

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Bericht nach § 7 des Transparenzgesetzes – Rückbau von Kernkraftwerken

Inhaltsverzeichnis

| | Seite |
|---------------------------------------------------------------------|-------|
| 0 Zusammenfassung | 7 |
| 1 Gesetzesrahmen und Berichtsauftrag | 8 |
| 2 Grundlagen und Prüfmethodik | 11 |
| 2.1 Administrative und technische Aspekte des Rückbaus | 11 |
| 2.2 Haftung für Rückbauverpflichtungen innerhalb der Konzerne | 14 |
| 2.3 Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen | 14 |
| 2.4 Prüfmethodik | 16 |
| 3 Ergebnisse der Prüfung | 20 |
| 3.1 EnBW | 20 |
| 3.1.1 Konzern und Haftungskreis | 20 |
| 3.1.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene | 22 |
| 3.1.3 Vermögens- und Liquiditätslage | 22 |
| 3.2 E.ON | 24 |
| 3.2.1 Konzern und Haftungskreis | 24 |
| 3.2.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene | 27 |
| 3.2.3 Vermögens- und Liquiditätslage | 29 |

Die an den Deutschen Bundestag übermittelte Ursprungsdatei ermöglichte keine Weiterverarbeitung zu einer barrierefreien Bundestagsdrucksache.

| | Seite |
|------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.3 RWE | 30 |
| 3.3.1 Konzern und Haftungskreis | 30 |
| 3.3.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene | 32 |
| 3.3.3 Vermögens- und Liquiditätslage..... | 34 |
| 3.4 SWM..... | 35 |
| 3.4.1 Konzern, Haftungskreis und Rückstellungen | 35 |
| 3.4.2 Vermögens- und Liquiditätslage..... | 36 |
| 3.5 Vattenfall | 36 |
| 3.5.1 Konzern und Haftungskreis | 36 |
| 3.5.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene | 38 |
| 3.5.3 Vermögens- und Liquiditätslage..... | 39 |
| 4 Fazit | 41 |
| Anhang..... | 45 |
| A: Informationen zu den einzelnen Anlagen | 45 |
| B: Organigramm der Betreiber und der EVU..... | 51 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|
| 13. AtGÄndG..... | Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes |
| 16. AtGÄndG..... | Sechzehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes |
| 18. AtGÄndG..... | Achtzehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes |
| AG | Aktiengesellschaft |
| AtG | Atomgesetz |
| AtVfV | Verordnung über das Verfahren bei der Genehmigung von Anlagen nach § 7 des Atomgesetzes |
| BAFA | Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle |
| BMUV | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz |
| EnBW | EnBW Energie Baden-Württemberg AG |
| EnKK | EnBW Kernkraft GmbH |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| GAB | Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde |
| GKN | Kernkraftwerk Neckarwestheim |
| GmbH | Gesellschaft mit beschränkter Haftung |
| GKW oHG | Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG |
| GNS | GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH |
| HGB | Handelsgesetzbuch |
| IFRS | International Financial Reporting Standards |
| KBR | Kernkraftwerk Brokdorf |
| KBR oHG..... | Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG |
| KFK | Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausbaus |
| KGK | Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH |
| KKB | Kernkraftwerk Brunsbüttel |
| KKB oHG | Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG |
| KKE | Kernkraftwerk Emsland |
| KKG | Kernkraftwerk Grafenrheinfeld |
| KKI | Kernkraftwerk Isar |
| KKK | Kernkraftwerk Krümmel |
| KKK oHG | Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG |
| KKP | Kernkraftwerk Philippsburg |
| KKS | Kernkraftwerk Stade |
| KKS oHG | Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG |
| KKU | Kernkraftwerk Unterweser |
| KKW | Kernkraftwerk |

| | |
|----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| KLE | Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH |
| KLE-Beteiligungs-OHG | Kernkraftwerksbeteiligung Lippe-Ems beschränkt haftende OHG |
| KMK | Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich |
| KRB | Kernkraftwerk Gundremmingen |
| KWB | Kernkraftwerk Biblis |
| KWG | Kernkraftwerk Grohnde |
| KWG oHG | Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG |
| KWL | Kernkraftwerk Lingen |
| KWL GmbH | Kernkraftwerk Lingen GmbH |
| KWO | Kernkraftwerk Obrigheim |
| KWO GmbH | Kernkraftwerk Obrigheim GmbH |
| KWW | Kernkraftwerk Würgassen |
| Mio. | Millionen |
| Mrd. | Milliarden |
| Nachhaftungsgesetz | Gesetz zur Nachhaftung für Abbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich |
| oHG | offene Handelsgesellschaft |
| NIS | Siempelkamp NIS-Ingenieurgesellschaft mbH |
| PEL | PreussenElektra GmbH |
| RückBRTransparenzV | Verordnung über die Umsetzung der Auskunftspflicht und die Ausgestaltung der Informationen nach dem Transparenzgesetz |
| SE | Societas Europaea |
| SAG | Stilllegungs- und Abbaugenehmigung |
| SWM | Stadtwerke München GmbH |
| TKK | TWS Kernkraft GmbH |
| Transparenzgesetz | Gesetz zur Transparenz über die Kosten der Stilllegung und des Rückbaus der Kernkraftwerke sowie der Verpackung radioaktiver Abfälle |
| UVP | Umweltverträglichkeitsprüfung |
| VE NE | Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH |

Abbildungsverzeichnis

| | Seite |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| Abbildung 1: Schema Rückbauprozess..... | 12 |
| Abbildung 2: Historische Betriebsverläufe und künftige Betriebsplanungen | 13 |
| Abbildung 3: Diskontierungszinssätze nach Restlaufzeit im 7-Jahresdurchschnitt | 16 |
| Abbildung 4: Umsatzverteilung EnBW | 21 |
| Abbildung 5: Umsatzverteilung E.ON..... | 25 |
| Abbildung 6: Umsatzverteilung RWE | 31 |
| Abbildung 7: Umsatzverteilung Vattenfall | 37 |
| Abbildung 8: Rückstellungen der EVU zu den Stichtagen 2019, 2020 und 2021 | 41 |
| Abbildung 9: Eskalierte Ausgaben nach Aufgaben 2022 bis 2047..... | 42 |
| Abbildung 10: Eigenkapitalquote der EVU 31. Dezember 2015 bis 31. Dezember 2021* | 44 |

Tabellenverzeichnis

| | Seite |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| Tabelle 1: Anlagen, Betreiber und Leistungsbetriebsende | 9 |
| Tabelle 2: Rückstellungen nach Aufgaben der Eigentümergeellschaften bei EnBW | 22 |
| Tabelle 3: Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des E.ON-Konzerns | 26 |
| Tabelle 4: Rückstellungsbeträge der Betreiber bei E.ON | 27 |
| Tabelle 5: Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei E.ON | 28 |
| Tabelle 6: Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei RWE | 33 |
| Tabelle 7: Rückstellungen nach Aufgaben der SWM GmbH..... | 35 |
| Tabelle 8: Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des Vattenfall-Konzerns | 38 |
| Tabelle 9: Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei Vattenfall | 39 |

0 Zusammenfassung

0.1

Die Bundesregierung übermittelt dem Deutschen Bundestag fristgerecht den Bericht gemäß § 7 des Gesetzes zur Transparenz über die Kosten der Stilllegung und des Rückbaus der Kernkraftwerke sowie der Verpackung radioaktiver Abfälle (Transparenzgesetz). Der jetzt vorgelegte Bericht ist der fünfte seiner Art.

0.2

Der Bericht enthält eine zusammenfassende Bewertung über die finanzielle Vorsorge der Betreiber von Kernkraftwerken (KKW) für ihre Verpflichtungen zur Stilllegung und zum Abbau der KKW sowie der Verpackung ihrer radioaktiven Abfälle (Rückbauverpflichtungen). Der Bericht gründet auf der Prüfung der von den Betreibern vorgelegten Informationen durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Die vorgelegten Informationen für das Jahr 2021 (Stichtag 31. Dezember 2021) umfassen insbesondere Angaben zum Haftungskreis, die Aufstellungen der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen sowie eine Darstellung der Verfügbarkeit liquider Mittel.

0.3

Bei der Berichterstellung hat das BAFA einen Schwerpunkt auf die Prüfung der Auswirkungen der deutlich gestiegenen Preise an den Energiemärkten auf die Bilanzen der Energieversorger gesetzt und diese im Bericht beschrieben.

0.4

Die Prüfung des BAFA hinsichtlich der Ermittlung der Rückstellungsbeträge hat zu keinen Beanstandungen geführt. Aus der Prüfung der verfügbaren liquiden Mittel durch das BAFA haben sich keine Anhaltspunkte dafür ergeben, dass die Betreiber ihren Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen können.

1 Gesetzesrahmen und Berichtsauftrag

Mit dem Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung vom 27. Januar 2017 (Artikelgesetz) wurden die Empfehlungen der Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs (KFK) umgesetzt. Einer Empfehlung der KFK zufolge, waren „[...] die Betreiber zu verpflichten, über die derzeitigen geprüften Jahresabschlüsse und Geschäftsberichte hinaus Transparenz darüber zu schaffen, inwieweit die künftigen Auszahlungen für Rückbau und Stilllegung nicht nur der Höhe nach gedeckt sind, sondern auch zum benötigten Zeitpunkt liquide vorliegen werden [...]“ (Abschlussbericht der KFK, S. 25). Diesem Anliegen trägt das als Teil des Artikelgesetzes verabschiedete Gesetz zur Transparenz über die Kosten der Stilllegung und des Rückbaus der Kernkraftwerke sowie der Verpackung radioaktiver Abfälle (Transparenzgesetz) Rechnung.

Das Transparenzgesetz sieht eine Auskunftspflicht der Betreiber von Kernkraftwerken (KKW) gegenüber dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) vor. Betreiber im Sinne des Transparenzgesetzes sind die Inhaber der atomrechtlichen Genehmigung gemäß § 7 Absatz 1 des Atomgesetzes (AtG) zur Spaltung von Kernbrennstoffen zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität und/oder nach § 7 Absatz 3 AtG zur Stilllegung und zum Abbau einer Anlage. Die Betreiber sind verpflichtet, die KKW nach dem Ende des Leistungsbetriebes stillzulegen und abzubauen. Die Kosten für Stilllegung und Abbau der Anlagen und die fachgerechte Verpackung radioaktiver Abfälle (Rückbauverpflichtungen) haben sie dabei zu übernehmen. Mit Erfüllung der Rückbauverpflichtungen und der Entlassung der Anlage aus der Überwachung nach dem Atom- und Strahlenschutzrecht sowie der Abgabe aller fachgerecht verpackten radioaktiven Abfälle an die BGZ Gesellschaft für Zwischenlagerung mbH endet die Betreibereigenschaft und damit auch die Auskunftspflicht nach dem Transparenzgesetz.

In den jährlich zu übermittelnden Aufstellungen müssen die Betreiber die für die Rückbauverpflichtungen im Jahresabschluss gebildeten Rückstellungen nach den verschiedenen Aufgaben des Rückbaus differenziert darstellen. Diese Darstellung muss die für die einzelnen Aufgaben der Rückbauverpflichtungen erwarteten Rückstellungsinanspruchnahmen in den zukünftigen Geschäftsjahren enthalten. Darüber hinaus müssen die Betreiber darlegen, welche Vermögenswerte ihnen zukünftig zur Verfügung stehen werden, um ihren Zahlungsverpflichtungen zum Zeitpunkt des Anfalls nachzukommen. Für die konkrete Umsetzung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) und dem Bundesministerium der Finanzen auf Grundlage von § 9 des Transparenzgesetzes am 9. Juli 2018 die Verordnung über die Umsetzung der Auskunftspflicht und die Ausgestaltung der Informationen nach dem Transparenzgesetz (RückBRTransparenzV) erlassen.

Alle Betreiber haben die Informationen¹ für das Berichtsjahr 2021 bis zum 30. Juni 2022 an das BAFA übermittelt. Sie sind damit ihren Auskunftspflichten nach dem Transparenzgesetz vollständig und fristgerecht nachgekommen.

Aufgabe des BAFA ist es, die erlangten Informationen zu prüfen und zu bewerten. Die Ergebnisse der Prüfung bilden die Grundlage für den vorliegenden jährlichen Bericht der Bundesregierung an den Deutschen Bundestag (§ 7 Transparenzgesetz). Bei der Berichterstattung sind das parlamentarische und öffentliche Informationsinteresse mit den Rechten der Betreiber abzuwägen. Der Bericht ist zum 30. November eines jeden Jahres vorzulegen.

Kapitel 2 des Berichtes geht zunächst auf administrative und technische Aspekte des Rückbaus ein. Danach erfolgen eine Darlegung der haftungsrechtlichen Grundlagen sowie eine Erläuterung grundlegender Aspekte der Bilanzierung von Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen. Darauf aufbauend werden der Prüfungsansatz und die Prüfmethodik des BAFA erläutert. Die dynamischen Entwicklungen an den Rohstoff- und Strommärkten und deren Auswirkungen auf die Bilanzen der Energieversorgungsunternehmen (EVU) erfuhren im Rahmen der diesjährigen Prüfung einen besonderen Schwerpunkt.

In Kapitel 3 werden die im Prüfwahljahr gewonnenen Erkenntnisse auf Ebene der Energiekonzerne² aufgezeigt und bewertet. Hierfür erstreckt sich die Prüfung des BAFA auf die Betreiber und die zugehörigen Energiekonzerne. Dazu erfolgt zunächst eine Darstellung der Geschäftsmodelle der EVU und die Einordnung der Kernenergieaktivitäten innerhalb der Konzerne. Daran schließen sich eine Beschreibung der gesellschafts- und haftungsrechtlichen Strukturen der Betreibergesellschaften sowie eine nach Betreibern geordnete Zusammensetzung der Rück-

¹ Für eine differenzierte Darstellung der einzelnen Informationspflichten, die sich aus dem Transparenzgesetz und der RückBRTransparenzV ergeben, wird auf Kapitel 2.4 Prüfmethodik verwiesen.

² Im Bericht werden die Begriffe *EVU* und *Energiekonzerne* synonym verwendet.

stellungen für Rückbauverpflichtungen an. Das BAFA hat die Aufstellungen der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen der Betreiber geprüft und zur Einschätzung der Zahlungsfähigkeit die wesentlichen Vermögenswerte der Betreiber, Vereinbarungen mit verbundenen Unternehmen und deren Finanzlage untersucht. Auf dieser Basis konnte die Höhe der anhand der handelsrechtlichen Einzelabschlüsse ermittelten Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen sowie deren erwartete Zahlungsabflüsse auf Konzernebene aggregiert werden. Ein Schwerpunkt liegt auf der Prüfung, ob die Konzerne finanziell in der Lage sind, ihren Rückbauverpflichtungen nachzukommen.

