannbreiten der erwartbaren Entwicklung dargestellt, robuste Trends abgeleitet und zentrale Unsicherheiten aufgezeigt werden, welche für die Entwicklung des zu erwartenden Stromverbrauchs von Bedeutung sind. Unter anderem soll hierbei auf folgende Faktoren eingegangen werden:

- zu erwartendes Ausmaß und Tempo der Elektrifizierung in Endverbrauchssektoren (u.a. E-Mobilität, Heizungen, Prozesswärme)
- Ausmaß und zu erwartender Stromverbrauch durch H2-Elektrolyse und Fernwärmeerzeugung
- Nutzung von CCS in den Nachfragesektoren (z.B. statt Elektrifizierung)
- Entwicklung der Energieeffizienz (u.a. im Gebäudesektor), inkl. der Auswirkungen eventueller Zielverfehlungen bei Energieeffizienzzielen
- Stromverbrauch von Rechenzentren
- Annahmen zum Wirtschaftswachstum und zur zukünftigen Industriestruktur (u.a. zu angenommenen Produktionsmengen und eingesetzten Technologien)
- Annahmen zu Wasserstoff hinsichtlich dessen Herstellung (Verfügbarkeit, Produktionsart, Anteil der heimischen Produktion, Preise) und Nachfrage (welche Mengen in welchen Sektoren)

Die Aussagen zu zukünftigen Strombedarfen sollen u.a. entlang der folgenden Dimensionen analysiert werden:

- Wahrscheinlichkeit des Eintritts, sofern bewertbar,
- Kompatibilität mit Erreichung der nationalen und europäischen Klimaziele und deren nationaler Umsetzung, wie z.B. im DEU NECP-Update von 2024 dargestellt,

- Kompatibilität mit dem Erhalt und der Weiterentwicklung der deutschen Industriestruktur,
- Kompatibilität mit zu erwartendem Tempo des Stromnetzausbaus,
- Kompatibilität mit erwarteten Preistrends.

Zusammenfassend soll dargelegt werden, welche der analysierten Faktoren und Annahmen in welchen Sektoren kurz-, mittel- und langfristig in welchem Ausmaß relevant sind für die Entwicklung des Stromverbrauchs.

Es sollen hierbei u.a. folgende Studien berücksichtigt werden: BMBF/Ariadne 2025 („Szenarien zur Klimaneutralität 2045“), Aurora Energy Research 2025 („German Power and Renewables Market Forecast“), BDI/BCG 2025 („Energiewende auf Kurs bringen“), EnBW/Aurora 2025 („Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040“), UBA 2025 („Treibhausgas-Projektionen für Deutschland“), 50Hertz/E-Venture 2024 („Stromverbrauch bis 2045“), Agora 2024 („Klimaneutrales Deutschland“), BMW-E-Langfristszenarien, McKinsey 2024 („Zukunftspfad Stromnachfrage“), BDI 2021 („Klimapfade 2.0“). Des Weiteren zu spezifischen Themen u.a.: Dena (2024): „Stand und Entwicklung des Rechenzentrumsstandorts Deutschland“ und ÜNB-Abfrage zu Anschlussmeldungen.

Darüber hinaus sollen die Ergebnisse der Studien mit dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Szenariorahmen der Netzentwicklungsplanung 2025-2037/45 verglichen werden. Dazu sollen die o.g. Zahlen insbesondere auch für das Stichjahr 2037 dargestellt werden, ggf. durch Interpolation/Extrapolation.

Zu Zwecken der Vergleichbarkeit sollten alle Annahmen transparent gemacht werden (insbesondere zu den oben genannten Faktoren und Dimensionen) und der sektorübergreifende Gesamtstromverbrauch einheitlich als Bruttostromverbrauch ausgewiesen werden. Dazu sollte in der Auswertung der Studien eine konsistente Methodik bzw. konsistente Zahlen angewandt werden zur Berücksichtigung von Netz- und Speicherverlusten sowie zum Stromverbrauch des Umwandlungsbereichs. Um die Vergleichbarkeit mit dem NEP zu gewährleisten, kann dies z.B. auf Basis der im NEP hierfür unterstellten Werte geschehen.

