

Leistungsbeschreibung für den Dienstleistungsauftrag:

„Eckpfeiler eines dekarbonisierten EU-Strommarkts“

Auftraggeberin (AG'in) dieses Dienstleistungsauftrages ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

I. Hintergrund

Die EU-Kommission hat am 06.02.2024 eine Mitteilung zum Klimaziel mit einem Impact Assessment veröffentlicht. Dieses zeigt, dass der überwiegende Teil der Dekarbonisierung bis 2040 durch Erneuerbare Energien erreicht werden soll: drei Viertel des Bruttoenergieverbrauchs und 90% des Stromverbrauchs sollen 2040 durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Entsprechend muss das europäische Stromsystem einen rasant ansteigenden Anteil Erneuerbarer Energien aufnehmen und zugleich die Sektorkopplung mit den Bereichen Wärme und Verkehr realisieren.

Um diesen Aufgaben zu begegnen, wird die Europäische Kommission – insbesondere mit Blick auf die neue Legislaturperiode – neben dem weiteren fokussierten Ausbau von Erneuerbaren Energien, Fragen der Governance und der Finanzierung adressieren. Neben der Beschleunigung des EE-Ausbaus und der Systemintegration, werden die Bereitstellung von Flexibilitäten und Speichern ebenso wie Investitionen in grenzübergreifende Infrastruktur und die Modernisierung der Verteilnetze von zentraler Bedeutung für die kosteneffiziente Dekarbonisierung des Energiesystems sein.

Lösungswege müssen dabei möglichst effizient umgesetzt werden, um finanzielle Überlastungen von Verbraucherinnen und Verbrauchern zu vermeiden. Neben einem effizienten grenzübergreifenden Netzausbau spielt auch der grenzüberschreitende Stromhandel bei der fortschreitenden Integration der Stromsysteme verschiedener EU-Mitgliedstaaten eine zentrale Rolle, um Last und Erzeugung in verschiedenen Wetterzonen miteinander in Einklang zu bringen, Synergien effizient zu nutzen und den Bedarf an Flexibilität und steuerbarer Erzeugung zu reduzieren.

Nach dem Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ aus den Jahren 2018 und 2019 wurden durch die Reform des europäischen Strommarktes von 2023 weitere wichtige Zwischenschritte zur Weiterentwicklung des europäischen Stromsystems vorgenommen. So werden zukünftig beispielsweise durch ein verbessertes Hedging europäische Verbraucherinnen und Verbraucher besser vor Preisschocks geschützt, und durch CfDs günstige Produktionskosten direkt an Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben. Auch wenn die Reform einen Schritt in die richtige Richtung darstellt, ist die Entwicklung hin zu einem vollständig dekarbonisierten Stromsystem noch weit.

Vor diesem Hintergrund wird der EU-Rahmen für den Strommarkt und die Stromnetze kurz- und mittelfristig weiter reformiert werden. Kurzfristig werden dabei vor allem die Network Codes eine wichtige Rolle spielen (insb. NC DR, CACM GL, FCA GL). Mittelfristig werden sehr wahrscheinlich weitere Reformen des europäischen Strommarktes unter der neuen EU Kommission erfolgen, die im Nachgang der Europäischen Parlamentswahlen im Juni 2024 gebildet wird. Dies betrifft zum einen die Überarbeitungen der EU-Strommarkt-Verordnung 2019/943 (Strommarkt-VO) sowie der EU-Strommarkt-Richtlinie 2019/944 (Strommarkt-RL) sowie damit zusammenhängende Vorgaben zur Netzplanung und Finanzierung (z.B. Ten-E, CEF). Im Vorfeld dieser Vorschläge sind intensive Diskussionen und Reformvorschläge bzgl. des Strommarktes insgesamt, aber auch spezifisch bzgl. steuerbarer Kapazitäten, Flexibilität und Sektorenkopplung, überregionalen Stromnetzen, grenzüberschreitendem Stromhandel in der EU, sowie dem European Resource Adequacy Assessment zu erwarten.

II. Ziel des Auftrags

Ziel des Vorhabens ist es, die AG'in durch wissenschaftliche und energiewirtschaftliche Analysen in den anstehenden Diskussionen zu unterstützen. Dazu sollen eigene Analysen erstellt, Vorschläge Dritter fachlich bewertet und zudem eigene konzeptionelle Vorschläge ausgearbeitet werden.

Dies umfasst zunächst die umfassende fachliche Begleitung anstehender Novellierungen bzw. Entwicklungen von Tertiärrechtsakten, sowie perspektivisch Sekundärrechtsakten. Hierzu zählt neben einem systematischem Mapping bestehender Regelungslücken insb. die Entwicklung von Reformvorschlägen, die auf ein vollständig dekarbonisiertes europäisches Stromsystem ausgerichtet sind (AP 1). Weitere Aufgaben mit Bezug zu den geplanten Tertiärrechtsakte finden sich zudem in AP 2 und AP 3.

Im Bereich des Europäischen Stromhandels widmet sich der AN u.a. der Begleitung und Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens, der Vorgaben zur Bereitstellung von Handelskapazitäten auf grenzüberschreitenden Leitungen im Day-Ahead Markt und prüft, inwieweit dies auf den Intraday-Markt ausgedehnt werden kann. Zentral sind diesbzgl. insb. die Novellierungen der CACM GL sowie der FCA GL. Zudem befasst sich der AN mit dem Umgang mit Drittstaaten im Rahmen der Kapazitätsberechnung und unterstützt die AG'in durch eine Begleitung des Prozesses zum grenzüberschreitenden Redispatch. Darüber hinaus bewertet der AN aktuelle Ansätze der Marktkopplung und prüft das Impact Assessment, dass die KOM zur Steigerung der Liquidität in Langfristmärkten vorlegen wird. Zentrales Element eines dekarbonisierten Stromsystems ist die effiziente und integrierte Netzplanung auf europäischer Ebene. Der AN analysiert daher die zentralen Herausforderungen koordinierter Netzplanungen und entwickelt Reformvorschläge zur Optimierung der europäischen Prozesse und des europäischen Rechtsrahmens. Zudem widmet sich der AN der Wahrung eines sicheren Netzbetriebes (AP 2).

Neben der Entwicklung von Vorschlägen zur Steigerung des Angebots an Flexibilitäten (v.a. durch den Abbau von Hemmnissen), befasst sich der AN intensiv mit der Rolle und effizienten Einbindung von Endkunden sowie dem Network Code Demand Response (NC DR), der u.a. Regelungen zur Einführung lokaler Flexibilitätsmärkten ausgestaltet (AP 3).