In einem abschließenden Fazit werden die wesentlichen Prüfergebnisse zusammengefasst und mittels Diagrammen veranschaulicht. Im Anhang findet sich neben einer Kurzdarstellung der KKW auch ein Organigramm mit der Zuordnung der KKW und ihren Betreibern zu den jeweiligen Konzernen.

Untersuchungsgegenstand dieses Berichtes sind die in Tabelle 1 aufgeführten 23 Anlagen (Anhang 1 Entsorgungsfondsgesetz) sowie deren Betreibergesellschaften. Zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichts im Oktober 2022 war für die Blöcke GKN 2, KKE sowie KKI 2 als spätestes Ende des Leistungsbetriebs der 31. Dezember 2022 festgelegt (§ 7 Absatz 1a AtG). Auf Grund der aktuellen Entwicklungen im Bereich der Energieversorgung sollen alle 3 Blöcke allerdings noch bis Mitte April 2023 befristet weiterbetrieben werden und insbesondere dazu beitragen, dass die Netzstabilität gesichert ist. Die dafür notwendigen Gesetzesänderungen befinden sich derzeit noch in Vorbereitung. Bei allen anderen Anlagen endete der Leistungsbetrieb zu den in Tabelle 1 angegebenen Daten.

Tabelle 1: **Anlagen, Betreiber und Leistungsbetriebsende**

| Anlage | Abkürzung | Betreibergesellschaft | Ende Leistungsbetrieb |
|------------------|-----------|---------------------------------------------------|--------------------------|
| Neckarwestheim 2 | GKN 2 | EnBW Kernkraft GmbH | spätestens 31.12.2022 |
| Emsland | KKE | Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH | spätestens 31.12.2022 |
| Isar 2 | KKI 2 | PreussenElektra GmbH, Stadtwerke München GmbH | spätestens 31.12.2022 |
| Brokdorf | KBR | Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG | 31.12.2021 |
| Gundremmingen C | KRB C | RWE Nuclear GmbH | 31.12.2021 |
| Grohnde | KWG | Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG | 31.12.2021 |
| Philippsburg 2 | KKP 2 | EnBW Kernkraft GmbH | 31.12.2019 |
| Gundremmingen B | KRB B | RWE Nuclear GmbH | 31.12.2017 |
| Grafenrheinfeld | KKG | PreussenElektra GmbH | 27.06.2015 |
| Neckarwestheim 1 | GKN 1 | EnBW Kernkraft GmbH | 06.08.2011 |
| Brunsbüttel | KKB | Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG | 06.08.2011 |
| Isar 1 | KKI 1 | PreussenElektra GmbH | 06.08.2011 |
| Krümmel | KKK | Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG | 06.08.2011 |
| Philippsburg 1 | KKP 1 | EnBW Kernkraft GmbH | 06.08.2011 |
| Unterweser | KKU | PreussenElektra GmbH | 06.08.2011 |
| Biblis A | KWB A | RWE Nuclear GmbH | 06.08.2011 |

| Anlage | Abkürzung | Betreibergesellschaft | Ende Leistungsbetrieb |
|-----------------|-----------|------------------------------------|-----------------------|
| Biblis B | KWB B | RWE Nuclear GmbH | 06.08.2011 |
| Obrigheim | KWO | EnBW Kernkraft GmbH | 11.05.2005 |
| Stade | KKS | Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG | 14.11.2003 |
| Würgassen | KWW | PreussenElektra GmbH | 26.08.1994 |
| Mülheim-Kärlich | KMK | RWE Nuclear GmbH | 09.09.1988 |
| Gundremmingen A | KRB A | RWE Nuclear GmbH | 13.01.1977 |
| Lingen | KWL | Kernkraftwerk Lingen GmbH | 05.01.1977 |

Ergänzend zu dem hier vorliegenden Bericht sind die Betreiber nach § 4 des Transparenzgesetzes i. V. m. § 9 RückBRTransparenzV verpflichtet, bis zum 30. November 2022 einen gesonderten Bericht auf ihrer eigenen Internetseite zu veröffentlichen. Die Betreiber haben in diesem Bericht allgemeinverständlich darzulegen, wie sie ihren Rückbauverpflichtungen nachkommen werden. Ziel dieses Berichtes ist eine Erhöhung der Transparenz gegenüber der interessierten Öffentlichkeit.

2 Grundlagen und Prüfmethodik

2.1 Administrative und technische Aspekte des Rückbaus

Das Dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom 31. Juli 2011 legte das jeweilige Ende der Berechtigung zum Leistungsbetrieb für die noch in Betrieb befindlichen Anlagen neu und individuell fest. Dadurch wurden ihre Betreiber verpflichtet, die jeweils betroffene Anlage spätestens zum jeweils festgesetzten Zeitpunkt endgültig abzuschalten. Aufgrund des Verursacherprinzips obliegen den Betreibern Organisation, Durchführung und Finanzierung von Stilllegung und Abbau der Anlagen sowie die fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle als Rückbauverpflichtungen. Sie erhalten die Berechtigung zur Stilllegung und zum Abbau durch die Stilllegungs- und Abbaugenehmigung (SAG), die gemäß § 7 Absatz 3 AtG bei der zuständigen Genehmigungs- bzw. Aufsichtsbehörde (GAB) zu beantragen ist.

Das Verfahren auf erstmalige Erteilung einer SAG dauert in der Regel mehrere Jahre. Dies beinhaltet zunächst eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung nach dem Verwaltungsverfahrensgesetz, deren wesentliche Ergebnisse für die Verwendung im folgenden Genehmigungsverfahren festgehalten werden, welches sich nach den Vorschriften der Verordnung über das Verfahren bei der Genehmigung von Anlagen nach § 7 des Atomgesetzes (AtVfV) richtet und dem Leitfaden zur Stilllegung, zum sicheren Einschluss und zum Abbau von Anlagen oder Anlagenteilen nach § 7 des Atomgesetzes vom 16. September 2021 folgt. Wird ferner für ein KKW erstmals ein Antrag auf Stilllegung und Abbau gestellt, so ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen. In einem Scoping-Termin wird der Untersuchungsrahmen für die UVP festgelegt.

In der AtVfV ist festgelegt, welche Unterlagen des Genehmigungsverfahrens für zwei Monate öffentlich zur Einsicht ausgelegt werden müssen. Während dieser Zeit können Einwendungen gegen das Vorhaben erhoben werden, die in einem anschließenden Erörterungstermin von den Einwendern erläutert und mit ihnen diskutiert werden können.

Anschließend müssen weitere zuständige Behörden einbezogen und Sachverständige gehört werden. Darüber hinaus sind Pflichten nach dem EURATOM-Vertrag zu erfüllen und die Bundesaufsicht zu beteiligen, die im Bedarfsfall ihre Fachgremien einbindet. Die Einhaltung der Schutzziele nach Atom- und Strahlenschutzrecht ist beim Abbau eines KKW jederzeit zu gewährleisten. Ergeben sich keine Hinderungsgründe, erteilt die GAB die SAG. Erst in dem sich anschließenden Aufsichtsverfahren, das den konkreten Abbauprozess begleitet, werden die letzten Detailfragen des Abbaus geklärt. Dazu wird der Abbau schrittweise in Einzelmaßnahmen untergliedert, die vom Betreiber inhaltlich dargelegt und von der Aufsichtsbehörde zur Kenntnis genommen werden müssen bzw. denen die Aufsichtsbehörde im Einzelfall zustimmt.

Eine SAG kann entsprechend der vom Betreiber gewählten und beantragten verfahrensmäßigen Umsetzung neben der Stilllegung bereits das Abbauprojekt als Ganzes oder zunächst nur eine erste Abbauphase umfassen.

Eine SAG enthält regelmäßig eine Vielzahl von Auflagen und Nebenbestimmungen. Hierzu gehört in aller Regel die Pflicht, die Inanspruchnahme der SAG anzuzeigen. Nach Zustimmung der GAB wechselt die Anlage in den Restbetrieb. Der Restbetrieb dauert bis zur Entlassung der gesamten Anlage aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung. In diesem Zeitraum erfolgt der Abbau der Anlage, das heißt der Gebäude, Systeme und Komponenten, die zuvor nach § 7 Absatz 1 AtG genehmigt waren und keiner konventionellen Nachnutzung zugeführt werden sollen. Hierfür veranschlagen die Betreiber meist eine Dauer von 10 bis 15 Jahren.

Der genaue Verlauf des Abbaus erfolgt von Reaktor zu Reaktor unterschiedlich. Dabei spielen neben der individuellen Planung insbesondere die technischen Unterschiede der einzelnen Anlagen eine wesentliche Rolle. So unterscheiden sich beispielsweise Siede- und Druckwasserreaktoren in Aufbau und Funktion deutlich voneinander. Dennoch lassen sich einige Gemeinsamkeiten finden, die geeignet sind, den Abbaufortschritt der einzelnen Anlage kenntlich zu machen. Zu diesem Zweck hat das BAFA Meilensteine für das Genehmigungsverfahren (1-4) und für den Abbauprozess (A-I) definiert, die in den folgenden Absätzen näher erläutert werden.

Mit den Meilensteinen für das Genehmigungsverfahren lassen sich dessen Fortgang und Sachstand dokumentieren. Den ersten Meilenstein erreicht ein Betreiber, wenn er den Antrag auf eine erste SAG stellt, den zweiten mit der Durchführung des Erörterungstermins, den dritten mit der Erteilung der ersten SAG und den vierten mit der Erteilung jenes Bescheides, mit dem das Abbauprojekt vollständig genehmigt ist. Wird auf einen Gesamtantrag hin eine umfassende Genehmigung erteilt, fallen der dritte und der vierte Meilenstein auf das gleiche Datum.

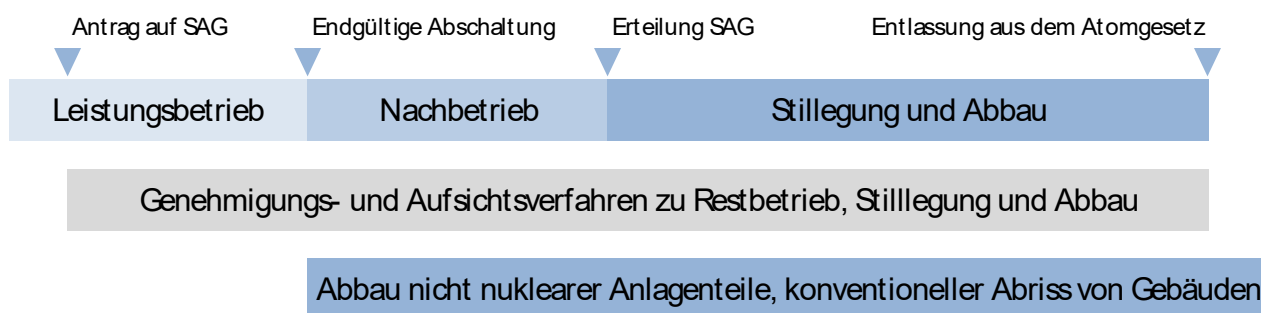
Die vom BAFA definierten Meilensteine für den Abbaufortschritt beginnen zunächst mit dem Datum der Zustimmung der GAB zur Inanspruchnahme der SAG oder der Umsetzung erster, mit ihr genehmigter Maßnahmen. Diesem Meilenstein A folgt B sobald die Anlage insgesamt kernbrennstofffrei ist. Dieser Zustand ist ein wichtiger Zwischenschritt in jedem Stilllegungsprojekt, weil damit bereits rund 99 Prozent des radioaktiven Inventars aus

der Anlage entfernt wurden. Meilenstein C wird erreicht, wenn die Einbauten des Reaktordruckbehälters (RDB) demontiert sind, und Meilenstein D, wenn der RDB selbst entfernt werden konnte. Stufe E dokumentiert den erfolgten Abbau des Biologischen Schilds, Stufe F jenen des Sicherheitsbehälters. Meilenstein G wird mit dem ersten Freigabeantrag bezogen auf Gebäude und/oder Gelände erreicht. Die Erteilung des ersten Freigabebescheides erfüllt die Voraussetzung für Meilenstein H. Meilenstein I steht für die vollständige Entlassung der gesamten Anlage aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung. Damit enden sowohl der Restbetrieb der jeweiligen Anlage als auch der anlagebezogene Transparenzauftrag des BAFA.

Im Einzelnen können aufgrund der Komplexität des Prozesses und der Verschiedenheit der Anlagen sowie der gewählten Abbaustrategien auch Verschiebungen einzelner Maßnahmen und Sachverhalte in einem konkreten Stilllegungsprojekt eines KKW auftreten, sodass auch die Meilensteine nicht zwingend in der alphabetischen Reihenfolge erreicht werden müssen.

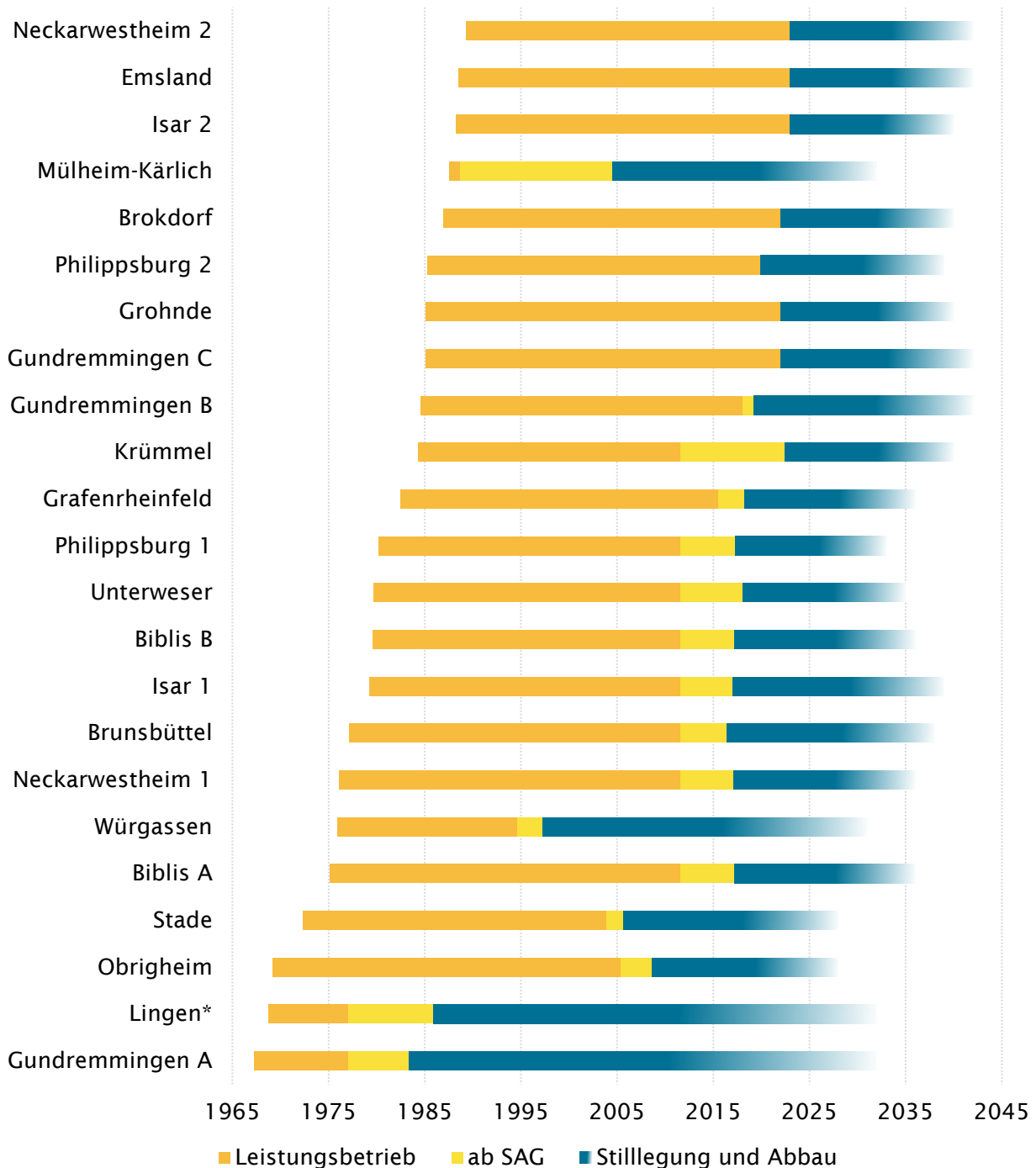
Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft einen KKW-Rückbauprozess.