UAP 1.2 Analyse des Stands der Versorgungssicherheit

Aus Sicht des BMW-E stützt sich die Versorgungssicherheit Strom auf vier Säulen:

- (1) Marktseitige Versorgungssicherheit (resource adequacy), die beschreibt, ob zu jeder Zeit die Stromnachfrage durch ausreichend gesicherte Leistung (Erzeugung, flexible Last, Speicher) gedeckt werden kann (Ergebnis am Strommarkt).
- (2) Transportfähigkeit (transmission adequacy), die beschreibt, ob das Strommarktergebnis durch ausreichend Transportkapazitäten im Stromnetz abgebildet werden kann.
- (3) Systemstabilität, die beschreibt, inwiefern die technischen und betrieblichen Grenzwerte im Normalbetrieb eingehalten werden und ob die Fähigkeit, nach einer Störung zuverlässig in den Normalzustand zurückzukehren, gegeben ist.
- (4) Krisenvorsorge und -bewältigung Strom, bei der gefragt wird, ob angemessene Maßnahmen, die der Vorbereitung auf Krisen und Nottfälle und deren Beherrschung dienen, bestehen.

Alle Bereiche der Versorgungssicherheit werden in unterschiedlichen Prozessen regelmäßig untersucht. Diese Prozesse sollen das Thema Versorgungssicherheit umfassend monitoren und bewerten sowie Handlungsoptionen ableiten.

Mit den Versorgungssicherheitsberichten der BNetzA und ENTSO-E, den Bedarfs- und Langfristanalysen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der Roadmap Systemstabilität sowie dem Systemstabilitätsbericht der Übertragungsnetzbetreiber bestehen institutionalisierte/rechtlich verankerte Analysen. Daneben existieren weitere Monitoringprozesse, wie etwa der Monitoringbericht von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, der SAIDI-Index, die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik des FNN sowie zu den Fortschritten der Roadmap Systemstabilität. Zu beachten ist allerdings, dass für ein besseres Monitoring hinsichtlich der Verfügbarkeit ausländischer Kraftwerke bisher kein robuster Qualitätscheck besteht, der unter anderem eine hohe Qualität der übermittelten Kraftwerksdaten garantiert.

In diesem Unterarbeitspaket sollen auf Grundlage der bestehenden rechtlichen Vorgaben, Prozesse und Analysen die Stärken und Schwächen bestehender Analysen und Instrumente benannt, eine Bewertung zu den einzelnen Dimensionen der Versorgungssicherheit abgegeben und die Ergebnisse in AP 2 in Handlungsoptionen zusammengeführt werden. Einzubeziehen in die Analyse sind neben den Prognosen zur Entwicklung steuerbarer Kapazitäten, Power-to-X etc., deren angenommenen Beiträgen zur Systemstabilität und dem erwarteten Strombedarf auch Prognosen zur Wahrscheinlichkeit im Bedarfsfall und relevante Interdependenzen (u.a. globaler Gasmarkt, Ausfallwahrscheinlichkeiten Energieanlagen). Hierbei ist auch das Zusammenspiel zwischen der europäischen und nationalen Ebene sowie den sich daraus ergebenden Zuständigkeiten sowie die rechtlichen Handlungsspielräume für DEU darzustellen und zu berücksichtigen.

UAP 1.3 Analyse des Stands des Stromnetzausbaus

Der Zubau der erneuerbaren Energien hat in den vergangenen Jahren stark an Geschwindigkeit gewonnen, was Herausforderungen für den sicheren Netz- und Systembetrieb mit sich bringt. Trotz Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren kann der Netzausbau mit dem Tempo des Zubaus von Erzeugungsanlagen oft nicht Schritt halten, was zu erhöhten Systemkosten (z.B. Redispatch) und in erheblichem Umfang zu Abregelung von erneuerbaren Energien führt. Weitere Anstrengungen sind u.a. auch in den Bereichen Produktionskapazitäten und Fachkräfte erforderlich.

Vor diesem Hintergrund soll die Analyse des Stands und der Herausforderungen des Netzausbaus nachfolgende Aspekte umfassen, ohne dass es hierfür komplexe Netzberechnungen bedarf. Dabei ist zu differenzieren zwischen dem Übertragungsnetz, Offshore-Anbindungen und dem Verteilnetz (zum Verteilnetz lediglich Nr. 2 und 3).