Im Rahmen der EU-Stromversorgungssicherheit unterstützt der AN die AG'in bzgl. der Weiterentwicklung und Bewertung des europäischen Rahmens für Kapazitätsmechanismen und strategische Reserven. Darüber hinaus unterstützt der AN die AG'in durch die inhaltliche Bewertung des European Resource Adequacy Assessments, von ENTSO-E und entwickelt ggf. Vorschläge, wie die Qualität des Assessments verbessert werden kann (AP 4).

Um die insbesondere in den APs 1 – 4 geforderten Analysen durchführen zu können, sind verschiedene Modellierungen unter Berücksichtigung von Sensitivitätsanalysen durch den AN anzufertigen. Das zugrunde liegende Modell soll dabei in der Lage sein, die europäischen Strommärkte und -netze in einer Form abzubilden, die robuste Aussagen hinsichtlich marktlicher und netzbetrieblicher Entwicklungen erlaubt (AP 5).

III. Aufgabenstellung/zu erbringende Leistungen

Durch den Auftragnehmer (AN) sind die nachfolgend in einzelnen Arbeitspaketen spezifizierten Leistungen anzubieten. Dem AN steht es frei, den beschriebenen Leistungsumfang bei der Projektdurchführung in Absprache mit der AG'in sinnvoll und flexibel zu strukturieren. Da sich die Themenschwerpunkte von Gesetzgebungsvorschlägen auf EU-Ebene während der Entwicklung der Vorschläge und während der Verhandlungen verschieben können, ist die Möglichkeit einer flexiblen Schwerpunktverschiebung zwischen den Arbeitspaketen wichtig. Der AN sichert der AG'in den flexiblen, zwischen den Arbeitspaketen verschiebbaren Abruf dieser Leistungen zu. Aktuelle Arbeitsergebnisse

anderer Projekte und laufende und vergangene Forschungsvorhaben des BMWK, die für die o.a. Fragestellungen Relevanz aufweisen, sind in allen Arbeitspaketen umfassend zu berücksichtigen. In gleicher Weise ist durch den AN mit Erkenntnissen und Ergebnissen aus der Diskussion im Rahmen der „Plattform klimaneutrales Stromsystem“ (PKNS) umzugehen. Entsprechende Vorarbeiten werden, wo nötig und möglich, von der AG'in zur Verfügung gestellt.

III.1 Arbeitspaket 1 (AP 1): Rechtlicher Rahmen eines dekarbonisierten EU-Strommarkts

Der aktuelle sekundärrechtliche Rahmen des EU-Strommarkts umfasst u.a. die Strommarkt-VO, die Strommarkt-RL, die Risikovorsorge-VO, die REMIT-VO sowie die ACER-VO. Dieser wird ergänzt durch Network Codes und Leitlinien (im Folgenden gemeinsam als Network Codes bezeichnet), die in Form von delegierten oder Durchführungrechtsakten erlassen werden, und ein zentrales Umsetzungstool der Strommarkt-VO darstellen.

Themenblock „Tertiärrecht – Network Codes“

Der Fokus des Themenblocks liegt auf den Markt-Network-Codes, welche während des Projektzeitraums novelliert werden sollen. Dies betrifft insbesondere den Network Code Demand Response (NC DR – Veröffentlichung in 2025) und die Codes für Capacity Allocation and Congestion Management (CACM – Veröffentlichung in 2024) sowie für Forward Capacity Allocation (FCA – Veröffentlichung in 2026). Auch gezielte Anpassungen an der SO GL sind denkbar, welche im Zusammenhang mit der Novellierung des CACM stehen. Im Rahmen der Überarbeitung der Network Codes werden voraussichtlich politisch wichtige Pfadentscheidungen getroffen mit möglicherweise großen Auswirkungen z.B. auf Redispatchvolumina und -kosten, die einheitliche Gebotszone, den Netzausbau sowie die Funktionsweise und Liquidität der Strommärkte. Gleichzeitig bieten die Rechtsakte große Chancen, wichtige Veränderungen europäisch anzustoßen.

Neben den oben genannten Markt-Network-Codes sind Anpassungen des Network Codes Requirements for Generators (RfG) und des Demand Connection Codes (DCC) geplant. Diese beiden Netz-Network-Codes (RfG und DCC) sind nicht Fokus des Vorhabens. Falls es direkte Zusammenhänge zu den Markt-Network-Codes gibt, sollten diese aber in den untenstehenden Analysen berücksichtigt werden.

Der AN unterstützt die AG'in bei den Verhandlungen zu den Markt-Network-Codes durch wissenschaftlich-fachliche Bewertungen und Kurzstudien. Dabei soll der AN folgende Produkte erstellen:

Der AN soll unmittelbar nach ihrer jeweiligen Veröffentlichung (in den Jahren 2024, 2025, 2026) eine qualitative wissenschaftlich-fachliche Bewertung der Vorschläge der EU-Kommission zu den Markt-Network-Codes erstellen (in Form einer Studie von 9 - 12 Seiten pro Network Code). Dabei bewertet der AN die Vorschläge hinsichtlich ihrer ökonomischen und rechtlichen Auswirkungen auf Deutschland und Europa, insbesondere mit Blick auf mögliche Auswirkungen auf die EU-Energiewende, auf Netzkosten, Netzbetriebsfragen (wie Redispatch) und das Funktionieren der Strommärkte. Zudem berücksichtigt er, inwieweit die Vorschläge mit dem bestehenden EU-Recht – insbesondere der EU-Strommarkt-VO – vereinbar sind.

In Bezug auf die NCs DR und FCA erstellt der AN zusätzlich jeweils eine qualitative Kurzbewertung in Form einer Kurzstudie (3 – 6 Seiten) der ACER-Vorschläge zu den Network Codes.

Zusätzlich erstellt der AN innerhalb der ersten 12 Monate für die Markt-Network-Codes eine Kurzstudie (3 - 6 Seiten) mit Vorschlägen, welche Reformen im Rahmen der Codes adressiert werden sollten.

Während der Verhandlungen liefert der AN kurzfristig insg. bis zu 9 qualitative Bewertungen zu Fachfragen zu den drei Network Codes in Form von Kurzanalysen (1 - 3 Seiten), jeweils anschließend an den Zeitpunkt der jeweiligen Veröffentlichung.