Abbildung 1: **Schema Rückbauprozess**



In der nächsten Grafik sind die Anlagen und näherungsweise deren historische Betriebsphasen mit der voraussichtlichen Abbaudauer aufgeführt. Die Darstellung basiert auf Informationen der Betreibergesellschaften, die dem BAFA vorgelegt worden sind.

Abbildung 2: Historische Betriebsverläufe und künftige Betriebsplanungen



* Für das KWL wurde 1985 die Genehmigung zur Stilllegung und zur Herbeiführung und Betrieb des Sicheren Einschlusses erteilt. Die erste Phase des Abbaus nach dem Sicheren Einschluss wurde Ende 2015 genehmigt.

Zum Stichtag 31. Dezember 2021 befanden sich noch sechs der 23 Anlagen im Leistungsbetrieb; drei von ihnen beendeten den Leistungsbetrieb an diesem Tag endgültig. Des Weiteren waren noch eine Anlage in der Nachbetriebsphase und 16 Anlagen in Stilllegung und Abbau.

Für detaillierte Informationen zu den einzelnen Anlagen wird auf Anhang A dieses Berichtes verwiesen.

2.2 Haftung für Rückbauverpflichtungen innerhalb der Konzerne

Hinsichtlich der Pflicht zum Rückbau von KKW gelten die atomrechtlichen Vorgaben. Somit sind für die Kosten der Stilllegung und des Abbaus der KKW sowie der fachgerechten Verpackung der radioaktiven Abfälle die Betreiber bzw. mittelbar die Anteilseigner der Betreibergesellschaften zuständig. Bis zum Erreichen des Zeitpunkts der gesetzlich angeordneten Beendigung des Leistungsbetriebs der KKW können aus dem Verkauf von Strom aus Kernenergie noch Einkünfte erzielt werden. Nach der Abschaltung der letzten KKW müssen die Rückbauverpflichtungen aus dem bestehenden Gesellschaftsvermögen bedient werden. Um die Auswirkungen möglicher, nicht ausreichender Vermögenswerte der Betreibergesellschaften zur Deckung der Rückbauverpflichtungen zu klären, werden im Folgenden die Haftungsverhältnisse innerhalb der Energiekonzerne näher erläutert.

Konzerngesellschaften haften nicht schon allein aufgrund der Zugehörigkeit zu einem Konzernverbund. Voraussetzung für eine gesellschaftsrechtliche Haftung ist das Vorliegen entsprechender organisationsrechtlicher Strukturen. Eine unbeschränkte Haftung besteht, wenn Konzernunternehmen Gesellschafter einer Personengesellschaft sind. Innerhalb der Energiekonzerne tritt diese organisationsrechtliche Struktur, insbesondere bei Gemeinschaftskraftwerken zweier Energiekonzerne in Form von Betreiber GmbH & Co. oHG auf. Auf die vorliegenden gesellschaftsrechtlichen Strukturen der Betreibergesellschaften wird in Kapitel 3 näher eingegangen. Zudem enthält Anhang B einen schematischen Überblick zu den gesellschaftsrechtlichen Situationen.

Darüber hinaus können vertragliche Vereinbarungen ein Haftungsverhältnis begründen. Das Vorliegen eines Beherrschungs- und/oder Gewinnabführungsvertrags führt dazu, dass grundsätzlich jeder während der Vertragsdauer entstehende Jahresfehlbetrag auszugleichen ist (§ 302 Aktiengesetz – AktG). Es besteht keine gesetzliche Verpflichtung für den Abschluss bzw. für den Fortbestand von Beherrschungs- und/oder Gewinnabführungsverträgen. Allerdings bestehen teilweise Auflagen in den Betriebs-, Stilllegungs- bzw. Abbaugenehmigungen, dass Änderungen oder Beendigungen solcher Vereinbarungen von der Aufsichtsbehörde zu genehmigen sind.

Die Kündigung von Beherrschungs- und/oder Gewinnabführungsverträgen führt zu einer begrenzten Nachhaftung (§ 303 AktG) für bereits bestehende Verpflichtungen. Weitergehend haben abgegebene Patronatserklärungen zur Folge, dass der Patron für Verpflichtungen gegenüber Dritten uneingeschränkt haftet. Die Kündigung von Patronatserklärungen wirkt sich nur auf künftige Verpflichtungen aus. Die Haftung des Patrons für bis zur Kündigung eingegangene Verpflichtungen bleibt vollumfänglich bestehen. Das Vorliegen von Beherrschungs-, Gewinnabführungsverträgen und Patronatserklärungen wird an den entsprechenden Stellen in Kapitel 3 beschrieben.

Darüber hinaus können auch weitere vertragliche Vereinbarungen (z. B. Stromlieferverträge) zwischen Betreibergesellschaft und Anteilseignern ein Haftungsverhältnis für Verpflichtungen begründen.

Eine Besonderheit im Hinblick auf die Haftung für Rückbauverpflichtungen ergibt sich aus dem am 16. Juni 2017 in Kraft getretenen Gesetz zur Nachhaftung für Abbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich (Nachhaftungsgesetz), welches eine subsidiäre und begrenzte Nachhaftung der beherrschenden Unternehmen vorsieht, wenn der Betreiber seinen atomrechtlichen Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen kann. Für diesen Fall wird sichergestellt, dass das Konzernvermögen als Haftungsgrundlage für die Kosten von Stilllegung, Abbau und fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle auch in Zukunft bereitsteht. Die Betreiber sind verpflichtet, als Teil der Aufstellung nach § 3 Absatz 1 des Transparenzgesetzes eine Liste der Gesellschaften einzureichen, die nach § 1 des Nachhaftungsgesetzes für die Erfüllung der in der Aufstellung erfassten Rückbauverpflichtungen haften (Haftungskreis).

2.3 Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen

Um ihrer Rückbauverpflichtung nachkommen zu können, müssen die Betreiber von KKW gemäß den handelsrechtlichen Vorschriften (§§ 249 ff HGB) Vorsorge treffen, indem sie hierfür in ihrer Bilanz Rückstellungen bilden. Diese sind unter anderem für ungewisse Verbindlichkeiten zu bilden, auch solche aufgrund öffentlich-rechtlicher Verpflichtungen. Die Höhe, in der die Rückstellungen angesetzt werden, richtet sich nach § 253 Absatz 1 Satz 2 HGB, wonach sie in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbeitrages anzusetzen sind. Hierdurch ergibt sich für den Bilanzierenden ein Schätzungsspielraum, der allerdings durch die Grundsätze ordnungsgemäßer Buchführung, insbesondere durch das Vorsichtsprinzip, eingeschränkt wird. Demnach ist der Betrag für die Rückstellung so anzusetzen, dass die überwiegende Wahrscheinlichkeit gegen eine höhere Inanspruchnahme spricht.

Für den größten Teil der Rückbauverpflichtungen sind bereits bis zum jetzigen Zeitpunkt Rückstellungen in den Bilanzen der Betreiber gebildet worden, da Rückstellungszuführungen während des verbleibenden Betriebs von KKW nur noch in geringem Maße erfolgen (insbesondere im Zusammenhang mit der Verpflichtung zur Entsorgung laufend entstehender zusätzlich zu entsorgender Betriebsabfälle). Allerdings können beispielsweise neue technologische Erkenntnisse oder regulatorische Auflagen dazu führen, dass Kostenschätzungen für den Rückbau angepasst werden müssen. Zudem können sich verändernde Annahmen zur Preissteigerung und zu den Zinsentwicklungen auf die Höhe der Rückstellungen auswirken. In deren Folge würden neue Rückstellungszuführungen oder -auflösungen die Ertragslage beeinflussen. Solche Entwicklungen sind dem BAFA in den jährlichen Meldungen mitzuteilen.

Bei der Kalkulation der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen greifen die Betreibergesellschaften überwiegend auf externe Sachverständige zurück. Als Grundlage für die Dotierung der Rückstellungen für den Rückbau von KKW werden regelmäßig gutachterliche Schätzungen der Siempelkamp NIS-Ingenieurgesellschaft mbH (NIS) herangezogen. Die Siempelkamp-Gruppe ist u. a. ein Anbieter für Nukleartechnik. Diese Gutachten bilden den überwiegenden Teil der gesamten Kosten für den Nach- und Restbetrieb und den Abbau einer Anlage sowie die Kosten für die Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle ab. Ausgeklammert sind hierbei die mit der Brennelemententsorgung, der Betriebsabfallentsorgung und der Rückführung der Abfälle aus der Wiederaufarbeitung zusammenhängenden Kosten. Die Gutachten werden je Anlage erstellt und jährlich aktualisiert. Dabei werden laufend Daten über den Projektfortschritt zwischen Betreiber und NIS ausgetauscht. Ergeben sich hieraus neue Erkenntnisse, die zu höheren Kosten führen, müssen entsprechende Rückstellungszuführungen geleistet werden. Zeigt sich hingegen, dass geplante Ausgaben geringer ausfallen als die angesetzten Rückstellungen, werden Rückstellungen aufgelöst. Die übrigen Kosten für o.g. Maßnahmen kalkulieren die Betreiber selbst anhand bestehender Verträge, eigener Erfahrungen sowie interner Expertise.

Wird der gesamte Rückbauprozess zum Zeitpunkt der Stilllegung betrachtet, macht der so kalkulierte Anteil an den Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen über 75 Prozent aus. Mit zunehmendem Rückbaufortschritt kann sich dieser Anteil verändern. Der übrige Rückstellungsanteil betrifft ausschließlich die Aufgabe Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle und hier im Wesentlichen die verbleibenden Kosten für die Entsorgung der bestrahlten Brennelemente, die Rückführung der radioaktiven Abfälle aus der Wiederaufarbeitung und die Verpackung der Betriebsabfälle. Die Kostenschätzungen hierfür basieren auf Verträgen mit ausländischen Wiederaufarbeitungsunternehmen und anderen Entsorgungsbetrieben. Außerdem liegen ihnen Konzepte interner und externer Experten zugrunde, insbesondere der GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH (GNS).

Der in § 253 Absatz 1 Satz 2 HGB aufgeführte Begriff Erfüllungsbetrag soll deutlich machen, dass künftige Preis- und Kostensteigerungen bzw. –senkungen bei der Bewertung von Rückstellungen zu berücksichtigen sind. Durch das Abstellen auf Preis- und Kostenverhältnisse zum Zeitpunkt der Erfüllung soll einer zu hohen oder zu geringen Dotierung von Rückstellungen entgegengewirkt werden. Für die Festlegung der Preis- und Kostenannahmen können die Angaben der allgemeinen Preissteigerungen des Statistischen Bundesamtes sowie das Inflationsziel der Europäischen Zentralbank als Anhaltspunkt dienen. Da Rückbauverpflichtungen wesentlich von Personalkosten geprägt sind, müssen üblicherweise auch zu erwartende Lohn- und Gehaltstrends in die Berechnung einbezogen werden.

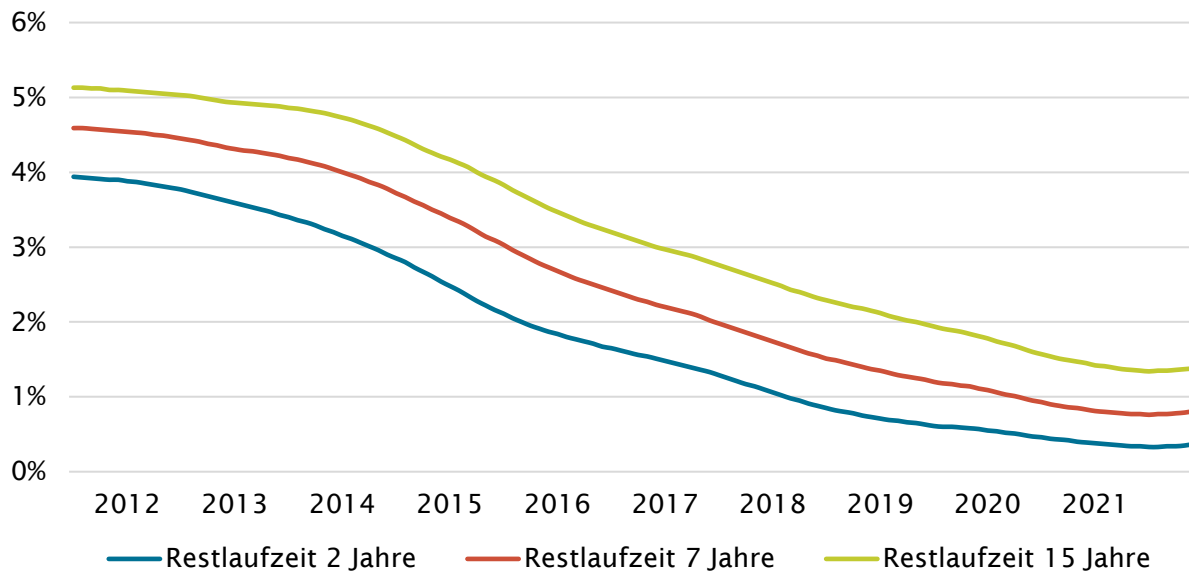
Zudem sind Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr gemäß § 253 Absatz 2 Satz 1 HGB abzuzinsen. Die Abzinsungszinssätze (bzw. Diskontierungszinssätze) werden gemäß § 253 Absatz 2 Satz 4 HGB von der Deutschen Bundesbank nach Maßgabe der Rückstellungsabzinsungsverordnung ermittelt und monatlich bekanntgegeben. Die Abzinsung der Rückstellungsbeträge auf den Barwert trägt dem Umstand Rechnung, dass der für Rückstellungen gebundene Kapitalstock eine Rendite erzielt.