1. Stand und Prognose des Übertragungsnetzausbaus

Im ersten Schritt sollen der aktuelle Stand des Übertragungsnetzausbaus untersucht und Prognosen für den weiteren Netzausbau erstellt werden. Für bereits im BBPIG und EnLAG enthaltene Netzausbauvorhaben sowie für bereits in Planung und Umsetzung befindliche Offshore-Anbindungsleitungen ist dabei auf Daten aus dem BMWF-Controlling und BNetzA-Monitoring im Rahmen der DANA zurückzugreifen.

Die Analyse soll insb. folgende Untersuchungen beinhalten:

- Wiedergabe des Netzausbauzustands auf Grundlage der DANA-Daten.
- Prognosen, ob die von den ÜNB und Genehmigungsbehörden vorgesehenen Zeitpläne der nach dem BBPIG und EnLAG bestehenden Projekte realistisch und ambitioniert umsetzbar sind und welche Kosten damit verbunden sind. In die Untersuchung sind auch die weiteren im NEP 2023 bestätigten Vorhaben anhand der von den ÜNB geplanten Inbetriebnahmen einzubeziehen.
- In der Analyse ist auch zu prüfen, ob und in welcher Höhe es bei den weiterhin erforderlichen Netzausbauvorhaben ggf. Anpassungsbedarf in den Zeitplänen und bei geplanten Inbetriebnahmen gibt bzw. eine Priorisierung der Vorhaben erforderlich ist. Dabei ist auch der Prozess zur Optimierung des Offshore-Netzausbaus durch BMW, BNetzA und BSH zu berücksichtigen.

2. Herausforderungen und Lösungsvorschläge

Um den Stand und die Prognose sachgerecht analysieren zu können, sind auch bestehende und sich abzeichnende Hemmnisse für den Ausbau des Übertragungs- und Verteilnetzes zu untersuchen, beispielsweise Engpässe bei den Netzbetreibern, Genehmigungsbehörden, Dienstleistern, Fachkräften sowie Produktionskapazitäten. Die Auswirkungen dieser Hemmnisse auf in Umsetzung befindliche und nach NEP 2023 geplante Netzausbauvorhaben und allgemein die Umsetzung des notwendigen Netzausbaus auf Verteilnetzebene sollen dargestellt werden. Darauf aufbauend sind in AP 2 Lösungsoptionen zu erarbeiten, wie die identifizierten Herausforderungen gelöst werden können, um Verzögerungen in den laufenden und geplanten Projekten zu vermeiden.

Im Ergebnis soll die Analyse insbesondere möglichst konkrete Optionen zur Lösung dieser Herausforderungen liefern, inklusive möglicher Änderungen im regulatorischen Rahmen (z.B. Förderregime für EE, Systemdienlichkeit von EE, Speicher, etc.), sowie zur weiteren Beschleunigung der bedarfsgerechten Ausbauvorhaben auf Übertragungs- und Verteilnetzebene.

3. Langfristige Dimensionierung des Netzausbaubedarfs

Zu untersuchen ist der langfristig notwendige Ausbau- und Modernisierungsbedarf (insb. mit Blick auf 2045) des Übertragungsnetzes, der Offshore-Anbindungen und der Verteilnetze.

Auf Basis von bestehenden Studien, dem NEP 2023 sowie dem kürzlich von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen für den NEP 2025 soll aufbereitet und dargestellt werden, wie viel Netzausbau unter Berücksichtigung der bereits im BBPIG, im EnLAG und im Flächenentwicklungsplan (FEP) festgelegten Maßnahmen hinaus im Übertragungsnetz mindestens notwendig ist. Auf Ebene der Verteilnetze sind dafür die im Frühjahr 2024 veröffentlichten NAP heranzuziehen und im Wege einer Metastudie mit bestehenden Studien zu vergleichen.

Ziel ist eine zusammenfassende Darstellung des erforderlichen Ausbaubedarfs, inklusive möglichst einer Einschätzung, welche Vorhaben aus dem NEP 2023 sinnvollerweise kurzfristig in das BBPIG übernommen werden könnten und welche zunächst nochmals im NEP 2025 (Abschluss 2026) überprüft werden sollten.