Themenblock „Sekundärrecht – Marktreform“

Anknüpfend an die „fokussierte“ EU Strommarktreform des Jahres 2023 (Trilogieeinigung Dez. 2023) ist eine weitere Reform des Strommarktes, in der auch richtungsweisende Veränderungen umgesetzt werden sollen, durch die neue EU Kommission erforderlich, um das Stromsystem fit für die Zukunft und den damit einhergehenden Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu machen. Dabei sind Pfade für ein Stromsystem mit einem Anteil von mindestens 80% EE-Strom bis hin zu einem vollständig dekarbonisiertem Stromsystem zu berücksichtigen. Der AN identifiziert dabei regulatorische Hemmnisse und Lücken, die dem Weg zur Erreichung der 2040er-Ziele und zur vollständigen Dekarbonisierung entgegenstehen, auch mit Blick auf deren mögliche Auswirkungen auf das deutsche Stromsystem.

Aufbauend auf einem systematischen Mapping der regulatorischen Hemmnisse und Lücken und den damit einhergehenden Handlungsbedarfen, entwickelt der AN einen Vorschlag für eine kommende Reform des Strommarktes. Dieser Fahrplan soll unter Berücksichtigung von Pfadabhängigkeiten, Wechselwirkungen und einer realistischen Zeitschiene konkrete Umsetzungs- bzw. Reformvorschläge für die nächste Kommission erstellen. Eine thematische Überlagerung der Vorschläge mit nachfolgenden APs ist dabei wahrscheinlich. Nach Möglichkeit sollten die Vorschläge aber darüber hinaus gehen. Die Ergebnisse der Analyse sind innerhalb der ersten zwölf Projektmonate in einem Bericht (15 - 25 Seiten) und bis zu zwei themenspezifischen Kurzanalysen (1 – 3 Seiten) darzustellen.

Der AN bewertet die Vorarbeiten der EU-Kommission und die finalen Vorschläge in jeweils einer Studie (9 - 12 Seiten), auch mit Blick auf deren mögliche Auswirkungen auf das deutsche und das europäische Stromsystem. Dabei berücksichtigt er neben den Auswirkungen auf die Energiewende, auf Versorgungssicherheit, Strom- und Netzkosten, Netzbetrieb auch Auswirkungen bezüglich der Dekarbonisierung des europäischen Stromsystems mit Fokus auf den raschen Ausstieg aus emissionsintensiven Technologien der Stromerzeugung.

Während der Verhandlungen liefert der AN kurzfristig qualitative Bewertungen sowie Anpassungsvorschläge zu Fachfragen in Form von bis zu fünf Kurzanalysen (1 - 3 Seiten).

Zudem liefert der AN zudem intensive fachliche Unterstützung bzgl. der Interaktion mit beteiligten Akteuren. Diese Aufgabe wird kurzfristig bereitzustellende Einschätzungen und Bewertungen erfordern.

III.2 Arbeitspaket 2 (AP 2): Strommarktintegration

Themenblock „Marktkopplung und Stromhandelsvorgaben“

Zentrale Elemente für den grenzübergreifenden Stromhandel sind die Handelskapazitäten und der Marktkopplungsalgorithmus, der der Marktkopplung zugrunde liegt.

Deutschland nimmt bzgl. der Stromhandelsvorgaben eine Übergangsregel nach Art. 15 der EU-Strommarkt-VO in Anspruch, wonach die „verfügbare Handelskapazität“ (minRAM, minimum Remaining Available Margin), d.h. der Anteil der grenzüberschreitend angebotenen Kapazität, bis Ende 2025 in jährlichen Schritten linear auf mind. 70% ansteigen muss. In diesem Kontext ist auch der Umgang mit Drittstaaten von zentraler Bedeutung, insb. mit Blick auf die Interkonnektoren zwischen der EU und der Schweiz. Die Einhaltung der minRAM-Vorgaben, die sich aus dem „Aktionsplan Gebotszone“ ergeben, wird von den deutschen ÜNB in einem jährlichen Bericht dokumentiert und von der BNetzA überwacht. Parallel erstellt auch die ACER einen europaweiten Market Monitoring Report, der dabei eine abweichende Methodik zugrunde legt.

Der AN unterstützt die AG'in bei der Auswertung und Gegenüberstellung der beiden jährlichen Berichte zur Einhaltung der min-RAM (Bericht der DEU ÜNB, ACER Market Monitoring Bericht) durch Fertigung von zwei Kurzstudien (je 3 - 6 Seiten) in den Jahren 2024 und 2026 sowie bei der fachlichen Interaktion mit den beteiligten Akteuren.

Bzgl. des Marktkopplungsalgorithmus gibt es verschiedene Vorschläge zur Ergänzung bestimmter Komponenten, die darauf abzielen auch nicht bewirtschaftete Engpässe und die Möglichkeiten zu deren Beseitigung besser abbilden zu können. Dies umfasst beispielsweise die Einrichtung sog. „Dispatch Hubs“, oder gezielte Anpassungen im individuellen Netzmodell, das Ausgangsbasis für den Marktkopplungsalgorithmus ist. In Absprache mit der AG'in fertigt der AN hierzu eine Analyse (6 – 9 Seiten) an.

Im Intraday Handel erfolgt die Einführung der lastfluss-basierten Marktkopplung im Laufe des Jahres 2024. Mit Blick auf den sicheren Netzbetrieb müssen bei der Kapazitätsberechnung Aspekte der Systemstabilität bedacht werden. Der AN untersucht in einer detaillierten Analyse, ob, auf welche Weise und in welchem Umfang die Ausweitung bzw. Einhaltung der minRAM-Vorgaben auf den Intraday Handel technisch möglich ist, ohne dass die Systemsicherheit und -stabilität gefährdet wird und berücksichtigt dabei auch die gesamt-gesellschaftlichen Systemkosten. Darauf aufbauend entwickelt der AN Handlungsempfehlungen und Reformvorschläge, die eine technisch realisierbare Freihaltung grenzübergreifender Leitungskapazitäten für den Intraday Handel ermöglichen würden. Hierzu fertigt der AN eine Analyse (6 - 9 Seiten) an, die nach 12 Projektmonaten vorzulegen ist.

Darüber hinaus bewertet der AN den rechtlichen Rahmen des CORE ROSC-Prozesses (Regional Operational Security Coordination) und den einhergehenden ÜNB-Prozess im Lichte der europäischen Vorgaben. In diesem Kontext entwickelt der AN in einer Kurzstudie (3 - 6 Seiten) Vorschläge, auch auf Basis des Inputs Dritter, die zur Optimierung der Prozesse und Umsetzung der Stromhandelsvorgaben beitragen können. Die Kurzstudie ist nach 12 Projektmonaten vorzulegen.