Zinssatzänderungen oder geänderte Annahmen zur Preissteigerung haben insbesondere bei langfristigen Rückstellungen, wie bei den hier betrachteten Rückbauverpflichtungen, einen erheblichen Einfluss auf die Rückstellungshöhe. In der Regel handelt es sich hierbei um exogen vorgegebene Faktoren, sodass Ermessensspielräume der Betreiber nur begrenzt vorhanden sind.

Wie schon in den Vorjahren war auch im Jahr 2021 ein Rückgang der Diskontierungszinssätze zu verzeichnen, was ceteris paribus zu einem Anstieg der Rückstellungsbeträge für Rückbauverpflichtungen führt. Die letzte Dekade war geprägt von einem Zinsumfeld mit historisch niedrigen Zentralbankzinsen. Momentan zeichnet sich eine Änderung des geldpolitischen Kurses im Euroraum als Antwort auf die seit dem Jahr 2021 steigenden Inflationsraten ab. So kündigte die Europäische Zentralbank in ihrer Presseerklärung vom 8. September 2022 einen Anstieg der EZB-Leitzinssätze um 75 Basispunkte an. Bereits im Juli 2022 wurden die EZB-Leitzinssätze um 50 Basispunkte angehoben.

Da es sich bei den für die Diskontierung von Rückstellungen anzuwendenden Zinssätzen um 7-Jahresdurchschnittswerte handelt, ist zukünftig allerdings nicht von einem abrupten Anstieg der Diskontierungszinssätze nach 253 Absatz 2 Satz 4 HGB auszugehen. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Diskontierungszinssätze von 2012 bis Juni 2022 im 7-Jahresdurchschnitt.

Abbildung 3: **Diskontierungszinssätze nach Restlaufzeit im 7-Jahresdurchschnitt**



Die Einhaltung der Rechnungslegungsgrundsätze für Rückstellungen obliegt den Unternehmen, die die entsprechenden Rechnungslegungsvorschriften zu beachten haben. Darüber hinaus ist es Aufgabe des Abschlussprüfers zu prüfen, ob der Passivierungspflicht von ungewissen Verbindlichkeiten in angemessener Höhe nachgekommen wird. Die Prüfung der Rechnungslegung setzt sich im Wesentlichen aus der Feststellung und Beurteilung von Fehlerrisiken, Funktionsprüfungen des internen Kontrollsystems sowie aussagebezogenen Prüfungen (analytische Prüfungshandlungen und Einzelfallprüfungshandlungen) zusammen. Aufgrund der hohen Komplexität des Prüfungsgebietes Kernenergie Rückstellungen erfolgt die Prüfung durch eine Kombination dieser Prüfungshandlungen mit Schwerpunkt auf den aussagebezogenen Prüfungshandlungen. Diese umfassen die Plausibilität und Richtigkeit der Berechnungen und Parameter (z.B. Kostensteigerungsrate, Diskontierungszinssatz, Kostenansätze, Auszahlungszeitpunkte) sowie eine Auseinandersetzung mit den Gutachten bzw. Unterlagen von externen Sachverständigen (z.B. NIS und GNS) und weiteren den Rückstellungen zugrundeliegenden Verträgen (z.B. Rückführung und Behälterbeschaffung).

2.4 Prüfmethode

Basierend auf den nach § 1 Absatz 1 des Transparenzgesetzes von den Betreibern vorgelegten Informationen deckt das BAFA folgende Prüffelder ab:

- Auflistung sämtlicher Gesellschaften, die für die Erfüllung der in der Aufstellung erfassten kerntechnischen Rückbauverpflichtung haften (Haftungskreis),
- die im jeweiligen Jahresabschluss ausgewiesenen Rückstellungsbeträge aufgliedert nach den einzelnen Aufgaben der Entsorgungsvpflichtungen mit den entsprechenden dafür angesetzten Aufwendungen (Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen),
- Angaben zur Finanzierung der Rückbauverpflichtungen, in der Regel über Ausgleichsansprüche innerhalb des Konzerns (Verfügbarkeit liquider Mittel).

Die Betreiber sind verpflichtet, als Teil der Auskunftspflicht nach § 3 Absatz 1 des Transparenzgesetzes eine Liste der Gesellschaften einzureichen, die nach § 1 des Gesetzes zur Nachhaftung für Abbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich (Nachhaftungsgesetz) für die Erfüllung der in der Aufstellung erfassten Rückbauverpflichtungen haften (Haftungskreis). Das Nachhaftungsgesetz sieht vor, dass eine subsidiäre und begrenzte Nachhaftung

der beherrschenden Unternehmen eintritt, wenn der Betreiber seinen atomrechtlichen Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen kann. Für diesen Fall wird sichergestellt, dass das Konzernvermögen als Haftungsgrundlage für die Kosten von Stilllegung, Abbau und fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle auch in Zukunft bereitsteht.

Mit der Aufstellung der Haftungskreisliste und der Übermittlung an das BAFA soll gewährleistet werden, dass Änderungen von Beteiligungs- bzw. Einflussverhältnissen im Vergleich zum Vorjahr erkennbar werden. Das BAFA erlangt darüber hinaus einen Überblick über die bestehenden Gesellschaftsstrukturen der Betreiber, die Einbindung in den Konzernverbund sowie die speziellen vertraglichen Vereinbarungen (Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge, Patronatserklärungen) innerhalb der Konzerne.³ Auf etwaige Änderungen des Haftungskreises und/oder der Gesellschaftsstruktur wird eingegangen.

Das BAFA verschafft sich mithilfe der jährlich nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes zu übermittelnden Aufstellungen der Rückstellungen einen Überblick über die finanziellen Rückbauverpflichtungen und prüft die Auswirkungen geänderter Annahmen (z.B. zu Preissteigerung und Zinsentwicklungen) oder anderer exogener Faktoren (wie z.B. neue technologische Erkenntnisse oder regulatorische Auflagen) auf die Höhe der durch die Betreiber angesetzten Rückstellungen.

In Kapitel 3 werden die für die Rückstellungsbewertung zugrunde gelegten Preisannahmen je Betreiber dargestellt. In der diesjährigen Prüfung wurden die Betreiber zusätzlich zu deren Einschätzungen im Hinblick auf die gestiegenen Preissteigerungsraten und zu eventuellen Auswirkungen auf die Höhe der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen befragt. Im Berichtsjahr wurde bei keinem der Betreiber eine Anpassung der Preissteigerungsraten im Vergleich zum Vorjahr vorgenommen. Gleichzeitig teilten die Betreiber mit, dass die Situation der Preisentwicklungen im Rückbaubereich genau beobachtet werde und bei Bedarf Anpassungen bei den Preisannahmen vorgenommen werden. Ein Anstieg der Preisannahmen führt zu höheren Rückstellungsbewertungen. Gleichzeitig wirkt der Anstieg der Diskontierungszinssätze (vgl. Kapitel 2.3) in entgegengesetzte Richtung, so dass sich die beiden Effekte teilweise kompensieren. Die Entwicklung der Inflationsraten sowie die Veränderung des Zinsumfelds mit deren Auswirkungen auf die Rückstellungsbewertung für Rückbauverpflichtungen soll auch in der nächstjährigen Prüfung wieder betrachtet werden.

Neben einer Aufgliederung der Rückstellungspositionen nach Aufgaben und Aufwandsarten enthalten die Aufstellungen eine Planung der jährlich zu erwartenden Ausgaben bis zum voraussichtlichen Rückbauende. Die in den Aufstellungen enthaltenen Werte werden auf Plausibilität geprüft. Durch die jährliche Erfassung dieser Daten in einer Datenbank lassen sich analytische Prüfungshandlungen durchführen. So können beispielsweise Abgleiche mit den Rückbauplanungen der Betreiber beziehungsweise mit den erwarteten Ausgabenverläufen vorgenommen oder KKW-übergreifende Vergleiche angestellt werden. Weiterhin können Rückschlüsse auf Rückbauverläufe aus jahresübergreifenden Vergleichen gezogen werden.

Darüber hinaus erfolgt ein Abgleich der übermittelten Rückstellungswerte mit den in den Jahresabschlüssen testierten Rückstellungspositionen sowie eine Beurteilung der wesentlichen Änderungen zum Vorjahr. Bei Bedarf werden weitergehende Erläuterungen angefordert.

Die Aufstellungen der Rückstellungen sind von einem Wirtschaftsprüfer oder einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft daraufhin prüfen zu lassen, ob die ausgewiesenen Rückstellungsbeträge den Rückstellungen im Jahresabschluss entsprechen. Gemäß § 2 Absatz 4 des Transparenzgesetzes müssen alle Betreiber diese Testate innerhalb eines Jahres nach dem Bilanzstichtag einreichen.⁴ Das BAFA baut seine Prüfung grundsätzlich auf die im Jahresabschluss testierten Rückstellungspositionen sowie weitere für die Prüfung relevante Positionen auf. Es geht dabei davon aus, dass die Jahresabschlüsse gemäß handelsrechtlicher Vorschriften korrekt und insbesondere die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen vollständig ermittelt wurden.

Die Betreibergesellschaften sind gesellschaftsrechtlich den Konzernen EnBW, E.ON, RWE, Stadtwerke München (SWM) oder Vattenfall zuzuordnen. Für die Zuordnung der handelsrechtlichen Rückstellungen der Betreiber zu den Konzernen wurden die maßgeblichen Regelungen zur Konzernrechnungslegung angewendet. Dabei können die den Konzernen zugeordneten Rückstellungen und die Höhe der rechtlich zu tragenden Rückbauverpflichtungen voneinander abweichen. Hintergrund ist, dass nach den anwendbaren Rechnungslegungsvorschriften die Rückstellungen der Betreibergesellschaften, die unter beherrschendem Einfluss eines Mutterunternehmens ste-

³ Siehe für eine Illustration Anhang B Organigramm der Betreiber und der EVU.

⁴ Die Testate aller Betreiber müssen demnach bis zum 31. Dezember 2022 eingereicht sein. Für alle Betreiber lagen dem BAFA zum Zeitpunkt der Abgabe des Berichtsentwurfs die entsprechenden Testate vor.

hen, zu 100 Prozent in den Konzernabschluss eingehen, auch wenn die rechtlichen Anteile an der Betreibergesellschaft geringer sind (sog. Vollkonsolidierung). So führt beispielhaft der rechtliche Anteil von 80 Prozent an einer Betreibergesellschaft zu einer Bilanzierung der Rückstellung im Konzern zu 100 Prozent, obwohl die ökonomische Rückbauverpflichtung aus Sicht der Anteilseigner des Mutterunternehmens des Konzerns nur 80 Prozent beträgt. Zusätzlich ergeben sich zwischen den Jahresabschlüssen der Betreibergesellschaften und den Konzernabschlüssen auf Ebene der Mutterunternehmen Bewertungsunterschiede, da die Konzernabschlüsse mit Ausnahme von SWM nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) und nicht nach den handelsrechtlichen Vorschriften aufgestellt werden.

Neben den aggregierten handelsrechtlichen Rückstellungen werden ergänzend die in den Konzernabschlüssen der EVU ausgewiesenen Rückstellungen für deren gesamten Kernenergiebereich analysiert und beschrieben.

Ein weiteres Prüffeld betrifft die Bewertung der Zahlungsfähigkeit der Betreiber für die Finanzierung der Rückbauverpflichtungen anhand der dargestellten liquiden Mittel gemäß § 2 Absatz 2 Satz 3 des Transparenzgesetzes. Dazu wird in einem ersten Schritt die Aktivseite in den Bilanzen der Betreiber und/oder Eigentümergesellschaften analysiert. Darüber hinaus werden die von den Betreibern eingereichten Planungen der liquiden Mittel für jeweils die nächsten drei Geschäftsjahre einer Plausibilitätsprüfung unterzogen.

Die in den Betreibergesellschaften erwirtschafteten Erträge werden großenteils in den Konzernen gebündelt und als Teil des Liquiditäts- und Anlagemanagements verwaltet. Durch Forderungen der Betreibergesellschaften gegenüber verbundenen Unternehmen, Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge sowie Kostenübernahmevereinbarungen besteht in diesen Fällen ein konzernweiter Haftungsverbund. Deshalb stellt die Vermögens- und Liquiditätssituation der Konzerne zur Bedienung der Ansprüche des Betreibers auf Übernahme der Rückbauverpflichtungen einen weiteren Untersuchungsgegenstand dar.

Ein Schwerpunkt der Prüfung des BAFA liegt auf der Analyse der Vermögens-, Ertrags- und Finanzlage der Konzerne. Es werden die wesentlichen Geschäftsfelder der Konzerne vorgestellt und es wird beschrieben, welche Geschäftsstrategie verfolgt wird. Zur Einschätzung, ob die Konzerne voraussichtlich ihren langfristigen Rückbauverpflichtungen nachkommen können, werden die langfristig zur Verfügung stehenden Vermögenswerte und die Verschuldungssituation analysiert. Um die Fähigkeit der Konzerne einzuschätzen, ihren kurzfristigen Rückbauverpflichtungen nachkommen zu können, werden die flüssigen Mittel und liquidierbaren Wertpapiere einer Prüfung unterzogen. Zudem werden die kurzfristig zur Verfügung stehenden Instrumente zur Aufnahme von Fremdkapital ausgewertet.

Bei den Konzernanalysen bezieht das BAFA ergänzende Ausführungen der Betreiber zu den dargestellten liquiden Mitteln der Konzerne in die Bewertung ein. Alle Betreiber haben auch in diesem Jahr gemäß § 5 Absatz 4 RückBRTransparenzV eine Prognose der liquiden Mittel auf Konzernebene für mindestens die nächsten drei Jahre eingereicht. Zudem wurden weitere Unterlagen zur Darstellung der Finanzlage eingereicht (z. B. Kennzahlen der Konzerne, Ausführungen zum Finanzmanagement und der Vermögensverwaltung sowie Bewertungen Dritter). Das BAFA hat zudem weitere, öffentlich zugängliche Unterlagen (z.B. Geschäftsberichte der Konzerne) für seine Analyse herangezogen. In den jeweiligen Kapiteln der Betreiber wird auf die genutzten bzw. die möglichen Kapitalbeschaffungsmaßnahmen, die Finanzierungsbedingungen sowie die Liquiditätssituation der EVU im Berichtsjahr eingegangen.

Ein besonderes Augenmerk erfährt die Betrachtung der Chancen und Risiken und in diesem Zusammenhang die Beschreibung des Risikomanagements in den Jahresabschlüssen der Betreiber und den Geschäftsberichten der Konzerne. Zusätzlich haben die Betreiber bei der jährlichen Transparenzberichterstattung mögliche Chancen und Risiken hinsichtlich der kurzfristig verfügbaren liquiden Mittel dargestellt (§ 5 Absatz 3 Nummer 2 RückBR-TransparenzV). Weiterhin sind sie auf wirtschaftliche, technische oder rechtliche Entwicklungen eingegangen, die sich auf die Rückstellungen oder die liquiden Mittel auswirken können (§ 5 Absatz 6 Nummer 2 RückBR-TransparenzV).