Bei der Analyse sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Bei der Auswahl der Studien ist auf Konsistenz und Eignung der zugrundeliegenden Annahmen zu achten. Die dafür herangezogenen Studien sollen sich konsistent in das Gesamtmonitoring einfügen und die energiepolitischen Ziele entsprechend des Koalitionsvertrages einhalten (starker und wettbewerbsfähiger Industriestandort, Erhalt der einheitlichen Gebotszone, Einhaltung der Klimaziele). Die den Ausbaubedarf treibenden Unsicherheiten und ihre Auswirkungen auf den Ausbaubedarf sollen transparent und in verschiedenen Szenarien dargestellt werden.
- Insbesondere sollen die Ergebnisse aus UAP 1.1 (Analyse des zu erwartenden Strombedarfs) und 1.4 (Analyse des Stands des Ausbaus der EE) berücksichtigt werden. Die bestehende Netzplanung soll mit den dort dargestellten Pfaden abgeglichen werden.
- In Abhängigkeit der Ergebnisse der anderen Arbeitspakete (ins. UAP 1.4) soll auch analysiert werden, ob Projekte anders geführt werden sollten, z.B. mit Blick auf Netzverknüpfungspunkte oder eine stärkere Geradlinigkeit zur Kosteneinsparung und welche Auswirkungen die Wahl der Technologie (Freileitung vs. Erdkabel) auf die Kosten hat.

UAP 1.4 Analyse des Stands des Ausbaus der erneuerbaren Energien (EE)

Der Bericht soll die Spannbreite der zu erwartenden installierten Leistung von EE und die resultierende Stromerzeugung darstellen, robuste Trends ableiten und zentrale Unsicherheiten der Entwicklung von EE-Ausbau und Erzeugung aufzeigen. Die Ergebnisse sollen mit der erwarteten Entwicklung des Stromverbrauchs (UAP 1.1) verglichen werden. Beides soll verglichen werden mit den bisherigen Zielzahlen des EEG für 2030 (Bruttostromverbrauch 750 TWh, EE-Stromproduktion 600 TWh). Ein Ausblick soll die Zeiträume bis 2037 und 2045 umfassen.

Als Basis für den aktuellen Stand (2024/25) können Daten der AGEE-Stat und des BNetzA Marktstammdatenregisters dienen, zur Ausweisung von Flächen für Wind an Land der Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses 2024 und ggfs. des Entwurfs 2025, zu Genehmigungen für Wind an Land das BNetzA Marktstammdatenregister.

Die genaue Höhe der aus dem EEG resultierenden EE-Stromerzeugung in den Stichjahren 2030, 2037 und 2045 ist unsicher. Als Startpunkt kann der aktuellste Projektionsbericht (MMS 2025) genutzt werden. Die zentralen Unsicherheiten sollen diskutiert werden. Einzugehen ist hier insbesondere auf die folgenden Aspekte:

- Verzögerungen bzw. Übererfüllung beim Zubau der installierten Leistung gegenüber den Zielen im EEG. Diese treten regelmäßig aus unterschiedlichen Gründen auf und sind auch künftig erwartbar.
- Veränderungen der Volllaststunden, d.h. die Stromproduktion je installierter Leistung, in beide Richtungen, d.h. z.B. höhere Volllaststunden durch höhere Türme oder ein größeres Rotor-Generator-Verhältnis bzw. Modulleistung-Wechselrichterleistung-Verhältnis, niedrigere Volllaststunden durch Witterung, Abregelung aus Netz- oder Marktgründen.

Bei Abregelung aus Netzgründen ist zu unterscheiden zwischen ungewünschter Abregelung aufgrund verzögerten Netzausbaus und dauerhaft gewünschter Abregelung: Es besteht Konsens, dass es volkswirtschaftlich nicht effizient ist, das Netz „für die letzte Kilowattstunde“ auszubauen, weswegen ein gewisses Maß an

Abregelung bzw. Spitzenkappung dauerhaft sinnvoll zur Reduktion des Netzausbaubedarfs ist. Daher kann in der Verteilnetzplanung aktuell 3% sogenannte Spitzenkappung unterstellt werden¹, wird im sogenannten Optimierungsprozess untersucht wie viele Offshore-Netzanbindungssysteme eingespart werden können durch Überbauung und Spitzenkappung², und wird im Verteilnetzbereich zunehmend mit der Überbauung von Netzanschlüssen gearbeitet.

Bei Abregelung aus Marktgründen: Die Abregelung im Strommarkt erfolgt zunehmend bei negativen Strompreisen³. Auch hier ist zu unterscheiden zwischen ungewünschter Abregelung durch regulatorisch gehemmte Erschließung von Speichern und Flexibilität und dauerhaft gewünschter Abregelung: Auch hier besteht Konsens, dass es volkswirtschaftlich nicht effizient ist, Speicher und Flexibilität „für die letzte Kilowattstunde“ auszubauen, weswegen ein gewisses Maß an Abregelung dauerhaft sinnvoll ist⁴.