Die marktliche Integration der erneuerbaren Stromerzeugung erfordert funktionierende und liquide Kurzfristmärkte, die den Handel bis kurz vor dem Lieferzeitpunkt erlauben. Gleichzeitig stellt eine zunehmende Verkürzung der Vorlaufzeit an den Strommärkten (lead time) über geografisch größer werdende Marktgebiete den Netzbetrieb vor immense Herausforderungen. Der AN fertigt eine Kurzstudie (3 - 6 Seiten) an, in der er die Bedarfe an weiteren Verkürzungen der Vorlaufzeit unter Berücksichtigung der Systemsicherheit und die technischen Grenzen bewertet und daraus rechtliche Handlungsbedarfe ableitet.

Im Rahmen dieses APs unterstützt der AN die AG'in in intensiver Art und Weise durch fachlich-wissenschaftliche Bewertungen weiterer Vorschläge zur Einhaltung und Ausweitung der Stromhandelsvorgaben und zur Anpassung des Marktkopplungsalgorithmus von Seiten der Europäischen Kommission, der ACER oder von Seiten Dritter. Darüber hinaus unterstützt der AN die AG'in in Diskussionen zur Einführung der lastflussbasierten Marktkopplung und bewertet Vorschläge zum Marktkopplungsalgorithmus von Seiten Dritter. Zudem unterstützt der AN die AG'in durch fachlichen Input in Vorbereitungen der Interaktion mit beteiligten Akteuren und steht für kurzfristige Anfragen zu rechtlichen und technischen Fragen im Kontext der Umsetzung der Strommarkt-VO und RL sowie der einschlägigen Network Codes zur Verfügung.

Themenblock „Network Code zur Kapazitätsallokation und zum Engpassmanagement (CACM GL)“

Der CACM legt insbesondere die Methoden zur Berechnung der Nutzung der grenzüberschreitenden Leitungen von Marktteilnehmern fest, bestimmt den Bidding Zone Review Prozess und regelt die Abläufe von Redispatch und Countertrading, die Rolle der Strombörsen sowie die Funktionsweise der Day Ahead und Intraday Märkte. Der CACM trägt damit wesentlich zu der Harmonisierung des europäischen Binnenmarktes für Strom in Europa bei.

Direkt ab Projektstart, begleitet der AN die AG'in durch intensive Unterstützung bei den Verhandlungen zum CACM durch wissenschaftlichen Input. Dabei soll der AN aufbauend auf den in AP 1 als kritisch oder fehlend identifizierten Punkten mögliche Kompromissvorschläge und eigene Regelungsvorschläge erarbeiten. Thematisch könnten diese (je nach Ergebnis der Analysen des AP 1) beispielsweise die Überarbeitung der Governance der Marktkopplung und der Strombörsen betreffen, die Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten, die Berechnung der Handelskapazitäten in verschiedenen Zeitfenstern, die Berücksichtigung von

Stabilitätsaspekten oder Drittstaatenflüssen bei der Berechnung der Kapazitäten, die Kostenteilung bei cross-border Redispatch oder die Ausgestaltung der Bidding Zone Review umfassen.

Im Laufe der Verhandlungen erbringt der AN zudem bis zu fünf Kurzanalysen (1 - 3 Seiten), die einzelne Fachfragen betreffen und auf der schriftliche Gesamtbewertung des vorgelegten Entwurfes (AP1) aufbauen. In diesem Kontext berücksichtigt der AN auch mögliche Weiterentwicklungen und Pfadentscheidungen bei der SO-Guideline, weiterer Netzkodizes und im Rahmen der Methodenfestlegung durch ACER.

Themenblock „Gebotszonenübergreifende Langfristmärkte und Network Code zur Kapazitätsallokation auf den Langfristmärkten (FCA GL)“

Die Reform des EU Strommarktes von 2023 sieht laut Art 9. ein Impact Assessment durch die Europäische Kommission für Maßnahmen zur Weiterentwicklung der Langfristmärkte bis spätestens Ende 2025 vor. Dabei wird eine Reihe von möglichen Maßnahmen mit Fokus auf der Ausgestaltung von langfristigen Handelsrechten untersucht, um die langfristigen Handelsmöglichkeiten zu verbessern. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf sogenannten gebotszonenübergreifenden „Virtual Hubs“. Ziel einer möglichen Einführung von Virtual Hubs wäre es, die Liquidität der Langfristmärkte in verschiedenen EU Mitgliedstaaten über Gebotszonen hinaus zu kombinieren und so zu erhöhen.

Die EU KOM wird ein Impact Assessment für mögliche Maßnahmen zur Weiterentwicklung von grenzübergreifenden Langfristmärkten vorlegen. Die Maßnahmen und das zugrundeliegende Impact Assessment analysiert und bewertet der AN in einer vorzulegenden Kurzstudie (3 - 6 Seiten).

In Absprache mit der AG'in bewertet der AN Konzepte für Virtual Hubs, insbesondere durch die EU KOM aber auch von externen Stakeholdern. Dabei soll insbesondere die Wechselwirkung mit bestehenden Langfristmärkten („forward markets“) aus der Perspektive DEUs und anderer EU Mitgliedstaaten berücksichtigt werden. Hierzu fertigt der AN eine Analyse (6 - 9 Seiten) an.

Im Anschluss an das Impact Assessment sind Anpassungen am Netzkodex „Forward Capacity Allocation“ (FCA) für Anfang 2025, spätestens jedoch vor Mitte 2026 angekündigt. Der FCA befasst sich mit Regeln für Terminmärkte, die es den Marktteilnehmern ermöglichen Kapazitäten auf grenzüberschreitenden Leitungen zu sichern. Der FCA enthält unter anderem detaillierte Regeln für die gebotszonenübergreifende Kapazitätsvergabe auf Terminmärkten, die Festlegung einer gemeinsamen Methode zur Bestimmung der langfristigen zonenübergreifenden Kapazität und für die Einrichtung einer einheitlichen Vergabeplattform auf europäischer Ebene.