KKW sind komplexe technologische Anlagen und somit während des Rückbaus einem generellen Projektrisiko ausgesetzt. Gleichzeitig bestehen Chancen im Hinblick auf innovative Dekontaminations- und Abbautechniken oder Verfahrensoptimierungen. Chancen und Risiken im geschäftlichen Umfeld, die sich auf die Höhe der Rückstellung oder auf die verfügbaren liquiden Mittel auswirken können, werden bei der Prüfung durch das BAFA ebenfalls berücksichtigt. Grundsätzlich berichten die Betreiber von Risiken im Zusammenhang mit politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen (z. B. Genehmigungsverfahren, strengere Sicherheitsauflagen, Klagen von Bürgern und Verbänden). Daneben sind im Nuklearbereich einzelne Sachverhalte festzustellen, die sich auf die finanzielle Lage der Unternehmen auswirken können. So hat es im Jahr 2021 eine Einigung zwischen den betroffenen Unternehmen und den Regierungen Deutschlands und Frankreichs über eine Anpassung der geplanten

Modalitäten der Rücknahme und Entsorgung von Abfällen aus der Wiederaufarbeitungsanlage La Hague gegeben. Diese sieht unter anderem vor, statt bisher geplanter, vieler Behälter und Transporte für mittelfradioaktive Abfälle, sich auf bis zu fünf Behälter und einen Transport mit hochradioaktiven Abfällen nach Deutschland zu beschränken. Die damit einhergehenden Zeit- und Kosteneinsparungen bei den Betreibern und die dadurch erfolgten Änderungen bei den Teil-Rückstellungen hat das BAFA an den aktuellen Unterlagen für das Berichtsjahr 2021 geprüft und in seinen Feststellungen berücksichtigt.

Gleiches gilt auch für die in 2021 erzielten Einigungen im Rahmen des Achtzehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes (18. AtGÄndG) und dem in diesem Zusammenhang zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Betreibern geschlossenen öffentlich-rechtlichen Vertrag. Das 18. AtGÄndG und der öffentlich-rechtliche Vertrag dienen der Umsetzung des Urteils des Bundesverfassungsgerichts vom 6. Dezember 2016 zum 13. AtGÄndG unter Berücksichtigung des Beschlusses des Bundesverfassungsgerichts vom 29. September 2020 zum Sechzehnten Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (16. AtGÄndG) und der abschließenden und einvernehmlichen Regelung aller hiermit verbundenen zwischen den Beteiligten strittigen Rechtsfragen. Zu diesem Zweck wurde den betroffenen EVU in unterschiedlichem Umfang ein konkreter finanzieller Ausgleich für entwertete Investitionen in die Laufzeitverlängerung und für gemäß Anlage 3 Spalte 2 AtG unverwertbare Reststrommengen gewährt. Durch die Neuregelung wurden die im Urteil des Bundesverfassungsgerichts vom 6. Dezember 2016 festgestellten Grundrechtsverstöße beseitigt. Die EVU verpflichteten sich dazu, sämtliche anhängigen Rechtsstreitigkeiten durch Rücknahme zu beenden und Anträge, die sie auf Grund der vom 16. AtGÄndG vorgesehenen Ausgleichsregelung für entwertete Investitionen beim BMUV eingereicht hatten, zurückzunehmen. Zudem verpflichteten sich die EVU, keine weiteren Ansprüche zu erheben, und stimmten einem Rechtsmittelverzicht zu. Diese Vereinbarung gibt den EVU mehr Planungssicherheit, reduziert Risiken und steigert Chancen – insbesondere für ihre kurzfristige Liquidität. Das BAFA hat die Auswirkungen je Betreiber untersucht.

Für noch laufende KKW kommen operative Risiken in Form von ungeplanten Betriebsunterbrechungen in Betracht. Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung liefen aufgrund des Russland-Ukraine-Konflikts ausgelöste politische Diskussionen hinsichtlich einer Verlängerung des Leistungsbetriebs der noch in Betrieb befindlichen Anlagen GKN 2, KKE und KKI 2. Auf Nachfrage wurde dem BAFA mitgeteilt, dass bei einer Anpassung der Laufzeiten eine Verschiebung der Rückbauplanungen notwendig sei, dies aber bei entsprechender Vorlaufzeit möglich ist. Die zur diesjährigen Prüfung eingereichten Aufstellungen der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen unterliegen der Prämisse, dass der Leistungsbetrieb der KKW spätestens zum 31. Dezember 2022 endet.

Die Elektrizitätswirtschaft verzeichnete nach Angaben der AG Energiebilanzen im Jahr 2021 eine Steigerung der Nettostromerzeugung um 1,8 Prozent. Die Erzeugung von Strom in deutschen KKW stieg dabei überproportional um 7,4 Prozent von 64,4 Mrd. kWh auf 69,1 Mrd kWh. Dies basierte auf einer höheren Auslastung der KKW infolge einer höheren Stromnachfrage bei gleichzeitig geringerer Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und deutlich gestiegener CO₂-Bepreisung.⁵ Der Betrieb der aktiven KKW verlief nach Aussagen ihrer Betreiber ohne gravierende Beschränkungen sowie kürzerer Wartungspausen.

Auch der Nettostromverbrauch in Deutschland stieg im Jahr 2021 nach Zahlen der AG Energiebilanzen um 2,3 Prozent. Der Anstieg ist in erster Linie auf die Konjunkturerholung zurückzuführen, die infolge von Lockerungen der Regelungen zur Corona-Pandemiebekämpfung eintrat. Der bis zum Jahresende 2020 zu beobachtende Anstieg bei den Börsenpreisen für Strom (EEX-Spotmarkt Phelix Base) auf 44 Euro pro MWh setzte sich im Verlauf des Jahres 2021 exponentiell fort. Lag der Preis pro MWh im Januar 2021 noch bei knapp 53 Euro, erreichte er im Dezember 2021 mit 221 Euro ein neues Allzeithoch.⁶

Die Absicherung von Rohstoff- und Strompreisisiken hat für Energiekonzerne grundsätzlich eine große Bedeutung. Im Jahr 2021 führten die gestiegenen Strom- und Rohstoffpreise dementsprechend bei allen betrachteten EVU zu deutlichen Bilanzverlängerungen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Termingeschäfte im Rahmen der Bilanzierung nach den IFRS zum Zeitwert bilanziert werden müssen. Dies führte insbesondere bei den kurzfristigen Vermögenswerten und Schulden zu einer deutlichen Erhöhung der Bewertungen.

Die gestiegenen Rohstoff- und Strompreise führten insbesondere zu einem Anstieg bei den Kassenbeständen, da der größere Umfang an Termingeschäften mit höheren Sicherheitsleistungen (sogenannte Marginzahlungen) hinterlegt sein muss. Aufgrund der beschriebenen Entwicklungen waren deutliche Veränderungen bei den in vergangenen Prüfungen verwendeten Kennzahlen, wie der Eigenkapitalquote und auch bei den liquiden Mitteln zu re-

⁵ Vgl. AGE B Jahresbericht 2021, Seite 31 f.

⁶ Vgl. AGE B Jahresbericht 2021, Seite 34 ff.

gistrieren. Diese Veränderung der Kennzahlen ist nicht auf die operative Geschäftsentwicklung der EVU zurückzuführen, sondern basiert auf vorübergehenden Entwicklungen an den Terminbörsen. Die hier untersuchten Unternehmen sind je nach Geschäftsmodell unterschiedlich von diesen Entwicklungen betroffen. Hierauf wird in Kapitel 3 näher eingegangen.

Bereits im Jahr 2020 sahen sich die EVU einem verschärften Kontrahentenrisiko (Risiko, dass eine Vertragspartei ausfällt) ausgesetzt, da sich die wirtschaftliche Situation von Stromkunden bestimmter Branchen coronabedingt verschlechtert habe. Ausfälle in größerem Maße konnten in 2021 nicht beobachtet werden, da die ergriffenen staatlichen Maßnahmen Insolvenzen in größerem Umfang verhindert haben. Im Hinblick auf die Entwicklung an den Strom- und Gasmärkten aufgrund des Russland-Ukraine-Konfliktes besteht die Sorge, dass Kunden und Lieferanten ausfallen und ihren Verpflichtungen nicht mehr nachkommen können. Die Betreiber wurden bereits in der diesjährigen Prüfung zu möglichen sich hieraus ergebenden Risiken befragt. Eine abschließende Beurteilung soll im Rahmen der nächstjährigen Prüfung erfolgen.

3 Ergebnisse der Prüfung

3.1 EnBW

3.1.1 Konzern und Haftungskreis

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) ist das Mutterunternehmen des EnBW-Konzerns. Das Land Baden-Württemberg hält 46,75 Prozent und kommunale Anteilseigner halten ca. 50 Prozent der Anteile.

Die Aktivitäten von EnBW erstrecken sich über die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette und unterteilen sich seit Jahresbeginn 2021 in die folgenden drei Segmente:

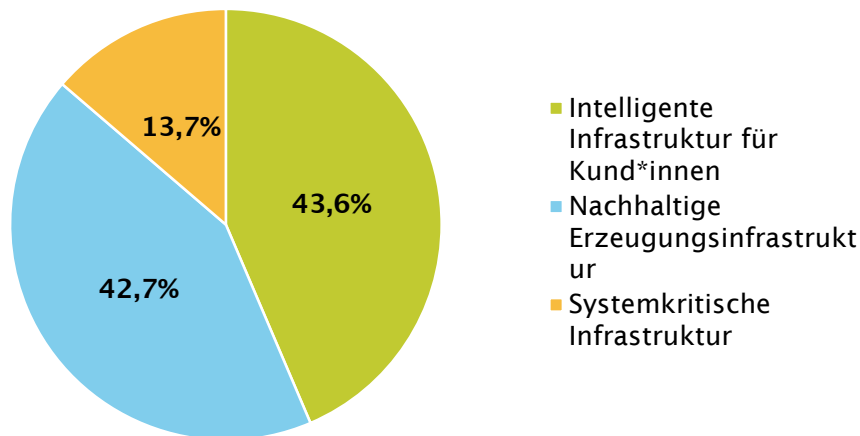
- i. Intelligente Infrastruktur für Kund*innen
- ii. Systemkritische Infrastruktur
- iii. Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur

Der Konzern hat das erste Geschäftsjahr unter seiner neuen Strategie EnBW 2025 abgeschlossen. Es haben sich insbesondere folgende Änderungen ergeben: Das ehemalige Segment Vertriebe lautet nun Intelligente Infrastruktur für Kund*innen und umfasst neben dem Vertrieb von Strom und Gas auch energiewirtschaftliche Dienstleistungen sowie Breitbandaktivitäten zur Telekommunikation und stationäre Photovoltaikspeicher. Das Segment Netze wurde in Systemkritische Infrastruktur umbenannt und beinhaltet neben Transport und Verteilung von Strom und Gas auch netznahe Dienstleistungen und Wasserversorgung. Aus den Segmenten Erneuerbare Energien und Erzeugung und Handel wurde das Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur, in dem alle Konzernaktivitäten zur erneuerbaren und konventionellen Energieerzeugung, Fernwärme sowie Entsorgung und Umweltdienstleistungen gebündelt sind.

Im Jahr 2021 erzielte der EnBW-Konzern Umsatzerlöse in Höhe von 32,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 19,7 Mrd. Euro). Damit hat der Konzern im abgeschlossenen Geschäftsjahr eine Umsatzsteigerung von 63,2 Prozent zu verzeichnen, die hauptsächlich durch die gestiegenen Preise für Strom und Gas verursacht worden ist. Zudem verschob sich die Verteilung nach Segmenten teils deutlich. Während Intelligente Infrastruktur für Kund*innen rund sieben Prozentpunkte seines Umsatzanteils abgab und Systemkritische Infrastruktur fünf Punkte, gewann die Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur ungefähr diese 12 Prozentpunkte hinzu.

Es zeigt sich somit folgende Verteilung der Umsatzanteile für den EnBW-Konzern:

Abbildung 4: **Umsatzverteilung EnBW**



Ähnlich verhält es sich bei den Anteilen der Segmente am bereinigten (adjusted) EBIT des Konzerns. So sind die Anteile am bereinigten EBIT der Segmente Intelligente Infrastruktur für Kund*innen und Systemkritische Infrastruktur auf 9,8 Prozent (Vorjahr: 11,4 Prozent) und 41,8 Prozent (49,2 Prozent) gesunken, während das Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur seinen Anteil von 39,4 Prozent auf 48,4 Prozent ausbauen konnte. Das regulierte Netzgeschäft, das im Konzern-Segment Systemkritische Infrastruktur enthalten ist, gilt als stabil und planbar. Es weist mit 15,6 Prozent bereinigte EBIT-Marge die deutlich beste Quote im Segmentvergleich auf.

Das Kernenergiegeschäft ist dem Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur der EnBW zugeordnet. Die atomrechtliche Betriebsführung der KKW obliegt der EnBW Kernkraft GmbH (EnKK) als Inhaber der atomrechtlichen Genehmigung. Die Gesellschafter der EnKK sind die EnBW mit 99,75 Prozent, die Deutsche Bahn AG mit 0,2 Prozent und die Kernkraftwerk Obrigheim GmbH (KWO GmbH) mit 0,05 Prozent.

EnKK ist atomrechtlicher Betreiber der Anlagen GKN 1, GKN 2, KWO, KKP 1 und KKP 2. Das KWO wurde 2005 endgültig abgeschaltet und befindet sich seit 2008 im Rückbau, der bereits weit fortgeschritten ist. Das KKP 1 und das GKN 1 wurden 2011 und KKP 2 im Jahr 2019 endgültig abgeschaltet. Die Anlage GKN 2 befindet sich längstens bis Ende 2022 im Leistungsbetrieb. Bei Erstellung des Berichts im Oktober 2022 fanden Planungen innerhalb der Bundesregierung statt, dass die Anlage für etwa vier weitere Monate betrieben werden kann.

Die EnKK ist atomrechtlicher Betreiber der KKW, nicht aber deren Eigentümer. Sie ist von der Erfüllung der Rückbauverpflichtungen von den Eigentümergesellschaften befreit worden. Aufgrund dessen sind die Rückstellungen bei den Eigentümergesellschaften gebildet worden. Die Struktur der Eigentumsverhältnisse ergibt sich wie folgt: Die EnBW AG hält als Eigentümergesellschaft 48,40 Prozent Bruchteileigentum an GKN 1 und 62,41 Prozent an GKN 2 sowie jeweils das Alleineigentum an KKP 1 und KKP 2. Der Anteil der TWS Kernkraft GmbH (TKK) beträgt 51,60 Prozent an GKN 1 und 37,59 Prozent an GKN 2. Die KWO GmbH ist alleinige Eigentümergesellschaft des KWO. Die EnKK, die TKK sowie die KWO GmbH sind vollständig in den Konzernabschluss der EnBW AG einbezogen. Der EnBW-Konzern trägt für die o. g. Anlagen 100 Prozent der Rückbauverpflichtungen.