UAP 1.5 Analyse des Stands der Digitalisierung der Energiewende

Dieses Unterarbeitspaket fokussiert auf den Stand und die Entwicklung des Smart Meter Rollouts und der diesbezüglichen Erfordernisse im Stromsystem. Dabei sollen auch Erfahrungen aus anderen Staaten in die Analyse einbezogen werden.

Die AN sollen vorhandene Monitoring-Elemente wie etwa den Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (Kapitel 3.5) zusammenfassend würdigen. Geprüft werden soll, ob der geplante Hochlauf nach den gesetzlichen Vorgaben die Systemintegration insbesondere von EE-Anlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und die diesbezüglichen Bedarfe abbildet. Dabei ist auch zu analysieren, welchen Einfluss der Smart Meter Rollout und die Digitalisierung auf die Kostenreduktion bei der Transformation haben können.

Zur Vermeidung von Doppelarbeit können die AN dabei auf die Prämissen und Ergebnisse des BMWK-Digitalisierungsberichts sowie der hierfür erstellten „Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG“ (EY & BET, 2024) und auf das quartalsweise Monitoring der BNetzA zur Einführung intelligenter Messsysteme zurückgreifen.⁵

UAP 1.6 Analyse des Stands des Wasserstoffhochlaufs inkl. Wasserstoffnetzausbau

Die AN sollen den Stand des Wasserstoffmarkthochlaufs in Deutschland entsprechend der Zieldimensionen der nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) bewerten. Diese Analysen sollen auf vorhandenen Vorarbeiten aus dem Monitoring der NWS aufbauen. Das BMWF stellt entsprechende Berichtsentwürfe zur Verfügung. Darüber hinaus bringen die AN eigene Analysen bzw. Metaanalysen in die Arbeit ein.

¹ Vgl. § 11 Abs. 2 EnWG (3% Spitzenkappung in Verteilnetzplanung).

² Vgl. Anhang des Flächenentwicklungsplans (FEP2025) ab S. 162:

https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/FEP_2025.pdf?blob=publicationFile&v=1

³ Vgl. Auslaufen der Förderung bei negativen Preisen (Stromspitzenmaßnahmen EnWG-Novelle Anfang 2025).

⁴ Vgl. Systemoptimierungsstudien wie z.B. „Langfristszenarien“ und „Klimaneutrales Deutschland“.

⁵ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/IMSys/start.html>

Die AN führen Recherchen zu den auf Grundlage der derzeitigen Instrumente erwartbaren Bedarfen von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten (Ammoniak, Methanol, synthetische Flugtreibstoffe) durch und stellen diese dar. Die AN erstellen einen Überblick über aktuelle Nachfrageszenarien und -prognosen für Wasserstoff und bewerten die verschiedenen Bedarfsprognosen.

Ein Fokus der Analyse soll auf den ökonomischen Herausforderungen des Wasserstoffmarkthochlaufs liegen. Dies betrifft Kosten, Preise und Zahlungsbereitschaften in verschiedenen Märkten bzw. Sektoren sowie aktuelle Erwartungen zu deren weiterer Entwicklung (auf Basis von Sensitivitäten). Die AN identifizieren Kosten und Preisbandbreiten für erneuerbaren und CO₂-armen Wasserstoff bzw. für erneuerbare und CO₂-arme Derivate sowie die zentralen Kosten- bzw. Preisdeterminanten.

Die AN identifizieren Wechselwirkungen von Wasserstoffhochlauf mit dem zu erwartenden Strombedarf, dem Ausbau erneuerbarer Energien, von Energieinfrastrukturen und der Nutzung von CCS.