Der AN begleitet die AG'in bei den Verhandlungen und Vorarbeiten durch wissenschaftlichen Input. Hierbei sollen aufbauend auf der Bewertung aus AP 1 konkrete Vorschläge zu den als kritisch bewerteten Punkten entwickelt werden und in einer Analyse (6 - 9 Seiten) zusammengefasst werden. Diese können z.B. die Vorgaben zur Steigerung grenzüberschreitender Kapazitäten, die Ausgestaltung von Virtual Hubs oder alternativer Ansätze sowie mögliche Neuregelungen langfristiger Handelsrechte umfassen, die auf eine Harmonisierung des grenzübergreifenden Langfristhandels abzielen.

Zudem liefert der AN im Laufe der Verhandlungen regelmäßig fachliche Unterstützung bzgl. der Interaktion mit beteiligten Akteuren. Diese Aufgabe wird kurzfristig bereitzustellende Einschätzungen und Bewertungen erfordern.

Themenblock „Stromnetzbetrieb“

Durch die Weiterentwicklung der Europäischen Marktkopplung und der EU-rechtlich vorgegebenen Handelskapazitäten ergeben sich vielfältige Fragen und Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Diese neuen Anforderungen umfassen beispielsweise Herausforderungen mit Blick auf die koordinierte Abwicklung von Redispatch, auf EU-weit integrierte Systemdienstleistungen

(insbes. Momentanreserve und Regelleistung), oder die Anpassung an eine sich ändernde räumliche Verteilung der Erzeugungsschwerpunkte in Europa und den sich teilweise verzögernden Netzausbau. In Verbindung mit dem zonalen Marktmodell in Europa, dem wachsenden grenzüberschreitenden Stromhandel sowie teilweisen zeitlichen Verzögerungen beim Ausbau der Stromnetze ergibt sich vorübergehend ein erhöhter Bedarf an Redispatch bzw. Countertrading und ein dauerhaft steigender Bedarf an Momentanreserve, um die Marktergebnisse auch physisch im Netz abbilden zu können und Engpässe im Netz sicher und kosteneffizient zu beheben.

Im Kontext der steigenden Anforderungen an den Netzbetrieb werden auf europäischer Ebene regelmäßig Fragen nach möglichen Kompetenzübertragungen, der Weiterentwicklung von Rollen und Aufgaben von ENTSO-E und ACER und neuen Strukturen diskutiert.

Daneben wird auf europäischer Ebene auch regelmäßig darüber diskutiert, ob eine Änderung der aktuellen zonalen Struktur der Strommärkte durch lokalere Signale oder sogar ein nodales System eine mögliche Alternative darstellen. Dies betrifft auch Offshore-Gebotszonen, in denen hybride Offshore Windparks gleichzeitig an mehrere Mitgliedstaaten angeschlossen sind. Im europäischen Recht ist dazu nach Art. 14 EU 2019/943 (Strommarkt-VO) ein regelmäßiger Review-Prozess vorgesehen. Dieser Ausgestaltung dieses Reviewprozesses ist auch Teil der Debatte zu den Anpassungen der CACM Guideline.

Der AN erstellt eine Kurzstudie (3 - 6 Seiten) dazu, welche Herausforderungen des zukünftigen Stromnetzbetriebes insgesamt auf uns zukommen, die durch eine Anpassung der Network Codes oder des sekundärrechtlichen Rahmens adressiert werden sollten. Die Kurzstudie enthält dabei Reformvorschläge die dahinwirken, dass die EU Vorgaben mit Blick auf den Netzbetrieb, EU Prozesse sowie EU- und mitgliedstaatliche-Institutionen in ihren Rollenvorgaben effizient auf eine Dekarbonisierung des Stromhandels hinwirken.

Durch regelmäßige Beratung unterstützt der AN die AG'in im Rahmen dieses Themenblockes durch fachlich-wissenschaftliche Bewertungen von Vorschlägen Seitens der Europäischen Kommission, der europäischen Aufsichtsbehörde ACER oder von Seiten Dritter, mit besonderem Fokus auf lokalere Signale in derzeit großen Marktgebieten sowie einzelne Fachfragen im Zusammenhang mit Engpassmanagement, grenzüberschreitendem Redispatch (xb-RD), Countertrading (CT), Effizienzsteigerungen im Netzbetrieb und Kompetenzen und Aufgaben der einzelnen Akteure.

Themenblock „Stromnetzplanung“

Die Stromnetzplanung ist für die Wettbewerbsfähigkeit Europas, die Versorgungssicherheit und einen effizienten und kostengünstigen Strombinnenmarkt von entscheidender Bedeutung. Insbesondere der grenzüberschreitende Stromnetzausbau innerhalb Europas ist dabei wichtig für einen stabilen Netzbetrieb. Die EU-Strommarkt-VO gibt dabei vor, dass die Leistung von Interkonnektoren mindestens 15% der installierten Stromerzeugung in den Mitgliedstaaten bis 2030 abdecken muss. Dabei stellt sich die Frage, inwieweit die aktuellen Prozesse und Ziele weiterentwickelt werden, um eine effiziente und bedarfsgerechte europäische Netzplanung mit Blick auf 2040 und 2050 zu ermöglichen.

Zur Frage der Weiterentwicklung der TYNDP-Prozesse und Ten-E-Vorgaben liegen bereits umfangreiche Erkenntnisse aus vorangegangenen Studien vor.

Auf Basis der Kenntnisse vorangegangener Studien und eigener Ideen erstellt der AN ein konkretes Reformkonzept für die europäische Netzausbauplanung (insb. mit Blick auf die EU-rechtlichen Vorgaben der Strommarkt-VO und -RL sowie Ten-E-Verordnung und der praktischen Umsetzung des TYNDP-Prozesses). Dies umfasst insb. Vorschläge zu Anpassungen des Rechtsrahmens, die darauf abzielen, die europäische Netzausbauplanung an den tatsächlichen Systembedarf in 2040 bzw. 2050 auszurichten. Der AN betrachtet dabei, wie die europäischen Netzplanung methodisch optimiert werden kann. Im Rahmen des Reformkonzeptes stellt der AN verschiedene Reformoptionen mit Vor- und Nachteilen aus nationaler und EU-Sicht gegenüber. Das Reformkonzept soll dabei in Form eines Berichts (15-25 Seiten) dargestellt werden und innerhalb der ersten 12 Projektmonate vorlegt werden.

III.3 Arbeitspaket 3 (AP 3): Flexibilität und Sektorenkopplung

Themenblock „Flexibilität im Energiesystem“

Um einen steigenden Anteil variabler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in das EU-Stromsystem integrieren zu können, braucht es mehr Flexibilität der verschiedenen Marktakteure auf der Erzeuger-, Speicher- und Verbraucherseite sowie Investitionen in nationale und grenzüberschreitende Übertragungs- und Verteilnetze. Der grundlegende rechtliche Rahmen liegt dabei auf europäischer Ebene und legt dort den Grundstein für die nationale Umsetzung.