Zwischen dem atomrechtlichen Betreiber EnKK sowie den Eigentümergesellschaften TKK und KWO GmbH bestehen mit der EnBW AG jeweils Ergebnisabführungsverträge.

Die von der EnKK vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises umfasst zum 31. Dezember 2021 als einziges herrschendes Unternehmen die EnBW AG.

Nach Einschätzung des BAFA ist diese Liste vollständig und umfasst alle nach § 1 des Nachhaftungsgesetzes herrschenden Unternehmen im Sinne von § 2 des Nachhaftungsgesetzes. Zum Vorjahr haben sich keine Änderungen am Haftungskreis ergeben.

3.1.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen insgesamt 4,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 4,8 Mrd. Euro). Der Rückstellungsbetrag umfasst die Anlagen GKN 1, GKN 2, KKP 1, KKP 2 und KWO jeweils zu 100 Prozent. Die Rückstellungsbeträge haben sich im Jahresvergleich infolge erheblicher Verbräuche reduziert. Allein für GKN 2 kam es zu einem Anstieg der Rückstellungen. Dieser Block befindet sich noch im Leistungsbetrieb.

Die Rückstellungen nach Aufgaben bei den EnBW-Eigentümergeellschaften gliedern sich folgendermaßen:

Tabelle 2: **Rückstellungen nach Aufgaben der Eigentümergeellschaften bei EnBW**

| Eigentümergeellschaften | Nach- und Restbetrieb | Abbau einschließlich Vorbereitung | Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle |
|------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| EnBW AG | 1.362 Mio. Euro | 803 Mio. Euro | 1.106 Mio. Euro |
| TWS Kernkraft GmbH | 433 Mio. Euro | 240 Mio. Euro | 383 Mio. Euro |
| Kernkraftwerk Obrigheim GmbH | 60 Mio. Euro | 59 Mio. Euro | 34 Mio. Euro |

Die Prüfung der Aufgliederung der Rückstellungsbeträge nach den Aufgaben Nach- und Restbetrieb, Abbau einschließlich Vorbereitung und Reststoffbearbeitung und Verpackung radioaktiver Abfälle hat keine Auffälligkeiten ergeben. Die Zuordnung der Rückstellungsbeträge zu den künftigen Geschäftsjahren, in denen sie voraussichtlich liquiditätswirksam werden, entspricht dem erwarteten Verlauf.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, wurden den Rückstellungsbeträgen aus den Jahresabschlüssen des Geschäftsjahres 2021 gegenübergestellt. Es besteht eine Differenz in Höhe von 456 Mio. Euro zwischen der Aufstellung der Rückstellungen nach dem Transparenzgesetz und den in den Jahresabschlüssen der EnBW AG, TTK und KWO GmbH ausgewiesenen Beträgen. Diese ist zurückzuführen auf sonstige Rückstellungen im Kernenergiebereich, die keine Rückbauverpflichtungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes darstellen, wie beispielsweise Verpflichtungen aus dem Strombezug von ausländischen KKW.

Anhand der vorgelegten Unterlagen und nach ergänzender Erläuterung durch die zuständigen Ansprechpartner konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Die angenommene jährliche Preissteigerung von 2,4 Prozent blieb unverändert. Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Zum 31. Dezember 2021 werden im Konzernabschluss der EnBW nach IFRS bewertete Kernenergie Rückstellungen in Höhe von 5,0 Mrd. Euro bilanziert. Sie stellen mit 30 Prozent die zweitgrößte Rückstellungskategorie des Konzerns nach den Pensionsrückstellungen dar, die mit 7,8 Mrd. Euro einen Anteil von 46 Prozent an den Gesamtrückstellungen ausmachen. Die sonstigen Rückstellungen betragen 4,0 Mrd. Euro (24 Prozent).

3.1.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Die EnBW AG erwirtschaftet Umsätze aus dem Verkauf des produzierten Stroms der noch im Betrieb befindlichen Anlage GKN 2. Der Betrieb des KKW wurde durch die Corona-Pandemie nicht spürbar beeinträchtigt.

Zusätzlich befinden sich in den Bilanzen der Eigentümergeellschaften ausreichend Vermögensgegenstände zur Erfüllung der Rückbauverpflichtungen. Bei den Vermögensgegenständen handelt es sich überwiegend um Finanzanlagen und Forderungen gegen verbundene Unternehmen. Die benötigten liquiden Mittel werden zum Zeitpunkt des Anfalls der Ausgaben für Rückbauverpflichtungen bei der EnBW AG abgerufen.

Es liegen keine Anhaltspunkte auf Ebene der Eigentümergeellschaften vor, dass den Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachgekommen werden kann. Dies setzt voraus, dass die EnBW AG ihre Verpflichtungen gegenüber der TTK und der KWO GmbH jederzeit erfüllen kann. Deshalb wird im Folgenden auf die Vermögens- und Liquiditätslage des EnBW-Konzerns eingegangen.

Zum 31. Dezember 2021 verzeichnet der EnBW-Konzern bei den langfristigen Vermögenswerten einen Anstieg von rund 1,9 Mrd. Euro auf 35,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 33,3 Mrd. Euro). Diese Steigerung basiert hauptsächlich auf einem Anstieg der Derivate ohne Sicherungsbeziehungen. Die wesentlichen Bestandteile der langfristigen

Vermögenswerte sind neben Sachanlagen (20,4 Mrd. Euro) übrige finanzielle Vermögenswerte vorwiegend in Form von Unternehmensbeteiligungen und langfristigen Wertpapieren (6,7 Mrd. Euro).

Das bei EnBW verwaltete und zweckgebundene Vermögen zur langfristigen Deckung der Pensions- und Kernenergierückstellungen (Asset-Liability-Management) beträgt zum 31. Dezember 2021 6,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,2 Mrd. Euro). Wenn man dieses Deckungsvermögen ins Verhältnis zu den Pensions- und Kernenergieverpflichtungen (abzüglich Forderungen im Zusammenhang mit Kernenergieverpflichtungen) setzt, ergibt sich eine Deckungsquote von 52,4 Prozent (Vorjahr: 46,4 Prozent).

Das neben dem Deckungsvermögen zur Bedienung bestimmter Pensionsverpflichtungen bestehende Planvermögen mit einem Marktwert von 869,9 Mio. Euro (Vorjahr: 949,9 Mio. Euro) ist einem moderaten Schrumpfungsprozess unterworfen. Darüber hinaus stehen von den kurzfristigen finanziellen Vermögenswerten 97,3 Mio. Euro zur Deckung der Pensions- und Kernenergierückstellungen zur Verfügung und damit ebenfalls weniger als im Vorjahr (276,9 Mio. Euro).

EnBW verfügt zum 31. Dezember 2021 über liquide Mittel in Höhe von 7,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,0 Mrd. Euro), die sich aus flüssigen Mitteln in Höhe von 6,7 Mrd. Euro und kurzfristigen Wertpapieren von 1,2 Mrd. Euro zusammensetzen (Vorjahr: 1,2 und 0,8 Mrd. Euro). Von den liquiden Mitteln stehen 7,4 Mrd. Euro für den operativen Geschäftsbetrieb und 0,3 Mrd. Euro zur Bedienung von Rückstellungen zur Verfügung (Vorjahr: 1,4 und 0,6 Mrd. Euro). Der deutliche Anstieg, insbesondere bei den flüssigen Mitteln, ist dabei im Wesentlichen auf einen stichtagsbedingten Zufluss von Sicherheitsleistungen vor dem Hintergrund von Marktpreisschwankungen zurückzuführen. Zudem sind bei den flüssigen Mitteln 1,2 Mrd. Euro EEG—Mittel enthalten, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen.

Die von EnBW eingereichte 3-Jahresplanung der Cashflows deckt sich mit der im Geschäftsbericht des Jahres 2021 beschriebenen Ergebnis- und Geschäftsentwicklung. Der Konzern geht von einem stabilen EBITDA in den Jahren 2022 bis 2024 aus. In den für 2022 bis 2024 geplanten Investitionen in Höhe von 10,6 Mrd. Euro spiegelt sich der Umbau des Geschäftsportfolios der EnBW wider, der hohe Investitionen insbesondere im Segment der Systemkritischen Infrastruktur sowie im Bereich der Nachhaltigen Erzeugungsinfrastruktur vorsieht. Zugleich sind die Auszahlungen für Rückbauverpflichtungen in der Prognose enthalten. In Summe geschieht dies nach Planungen der EnBW, ohne die Liquiditätssituation des Konzerns in den nächsten drei Jahren zu gefährden.

EnBW weist im Geschäftsbericht des Jahres 2021 verschiedene Finanzierungsinstrumente aus, die zur Deckung des Finanzbedarfs genutzt werden können. Dabei kann einerseits auf die kapitalmarktorientierten Finanzierungsinstrumente Debt-Issuance-Programm (DIP) zur Begebung von Anleihen mit einem Volumen von 7,0 Mrd. Euro (langfristige Laufzeit) und das Commercial-Paper-Programm (CP) mit einem Volumen von 2,0 Mrd. Euro (kurzfristige Laufzeit) zurückgegriffen werden. Zum Bilanzstichtag waren 4,7 Mrd. Euro des DIP und rund 0,2 Mrd. Euro des CP in Anspruch genommen. Außerdem stehen eine bislang ungenutzte syndizierte Kreditlinie in Höhe von 1,5 Mrd. Euro sowie bilaterale Kreditlinien in Höhe von 1,3 Mrd. Euro zur Verfügung, von denen 0,1 Mrd. Euro in Anspruch genommen wurden. Es ergibt sich somit ein ungenutzter Kreditrahmen von 6,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,7 Mrd. Euro).

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2021 dar. Demnach betragen die bereinigten Finanzverbindlichkeiten von EnBW 10,3 Mrd. Euro. Es handelt sich dabei um langfristige Finanzverbindlichkeiten, die überwiegend aus begebenen Anleihen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten sowie Leasingverbindlichkeiten bestehen und um diverse Posten, wie z. B. den hälftigen Ansatz des Hybridkapitals, korrigiert wurden. Nach Abzug der liquiden Mittel für den operativen Geschäftsbetrieb in Höhe von 7,4 Mrd. Euro betragen die Nettofinanzschulden von EnBW somit 2,9 Mrd. Euro. Unter Berücksichtigung der Pensions- und Kernenergieverpflichtungen (12,4 Mrd. Euro) sowie des vorhandenen Deckungsvermögens (6,5 Mrd. Euro) ergibt sich eine Nettoverschuldung von ca. 8,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 14,4 Mrd. Euro). Der Rückgang der Nettoschulden um 5,6 Mrd. Euro basiert im Wesentlichen auf einer deutlichen Steigerung der flüssigen Mittel. Außerdem erfolgte eine Ausgleichszahlung des Bundes von 1,6 Mrd. Euro zum Ausgleich des EEG-Kontos und schließlich wirkte sich der Zinsanstieg bei den Pensionsrückstellungen positiv auf die Nettoschulden aus.

EnBW war in der Lage, Mitte Februar 2021 eine im März 2014 begebene Nachranganleihe mit einem Volumen von 1,0 Mrd. Euro zu kündigen und zum Nennbetrag samt Zinsen zurückzuzahlen. Im Dezember 2021 wurden im September 2016 begebene Nachranganleihen über 725 Mio. Euro sowie 300 Mio. US-Dollar gekündigt und Anfang Januar 2022 zum Nennbetrag samt Zinsen zurückgezahlt.

Ebenfalls im Februar wurden zwei Unternehmensanleihen in Höhe von jeweils 500 Mio. Euro begeben (Laufzeit: 2028 bzw. 2033; Kupon: 0,125 bzw. 0,500 Prozent). Ende August hat die EnBW zwei Nachranganleihen von je 500 Mio. Euro mit einer Laufzeit von je 60 Jahren begeben, eine davon als Grüne Tranche. Die EnBW hat das

Recht, die Grüne Nachranganleihe mit einem anfänglichen Kupon von 1,375 Prozent ab 2028 vorzeitig zurückzuzahlen. Die zweite Nachranganleihe kann bei einem anfänglichen Kupon von 2,125 Prozent ab 2032 zurückgezahlt werden. Die Ratingagenturen betrachten beide Nachranganleihen zur Hälfte als Eigenkapital, was sich positiv auf die ratingrelevanten Kennzahlen der EnBW auswirkt.

Ratingagenturen bewerten die langfristige Kreditwürdigkeit von EnBW mit Investment Grade Ratings (upper medium grade). Damit werden von EnBW emittierte Anleihen als sichere Anlage mit geringem Kreditrisiko bewertet. Im Mai 2021 senkte Moody's sein Rating von A3 mit negativem Ausblick nach Baa1 bei stabilem Ausblick. Standard & Poor's bestätigte dagegen im Juni 2021 sein Rating bei A- mit stabilem Ausblick. Für Moody's war maßgeblich, dass das Finanzprofil der EnBW trotz übertroffener Ergebnisziele in 2020 noch für mehrere Jahre hinter den Anforderungen eines A3-Ratings zurückbleiben werde. Standard & Poor's zeigte sich bei seiner Bewertung davon überzeugt, dass EnBW für die europäische Energiewende gut aufgestellt sei, wobei die Wachstumsphase vor allem hohe Investitionen in überwiegend risikoarme Netzprojekte und Kapazitäten für erneuerbare Energien vorsehe, die beide für nachhaltig stabile Cashflows sorgen könnten.

Insgesamt liegen keine Anhaltspunkte vor, dass EnBW seinen Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen kann.

3.2 E.ON

3.2.1 Konzern und Haftungskreis

Das Mutterunternehmen des Konzerns ist die E.ON SE. Als Rechtsnachfolgerin der VEBA AG ist sie seit 1988 anhaltend im DAX vertreten. Zum 31. Dezember 2021 gehören mit 61 Prozent institutionelle Anleger zur größten Aktionärsgruppe. Privatanleger vereinen 21 Prozent der Anteile auf sich, auf Sonstige entfallen 18 Prozent. Größter Einzelaktionär ist die RWE AG, die mit 15 Prozent am Konzern beteiligt ist.