Das Wasserstoff-Kernnetz bildet das Grundgerüst für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland mit dem Ziel, Erzeugungs- und Verbrauchszentren sowie Speicher und Importpunkte miteinander zu verbinden. Die AN sollen insbesondere untersuchen, wie stark die aktuellen Erwartungen zu Angebot, Nachfrage und Preisen von den Annahmen zur Modellierung des Kernnetzes abweichen und welche Auswirkungen Verzögerungen bzw. Veränderungen auf den Aufbau bzw. die Auslastung des Wasserstoff-Kernnetzes haben. Neben einem Abgleich mit den Mengenangaben des von der Bundesnetzagentur bestätigten Szenariorahmens der Netzentwicklungsplanung 2025-2037/45 sollten die AN die in UAP 1.1 erwähnten Studien heranziehen (soweit einschlägig) sowie u.a. die Wasserstoff-spezifische Analyse „Hintergrundszenarien zur Festlegung des Hochlaufentgelts im Wasserstoff-Kernnetz“ (2025, von Bundesnetzagentur bei Fraunhofer IEG/ISI beauftragt). Die AN sollen die H₂-Marktentwicklung auch mit der erwarteten Entwicklung der H₂-Speicher abgleichen.

AP 2: Handlungsoptionen für eine Neuausrichtung der Energiepolitik

Fokus der Arbeiten liegt auf dem Monitoring zum Stand der Energiewende in AP 1. Ergänzend sollen basierend auf den Ergebnissen von AP1 Handlungsoptionen und Entscheidungsbedarfe erarbeitet werden, die eine Neuausrichtung der Energiepolitik auf die unter 2.1 („Ziel des Auftrags“) dargestellten Ziele unterstützen. Die erarbeiteten Handlungsoptionen sollen auf Konsistenz miteinander geprüft werden mit dem Ziel einer Energiepolitik „aus einem Guss“ und einer Reduktion der Kosten der Transformation. Dabei sind Interdependenzen zwischen einzelnen Optionen zu beleuchten und Abhängigkeiten transparent darzustellen.

Darüber hinaus sollen die erarbeiteten Handlungsoptionen auf Konsistenz mit den Preisgünstigkeits- und Versorgungssicherheitszielen nach EnWG sowie nationalen und europäischen Klimaschutzzielen (u.a. KSG, EU-ESR) geprüft und bewertet werden. Ziel sind konkrete Handlungsmöglichkeiten für eine möglicherweise notwendige Neuausrichtung der Energiepolitik auf Kosteneffizienz bei Einhaltung des energiepolitischen Zieldreiecks.

Getroffene Annahmen und Restriktionen der Aussagen sind bei jeder Handlungsoption transparent darzulegen.

Im Strombereich soll ein besonderer Fokus auf Handlungsoptionen an der Schnittstelle von Stromverbrauch, Stromnetz und Erneuerbaren-Ausbau liegen. Neben den in den UAPs 1.3 und 1.4 angelegten Aussagen zum kosteneffizienten Ausbau von Netzinfrastruktur und Erneuerbaren Energien betrifft dies insbesondere kosteneffiziente Handlungsoptionen und Optimierungspotenziale zu der Netz- und Marktintegration der Erneuerbaren, der erforderlichen Systemdienlichkeit von Erzeugern und Verbrauchern sowie einem sicheren Netzbetrieb. Dabei soll differenziert werden, welche Erzeugungstechnologie (insb. Wind an Land und auf See, PV-Dach, PV-Freifläche, Biogas/Biomethan) welchen systemischen Nutzen, Kosten und Optimierungsmöglichkeiten aufweist und welche Rolle einzelne Energieträger in einem kosteneffizienten Energiesystem spielen sollten (Elektronen und Moleküle). Auch hier sollen die Ergebnisse aller UAPs des AP 1 (insb. UAP 1.1) berücksichtigt werden. Zentrales Bewertungskriterium ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten bei Einhaltung aller Aspekte der Versorgungssicherheits- und Klimaziele und der Berücksichtigung bestehender Restriktionen (z.B. bzgl. Flächenverfügbarkeit). Die Optimierungsoptionen sollten auch Optionen umfassen, mit denen der EE-Ausbau besser auf die Systemdienlichkeit, die Netzsituation (z.B. Stromspitzen-Problematik) und den Netzausbau ausgerichtet sowie EE noch besser mit den Netzen synchronisiert werden können. So wurde z.B. zuletzt im EEG die Möglichkeit zu freiwilligen „Flexiblen Netzanschlussvereinbarungen“ (flexible connection agreements, FCA) geschaffen. Dadurch wird die gemeinsame Nutzung von Netzanschlüssen (Co-Location) erleichtert. Weitere Optionen sind bspw., Netzanschlüsse mit intelligenten Konzepten zu „überbauen“, bspw. durch die Kombination von PV-Freiflächenanlagen mit Batteriespeichern. Auch die geplante Transparenz zu Netzanschlusskapazitäten im Verteilnetz soll die Synchronisierung verbessern. Weitere Instrumente (verbindlichere FCA-Regelung, RD-Vorbehalt, Netz-Ampel, Maßnahmen für mehr Kleinanlagen in der Direktvermarktung sowie für mehr Netz- und Marktdienlichkeit von Heimspeichern) sollten geprüft werden. Von Interesse sind auch Maßnahmen, die die Steuerbarkeit von Anlagen zu möglichst geringen Kosten verbessern, z.B. zur besseren Vermeidung sog. Stromerzeugungsspitzen, hierbei sind auch die Interaktionen mit UAP 1.5 zu beachten. Daneben können auch Kostenreduktionspotentiale bei Pachten, Naturschutz, Genehmigungen und Bürokratie betrachtet werden.