Wichtig ist hierbei, dass der europäische Rechtsrahmen es ermöglicht, dass die verschiedenen Flexibilitätsoptionen in den Markt kommen. Dabei spielt auch der Abbau von Flexibilitätshemmnissen eine zentrale Rolle. Insbesondere mit Blick auf die zunehmende Sektorkopplung stellt sich dabei auch die Frage, wie Anreize für eine flexible Nachfrage (sowie mit Speichern eines flexiblen Angebotes) von Strom entstehen können.

Vor diesem Hintergrund erstellt der AN eine Studie zu der Frage, wie der europäische Rechtsrahmen angepasst werden müsste, damit ausreichend Flexibilitätspotential im Energiesystem zur Verfügung steht auch mit Blick auf 2040. Ein Fokus soll dabei u.a. auf der Beseitigung von Flexibilitätshemmnissen liegen. Dabei werden sowohl weitreichende Reformoptionen als auch kleinteilige ggf. technologie-spezifische Aspekte betrachtet. Auch Best-Practice-Beispiele aus anderen Mitgliedstaaten können genutzt werden. Dabei sollen auch die Potentiale der Sektorkopplung (z.B. bidirektionales Laden von Elektroautos, marktliche Integration von Wärmepumpen und Speichern) berücksichtigt werden insbesondere mit Blick auf die Frage, wie diese effizient erschlossen werden können. Dabei sollen neben marktlichen auch die netzseitigen Aspekte berücksichtigt werden. Die Ergebnisse bereitet der AN in einem Bericht (15 - 25 Seiten) auf, in der er zudem konkrete Lösungsvorschläge herleitet, die ein konsistent ineinandergreifendes und schlüssiges Reformpaket ergeben. Die Ergebnisse sollen innerhalb der ersten 12 Projektmonate vorlegt werden.

Themenblock “Network Code Demand Response (DR)”

Auf Basis eines Entwurfes von ENTSO-E und EUDSO Entity wird der NC DR, der eine Vielzahl hoch-relevanter Aspekte neu regelt, derzeit von ACER entwickelt. Im Entwurf des NC DR enthalten sind bisher neben Anforderungen an die Bereitstellung von Blindleistung und an Netzentwicklungspläne auf Verteilnetzebene auch Regelungen zur Ausgestaltung von Aggregatoren-Modellen und die für Verteilnetzbetreiber vorgesehene Einführung von Flexibilitätsmärkten zum Engpassmanagement.

Während der Projektlaufzeit wird der ENTSO-E-Entwurf des NC DR zunächst von ACER überarbeitet, bevor KOM ihren eigenen Entwurf offiziell den EU-MS vorlegt, dieser Entwurf verhandelt wird und anschließend als Durchführungsrechtsakt implementiert werden wird, voraussichtlich noch 2025.

Teilweise gibt es auch noch Diskussionen, inwiefern einzelne Themenbereiche im NC DR überhaupt enthalten sein sollten (bspw. bzgl. der marktgestützten Beschaffung von Blindleistung).

Der AN begleitet die AG'in bei den Verhandlungen und Vorarbeiten durch wissenschaftlichen Input. Dies umfasst u.a. den Geltungsbereich und die damit einhergehenden Auswirkungen des NC, die Bewertung von Vorschlägen und Vorgaben zu Flexibilitätsmärkten, den Begriff der marktbasierter (Flexibilitäts-)Beschaffung, die Ausgestaltung der Aggregatoren-Modelle, die Anforderungen an Netzentwicklungspläne auf Verteilnetzebene sowie die Regelungen zur Bereitstellung von Blindleistung und deren Abgleich mit nationalen Vorgaben zur marktgestützten Beschaffung von Blindleistung.

Über die Analyse der Entwürfe von ACER und KOM (AP 1) hinaus, erbringt der AN im Laufe dieser Entwicklung diverse Bewertungen einzelner Fachfragen. Über den Projektzeitraum unterstützt der AN die AG'in durch intensive Beratung und bis zu fünf Kurzanalysen (je 1 - 3 Seiten), die sich mit den als kritisch identifizierten Punkten befassen. Diese können sich zum Beispiel auf Vorschläge zur markt-basierter Beschaffung von Engpassmanagement und Systemdienstleistungen beziehen und nationale Auswirkungen prüfen. Abhängig von den

konkreten Entwürfen, könnten u.a. auch einzuführende nationale Prozesse, Netzausbaupläne auf Verteilnetzebene, Aggregatorenmodelle, und Marktzugangsregeln zu behandeln sein. Im Rahmen der Analysen sind auch mögliche Pfadentscheidungen zu berücksichtigen, welche im Rahmen der Netz-Network Codes getroffen werden - insb. mit Blick auf die Bereitstellung von Flexibilität durch Erzeuger und Verbraucher. Auch mögliche Entwicklungen des Network Codes zum Systembetrieb (SO-Guideline) sind, wenn inhaltlich relevant, zu berücksichtigen.

III.4 Arbeitspaket 4 (AP 4): EU-Stromversorgungssicherheit

Themenblock „Weiterentwicklung des europäischen Rahmens für Kapazitätsmechanismen, inkl. strategische Reserven“

Viele Staaten in Europa haben bereits verschiedene Kapazitätsmechanismen im Einsatz, die einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten sollen. Die wesentlichen Ausführungen sind dabei Kapazitätsmärkte und strategische Reserven, die – trotz unterschiedlicher Funktionsweisen – weitgehend einheitlichen regulatorischen Anforderungen aus der EU-Strommarkt-VO unterliegen. Auch Deutschland hat eine strategische Reserve etabliert. Derzeit wird auf nationaler Ebene über Kapazitätsmechanismen sowie eine Weiterentwicklung der Kapazitätsreserve diskutiert.

Es ist möglich, dass die neue EU Kommission eine Weiterentwicklung der Vorgaben von Kapazitätsmechanismen sowie der Rahmenvorgaben für Reserven angehen wird. Diese könnte eine Weiterentwicklung und Anpassung der Anforderungen und Designvorgaben umfassen, welche sowohl in Richtung von mehr Harmonisierung, als auch von mehr Flexibilität für die MS abzielen könnte. Auch eine stärkere Differenzierung zwischen Mechanismen zur Finanzierung von Kapazitäten im Strommarkt einerseits und Kapazitäten zur Absicherung von Krisensituationen andererseits könnte im Rahmen der Reform diskutiert und angegangen werden. Ergänzend könnte DEU auch proaktiv eigene Ideen in den Prozess einbringen.