E.ON ist überwiegend in den folgenden operativen Geschäftsfeldern tätig:

- i. Energienetze
- ii. Kundenlösungen

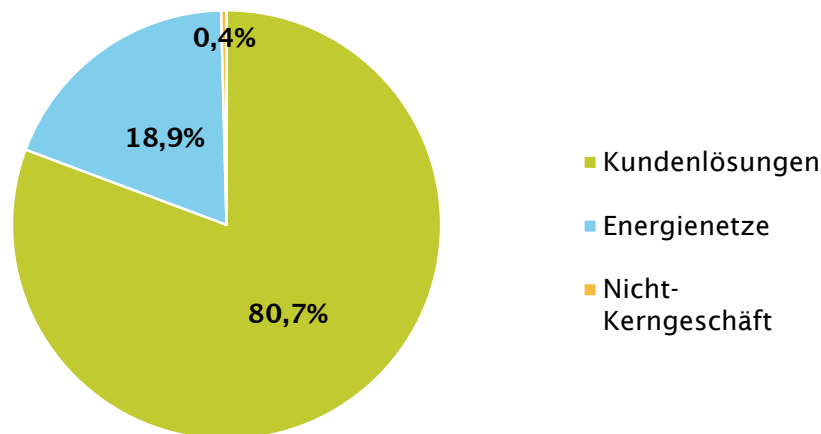
Der Geschäftsbereich Energienetze umfasst sowohl den Betrieb als auch die Durchführung von Instandhaltung und Wartung von Strom- und Gasverteilnetzen. Der Geschäftsbereich Kundenlösungen umfasst die Versorgung der Kunden in Europa mit Strom und Gas sowie innovative Energielösungen. Hierzu bietet der Konzern Produkte und Dienstleistungen für Privatkunden, Unternehmen und Kommunen an. Innerhalb dieses Geschäftsfelds erschließt der Konzern neue Geschäftsfelder. Dazu zählen beispielsweise der Aufbau von Kompetenzen im Bereich grüner Wasserstoff und entsprechenden Infrastrukturen, zu dem auch der Ausbau von Ladesäulen für die Elektromobilität gehört.

Nicht strategische Aktivitäten werden in die Bereiche Konzernleitung/Sonstiges sowie Nicht-Kerngeschäft aufgeführt. Letzteres beinhaltet das deutsche Kernenergiegeschäft sowie das Erzeugungsgeschäft in der Türkei.

Der Gesamtumsatz stieg im Vergleich zum Vorjahr von 60,9 Mrd. Euro auf 77,4 Mrd. Euro an. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf nicht liquiditätswirksame Effekte in der Bilanz zurückzuführen, die auf Grund der Realisierung von Derivaten im Zusammenhang mit den Preiserhöhungen an den Commodity Märkten entstanden sind. Weiterhin führte die wirtschaftliche Erholung von den im Vorjahr geprägten Auswirkungen der Pandemie sowie die kühle Witterung zu einem Anstieg des Umsatzes im Bereich Kundenlösungen aufgrund der Steigerung von Absatzmengen in fast allen E.ON-Märkten.

Bei der Umsatzverteilung wird deutlich, dass das operative Geschäftsfeld Kundenlösungen mit 80,7 Prozent am Gesamtumsatz dominiert. Der größte Anteil des Umsatzes im Bereich Kundenlösungen wird in Deutschland erzielt (43,3 Prozent), gefolgt von den Absatzmärkten in Großbritannien (32,1 Prozent) und in den Niederlanden/Belgien (5,6 Prozent). Das Geschäftsfeld Energienetze trägt mit 18,9 Prozent zum Gesamtumsatz bei. Die Bereiche Nicht-Kerngeschäft und Konzernleitung/Sonstiges sind beim Beitrag zum Umsatz mit 0,4 Prozent zu vernachlässigen.

Abbildung 5: Umsatzverteilung E.ON



Das regulierte Netzgeschäft, dessen Erträge als stabil und planbar gelten, sieht der Konzern als Schlüsselbereich für die Energiewende mit entsprechendem Wachstumspotenzial. Der Konzern plant Investitionen von rund 27 Mrd. Euro bis 2026, wovon rund 22 Mrd. Euro für den Ausbau der Energienetze vorgesehen sind. Weitere 5 Mrd. Euro investiert E.ON in den Bereich Kundenlösungen.

Das bereinigte Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) lag im Geschäftsjahr mit 7,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,9 Mrd. Euro) rund 14 Prozent höher. Positiv wirkte sich die Rückerstattung in Höhe von 0,6 Mrd. Euro bisher getätigter Zahlungen für den Erwerb von Reststrommengen im Bereich Nicht-Kerngeschäft aus. Das regulierte Geschäft trägt 61 Prozent zum Konzern-EBITDA bei.

Für das deutsche Netzgeschäft legt die Bundesnetzagentur die Rahmenbedingungen in Form einer Eigenkapitalverzinsung fest, welche sich aus dem 10-Jahresdurchschnitt des risikolosen Zinssatzes sowie eines angemessenen Wagniszuschlags bildet. Die Zinssätze betragen derzeit 6,91 Prozent für Neuanlagen sowie 5,12 Prozent für Altanlagen. Insbesondere aufgrund des geringen Zinsniveaus an den Kapitalmärkten sollen die Eigenkapitalzinssätze für die vierte Regulierungsperiode deutlich sinken. Die Bundesnetzagentur hat den Zinssatz für Neuanlagen auf 5,07 Prozent und den Zinssatz für Altanlagen auf 3,51 Prozent reduziert. Der neue Zinssatz gilt für Gasnetze ab dem Jahr 2023 und für Stromnetze ab 2024. Der Konzern teilte auf Nachfrage mit, der Senkung der Eigenkapitalzinssätze mit Kosteneinsparungen und einer Erhöhung der Effizienz zu begegnen, so dass die Ergebnisse aus dem Netzgeschäft stabil bleiben sollen. Für die fünfte Regulierungsperiode wird ein erneuter Anstieg der Eigenkapitalzinssätze erwartet.

Innerhalb des E.ON-Konzerns wird das Kernenergiegeschäft von der operativen Einheit PreussenElektra GmbH (PEL) gesteuert. Der einzige Gesellschafter der PEL ist die E.ON Energie AG über die die PEL in den Konzernabschluss der E.ON SE einbezogen ist.

Die PEL ist atomrechtlicher Betreiber von KWW, KKV, KKG und KKI 1, die alle bereits stillgelegt sind. Einzig KKI 2 befindet sich nach aktueller Planung noch bis Ende 2022 im Leistungsbetrieb. Bei Erstellung des Berichts im Oktober 2022 fanden Planungen zwischen der Bundesregierung und PEL statt, die Anlage für weitere vier Monate zu betreiben.

Die PEL ist mit einem Anteil von 75 Prozent Miteigentümer und Mitbetreiber der Anlage KKI 2, bei der sie auch die Betriebsführung innehat. Weiterer Miteigentümer mit einem Anteil von 25 Prozent ist die Stadtwerke München GmbH. Darüber hinaus ist die PEL an der Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG (KKS oHG) mit 66,7 Prozent, der Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG (KBR oHG) mit 80 Prozent, der Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG (KKK oHG) mit 50 Prozent sowie der Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG (KKB oHG) mit 33,3 Prozent beteiligt. Die PEL ist zudem mit einem Anteil von 50 Prozent an der Betreibergesellschaft Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG (KWG oHG) beteiligt und Mitinhaber der atomrechtlichen Genehmigung nach § 7 AtG und somit Mitbetreiber der Anlage KWG. Weiterer Mitbetreiber mit einem Anteil von 50 Prozent an der KWG oHG ist die Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG (GKW oHG), welche wiederum zu 66,7 Prozent der PEL gehört. Somit hält PEL insgesamt (mittelbar und unmittelbar) 83,3 Prozent der Anteile an der KWG oHG.

Die KWG oHG ist atomrechtlicher Betreiber des KWG, dessen Leistungsbetrieb zum Ende des Jahres 2021 eingestellt wurde. Die persönlich haftenden Gesellschafter der KWG oHG sind die PEL und die GWK oHG. Der geschäftsführende Gesellschafter der KWG oHG ist die Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde Management GmbH, deren Gesellschafter zu 83,3 Prozent die PEL und zu 16,7 Prozent die Stadtwerke Bielefeld GmbH sind. Die Betriebsführung erfolgt durch PEL.

Die KKS oHG ist atomrechtlicher Betreiber des KKS, welches 2003 endgültig abgeschaltet wurde und sich seit 2005 im Rückbau befindet. Die KBR oHG betreibt das KBR, das nach gesetzlichen Vorgaben wie geplant Ende 2021 aus dem Leistungsbetrieb geschieden ist. Die persönlich haftenden Gesellschafter der KBR oHG sowie der KKS oHG sind die PEL sowie die Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH (VENE). Die Betriebsführung der beiden Anlagen liegt bei der PEL, welche auch alleinvertretungsberechtigter Geschäftsführer der Betreibergesellschaften ist. Da die VENE die Betriebsführerschaft der Anlagen KKB und KKK innehat, wird hierzu auf den Berichtsteil zu Vattenfall verwiesen.

Tabelle 3: **Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des E.ON-Konzerns**

| Betreiber-gesellschaft | KKW | Rechtlicher Anteil | Bilanzieller Anteil |
|------------------------|-------|--------------------|---------------------|
| PEL | KWW | 100 Prozent | 100 Prozent |
| | KKU | 100 Prozent | 100 Prozent |
| | KKG | 100 Prozent | 100 Prozent |
| | KKI 1 | 100 Prozent | 100 Prozent |
| | KKI 2 | 75 Prozent | 75 Prozent |
| KBR oHG | KBR | 80 Prozent | 100 Prozent |
| KKS oHG | KKS | 66,7 Prozent | 100 Prozent |
| KWG oHG | KWG | 83,3 Prozent | 100 Prozent |
| KKK oHG | KKK | 50 Prozent | 50 Prozent |
| KKB oHG | KKB | 33,3 Prozent | – |

Entsprechend den rechtlichen Anteilen trägt der E.ON Konzern die Rückbauverpflichtungen für die o. g. KKW.

Zwischen der E.ON Energie AG und der PEL bestehen ein Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag sowie eine Patronatserklärung. Es bestehen darüber hinaus Kostenübernahmeverträge der PEL mit allen oben genannten Betreiber-gesellschaften.

Die von der PEL GmbH vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises umfasst zum 31. Dezember 2021 folgende Gesellschaften:

- E.ON Energie AG, Düsseldorf,
- E.ON SE, Essen.

Die Listen der Betreiber-gesellschaften KBR oHG und KKS oHG umfassen darüber hinaus noch die folgenden Gesellschaften:

- PreussenElektra GmbH, Hannover,
- Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Hamburg,
- Vattenfall GmbH, Berlin.

Die Liste der Betreiber-gesellschaft KWG oHG umfasst über PEL hinaus noch die folgenden Gesellschaften:

- Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG, Emmerthal,
- PreussenElektra GmbH, Hannover,
- Stadtwerke Bielefeld GmbH, Bielefeld,

– Bielefelder Beteiligungs- und Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Bielefeld.

Nach Einschätzung des BAFA sind diese Listen vollständig und umfassen alle nach § 1 des Nachhaftungsgesetzes herrschenden Unternehmen im Sinne von § 2 Nachhaftungsgesetz. Zum Vorjahr haben sich keine Änderungen am Haftungskreis ergeben.

3.2.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die auf handelsrechtlichen Vorschriften basieren, betragen insgesamt 7,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,6 Mrd. Euro). Der Rückstellungsbetrag umfasst die folgenden Anlagen:

- KWW, KKK, KKG, KKI 1, KWG, KBR und KKS jeweils 100 Prozent,
- KKI 2 zu 75 Prozent,
- KRB A, B und C jeweils 25 Prozent für Rückführung der Abfälle aus der Wiederaufarbeitung,
- KKK zu 50 Prozent.

Nach dem Übergang der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen für die Anlagen KRB A, B und C auf RWE infolge des Tauschgeschäfts verbleiben 25 Prozent der Rückstellungen für die Rückführung der Abfälle aus der Wiederaufarbeitung für diese Anlagen bei E.ON.

Die folgende Tabelle zeigt die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen für die aufgeführten Betreiber bzw. Anlagen, die aus den Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen. Für die Rückstellungen zu KKK wird auf den Berichtsteil zu Vattenfall verwiesen.

Tabelle 4: **Rückstellungsbeträge der Betreiber bei E.ON**

| Betreibergesellschaft | KKW | Rückstellungsbetrag |
|-----------------------|----------------------------------------------------|--------------------------------------------|
| PEL | KWW KKU KKG KKI 1 KKI 2 KRB A, B, C | 4.105 Mio. Euro (Vorjahr: 4.684 Mio. Euro) |
| KBR oHG | KBR | 1.540 Mio. Euro (Vorjahr: 1.563 Mio. Euro) |
| KKS oHG | KKS | 113 Mio. Euro (Vorjahr: 258 Mio. Euro) |
| KWG oHG | KWG | 1.509 Mio. Euro (Vorjahr: 1.484 Mio. Euro) |

Der für die PEL aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 4.105 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt 579 Mio. Euro gesunken. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die Verbräuche, die aktualisierten Kostenschätzungen sowie die Neubewertung der Rückstellungen für die Rückführung der Wiederaufarbeitungsabfälle zurückzuführen. Gegenläufig wirkten sich die im Zeitablauf gesunkenen Diskontierungszinssätze, die Aufzinsung sowie geringe Zuführungen für das noch in Betrieb befindliche KKI 2 aus. Jedoch überstieg dies die zuvor genannten Effekte nicht, so dass bei sämtlichen Anlagen des Betreibers PEL eine Reduzierung der Rückstellungen zu verzeichnen war.

Der für KBR aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 1.540 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um 23 Mio. Euro gesunken. Die Anlage befand sich bis zum Ende des Jahres 2021 im Leistungsbetrieb, sodass nur geringfügige Verbräuche zu verzeichnen waren. Wesentliche Rückstellungsverbräuche für das KBR sind erst ab dem Jahr 2022 zu erwarten. Neben moderaten Zuführungen sorgten die im Zeitablauf gesunkenen Diskontierungszinssätze sowie die Aufzinsung für einen Anstieg der Rückstellungen, die jedoch die oben genannten Effekte nicht überstiegen.

Der für KKS aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 113 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um 145 Mio. Euro gesunken. Die Reduzierung ist im Wesentlichen auf hohe Verbräuche der seit 2003 im Rückbau befindlichen Anlage sowie der Neubewertung der Rückführung von Wiederaufarbeitungsabfällen zurückzuführen, die zu einer hohen Inanspruchnahme im Geschäftsjahr führte. Dem gegenüber stehen im Zeitablauf gesunkene Diskontierungszinssätze sowie die Aufzinsung, die zu einer Erhöhung der Rückstellungen führten, jedoch die zuvor genannten Effekte nicht überstiegen.

Der für KWG aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 1.509 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt 25 Mio. Euro gestiegen. Die Erhöhung ist insbesondere auf Schätzungsänderungen aufgrund der jährlichen Aktualisierungen bei der Bewertung der Stilllegungskosten zurückzuführen. Dies erfolgte mittels konkreter Rückbauplanung sowie Kostenansätzen bei Betriebsprojekten. Ferner führten die Aufzinsung sowie gesunkene Diskontierungszinssätze zu einer Erhöhung der Rückstellungen. Darüber hinaus wurden Zuführungen in geringem Maße getätigt. Aufgrund der niedrigen Verbräuche, welche die zuvor genannten Effekte nicht ausgleichen konnten, ergab sich folglich eine Rückstellungserhöhung. Da die Anlage bis zum Ende des Jahres 2021 noch in Betrieb war, sind wesentliche Verbräuche erst im darauf folgenden Jahr mit Beginn des Nachbetriebs zu erwarten.