Es können Empfehlungen für einen Investitionsrahmens für EE, konventionelle Energieträger, Wasserstoff und Stromnetze herausgearbeitet werden, die die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele zu möglichst geringen Systemkosten gewährleisten.

Neben den aus der Bewertung der Versorgungssicherheit und ihrer Dimensionen in UAP 1.2 abgeleiteten Handlungsoptionen sollen mit Blick auf das Monitoring der Versorgungssicherheit auch Empfehlungen zur Weiterentwicklung bzw. Nachjustierung der in UAP 1.2 genannten Prozesse, Analysen und Instrumente erarbeitet werden: ist der bestehende Monitoringprozess robust oder bestehen Lücken, die es zu schließen gilt? Ergänzend soll eine grundsätzliche Betrachtung erfolgen, ob Schnittstellen mit den Prozessen für andere Energieträger bestehen, sowie ob die analysierten Szenarien Lücken aufweisen und wie diese geschlossen

werden können. Neben den inhaltlichen Aspekten soll auch eine Bewertung der Instrumente und Zuständigkeiten im Bereich Netzbetrieb auf nationaler und europäischer Ebene erfolgen. Diese Strukturanalyse soll prüfen, inwieweit die bestehenden Instrumente, Strukturen und Zuständigkeiten aus heutiger Sicht für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit einschließlich einer Gesamtsteuerung und ein Gesamtmonitoring ausreichend sind und ob diese Strukturen für die anstehenden Änderungen im Stromsystem zukunftsfest aufgestellt sind.

Im Hinblick auf das KoaV-Ziel, den Rollout von Smart-Metern zu vereinfachen und zu beschleunigen, sollen Handlungsoptionen dargestellt werden, die insbesondere auch den Systemnutzen des Einbaus von Smart-Meter-Gateways und BSI-zertifizierten Steuerungseinrichtungen betrachten und bei Bedarf auch Erfahrungen in anderen Staaten einbeziehen. Der Fokus soll dabei v.a. auf einer raschen Netzintegration von EE-Anlagen und steuerbaren Lasten sowie dem Erschließen von netz- und marktdienlichem Flexibilitätspotenzial und der Reduktion von Systemkosten liegen. Herausforderungen für die Cybersicherheit sind dabei zu berücksichtigen.

Die AN erarbeiten auch Handlungsoptionen zur Frage, wie die Transformation zu Wasserstoff inkl. des Infrastruktur-Aufbaus, der im Gleichlauf mit der Wasserstoff-Nachfrage erfolgen soll, kosteneffizient gelingen kann, so dass die Wettbewerbsfähigkeit erhalten bleibt.

AP 3: Stakeholderbeteiligung zum Monitoring

Um die Praxisrelevanz der Ergebnisse sowie die Einbettung der Ergebnisse in den energiewirtschaftlichen Diskurs zu gewährleisten, richten die Auftragnehmer (AN) einen Begleitkreis ein, der die AN bei der Durchführung des Monitorings berät. Der Begleitkreis soll eine handhabbare Größe von ca. 2-6 Mitgliedern haben und relevante Stakeholder mit Erfahrungen aus der energiewirtschaftlichen Praxis und/oder Wissenschaft einbinden. Die AN wählen die Mitglieder des Begleitkreises aus und binden das BMWF in die Entscheidungsfindung ein. Die AN berichten dem Begleitkreis unter Beteiligung des BMWF, sobald sie den Entwurf des Endberichts an BMWF übersandt haben, nach Fertigstellung des Berichts sowie nach Bedarf und berücksichtigen die Anmerkungen des Begleitkreises bei der Erstellung des Berichts.