Der AN erstellt einen Bericht (15 - 25 Seiten) zur Identifikation von Weiterentwicklungsbedarfen der EU-rechtlichen Vorgaben für Kapazitätsmechanismen in Form von strategischen Reserven zur Absicherung in Krisensituationen. Im Rahmen dieser Studie entwickelt der AN konzeptionelle Ideen und konkrete Reformvorschläge zur Weiterentwicklung der bisherigen europäischen Regulierung für Kapazitätsmechanismen und Krisenreserven. Dabei berücksichtigt der AN auch, wie die Ausgestaltung verschiedener grenzüberschreitender Nutzungskonzepte von Kapazitätsmechanismen bzw. Reserven (z.B. gemeinsame oder koordinierte Kraftwerksplanung, grenzüberschreitende Nutzung nationaler Kraftwerke) energiesystemische und volkswirtschaftliche Effizienzgewinne gegenüber unkoordinierten nationalen Ausgestaltungen (ausschließliche Nutzung nationaler Kraftwerke) haben könnten und analysiert die Möglichkeit eines europäisch koordinierten Rollouts von Reserven bzw. anderer Kapazitätsmechanismen. Die Ergebnisse sollen innerhalb der ersten 12 Projektmonate vorlegt werden.

Themenblock „European Resource Adequacy Assessment“

Die Stromversorgungssicherheit wird nach Artikel 23 der Strommarkt-VO auf Basis von sog. Resource Adequacy Assessments bewertet. Der Artikel definiert dabei die Anforderungen, die sowohl das europäische als auch nationale Assessments zukünftig einhalten müssen. Dazu gehören unter anderem eine ökonomische Bewertung der Wirtschaftlichkeit neuer oder bestehender Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie von Lastflexibilitäten, die Berücksichtigung von Extremszenarien, die Modellierung von Kapazitätsmechanismen oder die Integration der lastflussbasierten Marktkopplung. Die Umsetzung dieser Anforderungen gestaltet sich teilweise technisch und fachlich höchst anspruchsvoll und dürfte sich über mehrere Jahre hinziehen. Die Methoden zum Monitoring werden fortlaufend durch ENTSO-E und ACER weiterentwickelt. Außerdem ist ein Bericht vorgesehen, der analysiert, inwieweit die bestehenden EU-rechtlichen Vorgaben angepasst werden sollten.

Der AN bewertet die jährlichen Berichte von ENTSO-E zum European Resource Adequacy Assessment (ERAA) wissenschaftlich und erstellt Empfehlungen zur Weiterentwicklung der Methoden. Dazu werden für die ERAA Berichte 2024 und 2025 jeweils eine Analyse (je 6 - 9

Seiten) erstellt. So soll die AG'in in die Lage versetzt werden, die Robustheit des Modells und seiner Ergebnisse fachlich fundiert einschätzen zu können und Vorschläge zur Weiterentwicklung der Methodik und der rechtlichen Vorgaben einzubringen.

III.5 Arbeitspaket 5 (AP 5): Modellierung des europäischen Strommarktes und -netzes

Für die Bewertung verschiedener Fragestellungen, die sich aus den AP 1 - 4 ergeben können, ist eine quantitative Analyse auf Basis eines europäischen Strommarktmodells nötig. Aufgrund des bei Projektstart voraussichtlich vorliegenden CACM-Entwurfes der EU KOM, werden umgehend wesentliche Aufgaben in der Modellierung und Beratung zu erbringen sein.

Der AN soll daher in der Lage sein, verschiedene nationale und europäische Netz- und Marktszenarien zur Untersuchung von Fragestellungen – beispielsweise zu den Themenfeldern Handelskapazitäten, Engpassmanagement, Weiterentwicklung von Flexibilität durch Speicher, Lasten, Erzeuger und Stromnetze und Redispatch und dessen Kosten, Marktsignale in den europäischen Strommärkten oder Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen und Neuinvestitionen, den Impact Assessments der KOM oder anderen Aspekten, die sich aus den Reformvorschlägen zu den Network Codes oder des Sekundärrechts ergeben – zu modellieren.

Dazu sind bis zu vier Szenarien mit sechs Sensitivitäten mit Hilfe von geeigneten computerbasierten Simulationsmodellen des europäischen Strommarkts und des europäischen Stromnetzes zu konzipieren und simulieren. Bei Bedarf sind dabei Szenarien und Sensitivitäten in gleichwertigem Ausmaß auszutauschen. Zur Modellierung sind geeignete europaweite Strommarkt- und Netzmodelle zu verwenden; diese sollen unter anderem eine geschlossene Simulation von Investitions- und Dispatchentscheidungen leisten können, in zeitlicher (stündlicher), räumlicher und technischer Hinsicht hoch aufgelöst sein, kraftwerksblockscharf modellieren sowie Lastverschiebung/Lastverzicht und Peak-Load-Pricing abbilden können. Die Modellierungsergebnisse sind je Szenario in Form von Power-Point Foliensätzen oder Berichten (je 15 - 25 Seiten) aufzubereiten und sollen die Ergebnisse mittels geeigneter Indikatoren (z.B. Redispatchkosten, Lastflüsse, Strompreise, THG-Emissionen etc.) anschaulich und transparent darstellen.

IV. Bearbeitungszeit

Das Vorhaben hat eine Laufzeit von 30 Monaten (voraussichtlicher Beginn: 01.09.2024). Dabei sollen die auf den CACM bezogenen Arbeitspakete bereits in 2024 erarbeitet werden sowie – bei Bedarf auch – ein Teil der Modellierung bereits 2024 erfolgen.

V. Allgemeine Anforderungen

Die Arbeitsergebnisse sind in Form von Protokollen, Kurzanalysen (1 - 3 Seiten), Kurzstudien (3 - 6 Seiten), Analysen (6 - 9 Seiten), Studien (9 - 12 Seiten) und Berichten (15 - 25 Seiten) bzw. PowerPoint-Präsentationen fachlich auszuführen. Je nach Themenblock sind zudem vereinzelt, kontinuierlich oder intensive zusätzliche Unterstützungsleistungen zu erbringen. Weiterhin ist ein regelmäßiger Austausch mit der AG'in, insbesondere in Form von Besprechungen, vorzusehen. Die Ergebnisse sollen ausführlich durch den AN dokumentiert werden. Zu diesem Zweck ist auch ein Abschlussbericht zu erstellen, der einen Überblick über die einzelnen Ergebnisse gibt. Weitere Einzelheiten sind den nachfolgenden Ausführungen zu entnehmen.