Um eine möglichst vollständige Datengrundlage für den Bericht sicherzustellen und um auch noch nicht veröffentlichte Quellen berücksichtigen zu können, können die AN soweit möglich ausgewählte Austauschformate (z.B. Besprechungen, Workshops, etc.) mit für AP 1 zentralen bestehenden Prozessen oder geeigneten Experten organisieren, wie z.B. mit den vom BMWF beauftragten „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien), dem Versorgungssicherheitsmonitoring der BNetzA, der Roadmap Systemstabilität, den Bedarfsanalysen und dem Systemstabilitätsbericht der Übertragungsnetzbetreiber, dem vom BMWF durchgeführten Netzausbaucontrolling sowie mit der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring oder anderen geeigneten Experten. Aufwendungen der Gesprächspartnerinnen und -partner dieser Austauschformate sind nicht in der Projektkalkulation zu berücksichtigen.

2.4 Besprechungen / Abstimmungen

Es ist ein intensiver Austausch mit dem Auftraggeber (AG) vorgesehen, in Form von regelmäßigen Besprechungen (durchschnittlich etwa 1 h wöchentlich im Rahmen eines Jour Fixes, sofern nötig digital), sowie zusätzliche thematische Besprechungen mit den für die (Unter-) Arbeitspakete zuständigen Fachreferaten (durchschnittlich je etwa 75 Minuten). Zu Beginn des Vorhabens ist ein Auftakttreffen zwischen AN und BMWF vorgesehen. Um eine Bearbeitung der Leistungen im Zeitrahmen sicherzustellen, stellen die AN einem weiteren Projekttreffen ca. 2 Wochen nach Beauftragung die Feinplanung der Arbeit vor und berichten ca. im Zweiwochenrhythmus ausführlich über den Fortgang der Arbeiten (ca. 3 h). Mit Vorlage des Endberichtes ist eine Abschlussveranstaltung zur Präsentation der Ergebnisse vorgesehen.

Erkenntnisse und Ergebnisse der AN aus anderen Vorhaben zur o. g. Thematik sind zu berücksichtigen und – falls nötig – dem AG zur Verfügung zu stellen, um Doppelarbeiten bzw. Doppelförderungen zu vermeiden. Die Präsentation des Endberichts kann zum Beispiel im Rahmen einer BMWF Veranstaltung erfolgen.

2.5 Berichte

Angesichts der Dringlichkeit sind die Arbeitsergebnisse zunächst in Form von Protokollen, (Kurz)Berichten und PowerPoint-Präsentationen fachlich auszuführen. Zum Abschluss des Projektes ist ein schriftlicher Bericht zu erstellen, der einen Überblick und eine Darstellung über die zentralen Ergebnisse enthält. Dieser Abschlussbericht ist bis 31.07.2025 dem AG im Entwurf zur Abstimmung vorzulegen. Der finale Bericht ist bis zum 31.08.2025 vorzulegen. Sämtliche Berichte und andere Ergebnisse des Vorhabens sind dem AG elektronisch (in geeigneter Form) zur freien Verfügung zu übergeben. Die Berichte müssen den Anforderungen der Barrierefreiheit entsprechen (Barrierefreie Informationstechnik-Verordnung – BITV 2.0 vom 21.05.2019). Detaillierte Hinweise zur Umsetzung der Verordnung sind auf den Internetseiten des BIK (Arbeitskreis „barrierefrei informieren und kommunizieren“) zu finden (<https://bik-fuer-alle.de>).

2.6 Veröffentlichung

Über die öffentliche Verwendung der Ergebnisberichte, der Protokolle und der PowerPoint-Präsentationen entscheidet der AG.

2.7 Nutzungsrechte

Die Nutzungsrechte der Arbeitsergebnisse liegen ausschließlich beim AG. Dem AN ist es untersagt, diese ohne Genehmigung durch den AG für weitere eigene Zwecke sowie an Dritte weiterzugeben oder zu veröffentlichen.

3. Zeitplan

	<u>Schritt</u>	<u>Termin</u>
	Beauftragung durch IC4	Sobald wie möglich
	Vorlage Entwurf Endbericht	31.07.2025
	Vorlage Endbericht	31.08.2025
	Projektende	30.09.2025