Soweit physikalisch-technische Größen bei den o.g. Aufgaben eine Rolle spielen (insbesondere bei länderübergreifenden Vergleichen), ist auf eine Vergleichbarkeit der relevanten Einheiten zu achten und bei Bedarf zu erläutern, wie und mit welcher Begründung eine normierte Betrachtung durchgeführt wurde.

V.1 Abstimmungen

Die einzelnen Arbeitspakete sind in enger Abstimmung mit der AG'in zu bearbeiten. Neben regelmäßigen kürzeren Abstimmungen zu Einzelfragen sind insgesamt 7 Projektsitzungen vorzusehen, die idealerweise ausgehend vom Beginn des vierten Quartals 2024 im Abstand von vier Monaten stattfinden. Die 7 Projektsitzungen beinhalten eine Kickoff-Veranstaltung. Mindestens vier der Sitzungen sind als Videokonferenz vorzusehen, die weiteren Sitzungen finden je nach Bedarf und den ggf. geltenden Bestimmungen zur Bekämpfung der Covid19-Pandemie physisch in den Räumen der AG'in oder ebenfalls als Videokonferenz statt. Der mit den Sitzungen verbundene Aufwand ist bei der Projekt- und Budgetplanung mit zu berücksichtigen. Für Videokonferenzen muss der AN darüber hinaus eine geeignete IT-Infrastruktur bereithalten. Zu den sieben Projektsitzungen sind jeweils nach spätestens zwei Wochen vom AN entsprechende Berichtsprotokolle anzufertigen, die den Fortschritt des Vorhabens dokumentieren.

V.2 Berichte

Zusätzlich zu den oben genannten Leistungen ist zum Abschluss des Vorhabens ein Abschlussbericht im Umfang von 30-45 Seiten mit einer Gesamtdokumentation über die erbrachten Leistungen in der Vertragslaufzeit vorzulegen. Dieser Abschlussbericht ist 1 Monat vor Laufzeitende des Vorhabens der AG'in elektronisch zur Abstimmung im Entwurf vorzulegen. Die Protokolle zu dem vorgesehenen Auftakttreffen und den weiteren Besprechungen sind der AG'in als Dokumentation zusammen mit den in den einzelnen Arbeitspaketen erarbeiteten Dokumenten elektronisch und auf Anfrage auch in Papierform einzureichen. Sofern der Druck von Unterlagen notwendig ist, ist Umweltpapier (Blauer Engel oder gleichwertig) zu benutzen.

Zwischenberichte sind nicht notwendig, da der Fortschritt des Vorhabens über die Protokolle der regelmäßigen Besprechungen sowie die in den Arbeitspaketen zu erstellenden Kurzstudien, Berichte und sonstigen Dokumente dokumentiert wird. Die jeweiligen Protokolle und Unterlagen der Besprechungen werden von der AG'in nach der Besprechung abgenommen.

Die in den APs beschriebenen Kurzanalysen, Kurzstudien, Analysen, Studien und Berichte können alternativ in entsprechenden PowerPoint Foliensätzen vorgelegt werden, die in ihrem Umfang den Anforderungen gerecht werden und inhaltlich eine gleichwertige Detailtiefe erreichen.

Sämtliche Ausarbeitungen und Begleitmaterialien sowie Zwischen- und Endberichte sind digital und barrierefrei zu erstellen (siehe Barrierefreie Informationstechnik-Verordnung – BITV 2.0 vom 25.05.2019). Detaillierte Hinweise zur Umsetzung der Verordnung sind auf den Internetseiten des BIK (Arbeitskreis „barrierefrei informieren und kommunizieren“) zu finden (<https://bik-fuer-alle.de>).

V.3 Veröffentlichungen

Bei sämtlichen Veröffentlichungen und Maßnahmen der Öffentlichkeitsarbeit ist das Corporate Design des BMWK anzuwenden. Mögliche ÖA-Maßnahmen sind vorab mit dem BMWK-Referat LB2 abzustimmen.

Dokumente, die für den Internetauftritt des BMWK erstellt werden oder veröffentlicht werden sollen, sollen den Anforderungen der Barrierefreiheit entsprechen (Barrierefreie Informationstechnik-Verordnung – BITV 2.0 v. 22. September 2011). Detaillierte Hinweise zur Umsetzung der Verordnung sind auf den Internetseiten des BIK (Arbeitskreis "barrierefrei informieren und kommunizieren") zu finden: <http://www.bik-online.info/>. PDF-Dateien sind in der finalen Fassung ebenfalls grundsätzlich barrierefrei zu gestalten.

VI. Anforderungen an das Angebot

Im Angebot ist zu beschreiben, wie die in der Leistungsbeschreibung unter III beschriebenen Leistungen ausgeführt werden sollen (Ziele, Stand der Diskussion, grobes Arbeitsprogramm mit Zeitplan, Personalkosten inkl. Tagessätze, Aufgliederung der Ausgaben/Kosten auf die einzelnen Arbeitspakete).

Die Beschreibung soll hinreichend konkrete Angaben dazu enthalten, welche Vorgehensweise, welche Arbeitsmethoden und welche einzelnen Arbeitsschritte in der Bearbeitung der Teilaufgaben gewählt werden sollen. Es ist ein hinreichend detaillierter Arbeits-, Zeit-, Meilenstein- und Ressourcenplan beizufügen.

Angaben zum vorgesehenen Personaleinsatz: Es ist ein angemessener Personal- und Sachmitteleinsatz anzusetzen. Darüber hinaus ist ein aussagekräftiger Personaleinsatzplan zu erstellen und vorzulegen. Aus dem Personaleinsatzplan soll hervorgehen, wie der Bieter die verschiedenen fachübergreifenden Fragestellungen abdeckt und deren termingerechte Bearbeitung bei gleichbleibend hoher wissenschaftlicher Qualität über die Projektlaufzeit sicherstellt. Dabei ist darauf einzugehen, wie die Mitglieder des Projektteams entsprechend ihren Fähigkeiten und den verschiedenen Fragestellungen eingesetzt und deren Zusammenwirken koordiniert werden, so dass die AG in wissenschaftlich fundiert auch kurzfristig und flexibel im Rahmen dieses Vorhabens unterstützt werden kann.

Table Briefings