Die Rückstellungen nach Aufgaben bei den E.ON-Betreiberesellschaften gliedern sich folgendermaßen:

Tabelle 5: **Rückstellungen nach Aufgaben der Betreiberesellschaften bei E.ON**

| Betreiberesellschaft | Nach- und Restbetrieb | Abbau einschließlich Vorbereitung | Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle |
|----------------------|-----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| PEL * | 1.604 Mio. Euro | 884 Mio. Euro | 1.618 Mio. Euro |
| KBR oHG | 677 Mio. Euro | 318 Mio. Euro | 545 Mio. Euro |
| KKS oHG | 34 Mio. Euro | 22 Mio. Euro | 57 Mio. Euro |
| KWG oHG * | 663 Mio. Euro | 312 Mio. Euro | 535 Mio. Euro |

* Die Summe der Rückstellungsbeträge nach Aufgaben weicht aufgrund von Rundungsdifferenzen bei der Zusammenführung der Einzelwerte je Anlage von der Summe der Rückstellungen leicht ab (Tab. 4).

Die Prüfung der Aufgliederung der Rückstellungsbeträge nach den Aufgaben Nach- und Restbetrieb, Abbau einschließlich Vorbereitung und Reststoffbearbeitung und Verpackung radioaktiver Abfälle hat keine Auffälligkeiten ergeben. Die Zuordnung der Rückstellungsbeträge zu den künftigen Geschäftsjahren, in denen sie voraussichtlich liquiditätswirksam werden, entspricht dem erwarteten Verlauf.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, wurden den Rückstellungsbeträgen aus den Jahresabschlüssen des Geschäftsjahres 2021 gegenübergestellt. Es bestehen geringe Abweichungen aufgrund der unterschiedlichen Methodik zwischen der Bilanzierung im Jahresabschluss und der Aufstellung der Rückstellungen. Auf Nachfrage des BAFA teilte der Betreiber mit, dass die von NIS kalkulierten Zahlungsreihen bzw. Auszahlungen innerhalb der ersten drei Jahre an die unternehmensspezifische Planung angepasst werden. Die Abweichungen sind daher plausibel erläutert worden. Da die geforderte Darstellung nach dem Transparenzgesetz nicht bindend für die bilanzielle Abbildung ist, ergibt sich hieraus keine Beanstandung.

Die KBR oHG bilanziert zum 31. Dezember 2021 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von 1.543 Mio. Euro. Der Rückstellungsbetrag laut Jahresabschluss ist geringfügig höher als der Rückstellungsbetrag des Betreibers in der Aufstellung der Rückstellungen, was auf die Darstellungsmethodik, wie oben erläutert, zurückzuführen ist.

Die PEL bilanziert zum 31. Dezember 2021 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von 4.185 Mio. Euro. Die sich ergebende Differenz zu der Aufstellung der Rückstellungen gemäß Transparenzbericht ist zum einen auf die bei KWG gemeldeten Rückstellungen für Brennelemententsorgung zurückzuführen. Weiterhin bestehen Abweichungen aufgrund der Darstellungsmethodik.

Die KWG oHG bilanziert zum 31. Dezember 2021 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von 1.378 Mio. Euro. Vereinbarungsgemäß stellen die beiden Gesellschafter PEL und GWK oHG gemeinsam die Brennelemente zur Stromerzeugung für das KWG. Aus diesem Grund sind Rückstellungen für Restbetrieb und Verpackung radioaktiver Abfälle des KWG (ausschließlich für die Brennelemententsorgung) in Höhe von insgesamt rund 177 Mio. Euro bei beiden Gesellschaftern gebildet worden. Es bestehen geringe Abweichungen aufgrund der Darstellungsmethodik.

Die KKS oHG bilanziert zum 31. Dezember 2021 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von rund 113 Mio. Euro. Der Rückstellungsbetrag laut Jahresabschluss ist geringfügig höher als der Rückstellungsbetrag des Betreibers aus der Aufstellung der Rückstellungen, was auf die Darstellung und Verteilung in der Aufstellung zurückzuführen ist. Aufgerundet ergibt sich jedoch ein identischer Betrag.

Anhand der vorgelegten Unterlagen und nach ergänzender Erläuterung durch die zuständigen Ansprechpartner konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Der Bewertung liegt eine Kostensteigerungsrate von 2,0 Prozent zugrunde. Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Zum 31. Dezember 2021 betragen die im Konzernabschluss auf Basis der IFRS ausgewiesenen Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich 8,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 9,4 Mrd. Euro). Sie stellen mit ca. 27 Prozent die zweitgrößte Rückstellungsposition des Konzerns dar. Eine zum Vorjahr deutliche Erhöhung erfuhren die Rückstellungen für absatzmarkt- und beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen in Höhe von 10,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,8 Mrd. Euro). Sie stellen mit ca. 32 Prozent an den Gesamtrückstellungen die größte Rückstellungsposition dar. Hintergrund für diese Entwicklung sind die gestiegenen Energiepreise an den Commodity-Märkten. Aus den Zuführungen zu Rückstellungen für Drohverluste aus schwebenden Verkaufskontrakten ergab sich die deutliche Erhöhung.

Die drittgrößte Position entfällt mit ca. 20 Prozent auf Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen in Höhe von 6,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,1 Mrd. Euro). Dabei ist zu beachten, dass E.ON über ein Planvermögen verfügt, das die Voraussetzung erfüllt, um Pensionsrückstellungen als Nettobetrag im Konzernabschluss darzustellen.

3.2.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der Betreiber entsprechendes Vermögen gegenüber. Zudem erzielten die Betreibergesellschaften des E.ON-Konzerns aus den im Jahr 2021 im Leistungsbetrieb befindlichen Anlagen (KWG, KBR, KKI 2) Umsätze durch den Verkauf des produzierten Stroms.

Das Vermögen, das in der Regel aus Ansprüchen gegen Gesellschafter besteht, wird in den Bilanzen der Betreiber als Forderungen gegen verbundene Unternehmen ausgewiesen. Die benötigten liquiden Mittel werden zum Zeitpunkt des Anfalls der Ausgaben für Rückbauverpflichtungen bei den Gesellschaftern abgerufen.

Die Betreiber haben die verfügbaren liquiden Mittel der PEL-Gruppe mit der PEL als Muttergesellschaft dargestellt. Die Planung der operativen Cashflows entspricht dem erwarteten Verlauf und steht im Einklang mit der Laufzeit des noch im Betrieb befindlichen KKW. In den operativen Cashflows sind Auszahlungen zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen enthalten. Die Einzahlungen aus der laufenden Geschäftstätigkeit sowie aus Finanzierung decken demnach voraussichtlich die Auszahlungen zur Erfüllung der Rückbauverpflichtungen für den Zeitraum 2022 bis 2024.

Es liegen keine Anhaltspunkte auf der Ebene der Betreiber vor, dass den Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachgekommen werden kann. Die Zahlungsfähigkeit ist zusätzlich zur eigenen Finanzierungskraft durch eine Finanzierungsvereinbarung mit der E.ON Energie AG als im Haftungskreis nachfolgendes Unternehmen auch für die Jahre nach 2024 abgesichert. Im Folgenden wird daher auf die Vermögens- und Liquiditätslage des E.ON-Konzerns eingegangen, um zu einer Einschätzung zu gelangen, ob die Gesellschafter voraussichtlich ihre Verpflichtungen gegenüber den Betreibern jederzeit erfüllen können.

Zum 31. Dezember 2021 stellt das Sachanlagevermögen der E.ON mit 36,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 36,9 Mrd. Euro) die größte Bilanzposition auf der Aktivseite dar. Mit 17,4 Mrd. Euro ist als zweitgrößter Vermögenswert der Goodwill (Vorjahr: 17,8 Mrd. Euro) ausgewiesen, welcher sich maßgeblich durch die von E.ON gezahlte Übernahmeprämie für die innogy SE bildet, die der Konzern mit Synergieeffekten begründet. Werthaltigkeitstests nach den Regelungen des IFRS sollen sicherstellen, einen potenziellen Abschreibungsbedarf dieser Position zukünftig aufzudecken.

Der E.ON-Konzern verfügt zum 31. Dezember 2021 über liquide Mittel in Höhe von 6,0 Mrd. Euro (Vorjahr: 4,8 Mrd. Euro).

Der Konzern legte eine Cashflow-Planung der nachfolgenden fünf Jahre vor. Hieraus geht hervor, dass E.ON nach Abzug der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen und den geplanten Investitionen mit einem konstant positiven operativen Cashflow plant. Weiterhin erwartet der Konzern eine durchschnittliche jährliche Steigerung des EBITDA von 4 bis 5 Prozent.

Zur weiteren Deckung des Finanzbedarfs verfügt E.ON über mehrere Möglichkeiten, sich Fremdkapital in einem Rahmen von insgesamt etwa 57,8 Mrd. Euro zu beschaffen. Der Konzern kann auf ein Commercial-Paper-Programm (kurzfristige Laufzeiten) und ein Debt-Issuance-Programm (langfristige Laufzeiten) zurückgreifen. Hierbei handelt es sich um kapitalmarktorientierte Fremdfinanzierungsprogramme. Die Commercial-Paper-Programme mit einem Volumen von insgesamt 19,3 Mrd. Euro (Vorjahr: ca. 18,2 Mrd. Euro) wurden zum Bilanzstichtag in Höhe von 1,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,0 Euro) in Anspruch genommen. Das Debt-Issuance-Programm mit einem Volumen von insgesamt 35 Mrd. Euro wurde in Höhe von rund 16,1 Mrd. Euro (Vorjahr: ca. 16,0 Mrd. Euro) genutzt. Es besteht wie im Vorjahr weiterhin eine nicht gezogene, revolvingende syndizierte Kreditlinie in Höhe von 3,5 Mrd. Euro. Es ergibt sich in der Summe somit ein Potential von 40,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 40,7 Mrd. Euro) an nicht genutzten Finanzierungsprogrammen bzw. Krediten.

Die Finanzlage zum 31. Dezember 2021 stellt der Konzern im Lagebericht des Geschäftsberichts dar. Demnach betragen die bereinigten Finanzverbindlichkeiten der E.ON 32,7 Mrd. Euro, die überwiegend aus Anleihen bestehen. Unter Berücksichtigung der wesentlichen Rückstellungen (14,1 Mrd. Euro), der liquiden Mittel und der langfristigen Wertpapiere (7,7 Mrd. Euro) sowie von Währungseffekten (0,4 Mrd. Euro) ergibt sich eine Nettoverschuldung von 38,8 Mrd. Euro, die im Vergleich zum Vorjahr um ca. 1,9 Mrd. Euro niedriger liegt.

Der Rückgang der Nettoverschuldung ist im Wesentlichen auf gesunkene Pensionsrückstellungen im Geschäftsjahr zurückzuführen. Weiterhin trugen ein Anstieg der liquiden Mittel sowie gesunkene Rückstellungen für Entorgungs- und Rückbauverpflichtungen zu dieser Entwicklung bei. Gegenläufig wirkten gestiegene Finanzverbindlichkeiten insbesondere aufgrund von im Berichtsjahr getätigten Anleiheemissionen.

Das Eigenkapital des Konzerns erhöhte sich im Geschäftsjahr um 8,8 Mrd. Euro auf 17,9 Mrd. Euro, sodass sich eine Erhöhung der Eigenkapitalquote von 9 Prozent auf 15 Prozent im Jahresvergleich ergab. Die Entwicklung war insbesondere geprägt von der Erhöhung des Konzernüberschusses aufgrund des witterungsbedingten höheren Absatzes von Strom- und Gasmengen, der Kosteneinsparungen im britischen Vertriebsgeschäft sowie die Neubewertung der Pensionsverpflichtungen. Ein weiterer positiver Effekt auf das Eigenkapital ergab sich ferner aus der Nachtragsvereinbarung zum Konsortialvertrag bei Enviam AG, bei der E.ON Mehrheitseigentümer ist, so dass die Verbindlichkeit aus der Stillhalterverpflichtung in Höhe von 1,8 Mrd. Euro entfiel.

Die oben erwähnte Anleiheemissionen konnte der Konzern in 2021 zu folgenden Konditionen begeben: im Januar eine Anleihe mit einem Volumen von 0,6 Mrd. Euro (Laufzeiten: 2028; Kupon: 0,1 Prozent), im März eine grüne Anleihe in Höhe von 750 Mio. Euro (Laufzeit: 2032; Kupon: 0,6 Prozent). Die Ratingagenturen bewerten die langfristige Kreditwürdigkeit von E.ON wie im Vorjahr mit Investment Grade Ratings (lower medium grade). Zudem ist der Ausblick bei den Ratings stabil. E.ON hat als Ziel ausgegeben, dauerhaft ein Rating von BBB bzw. Baa zu erlangen.

Es liegen keine Anhaltspunkte vor, dass E.ON seinen Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen kann.

3.3 RWE

3.3.1 Konzern und Haftungskreis

Die RWE AG ist Mutterunternehmen des RWE-Konzerns und als börsennotierte Kapitalgesellschaft seit dem Jahr 1988 Bestandteil des DAX. Ende 2021 waren nach Berechnungen der RWE ca. 13 Prozent der Aktien im Eigentum privater Investoren, während ca. 87 Prozent der Anteile auf institutionelle Investoren entfielen.

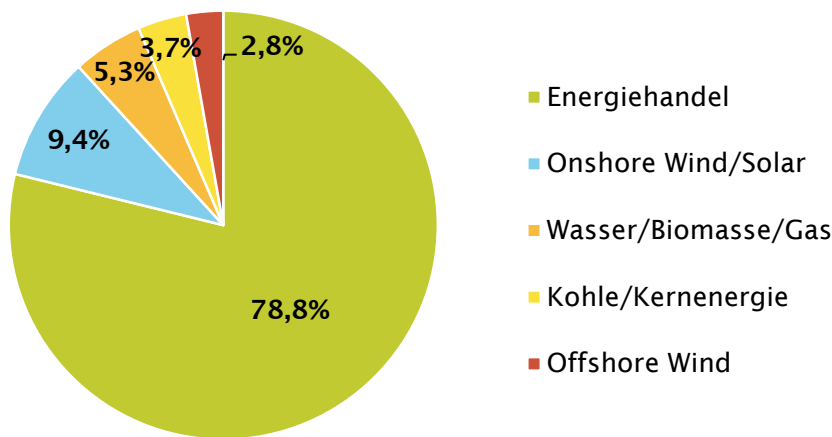
Zum 31. Dezember 2021 wird in der Finanzberichterstattung des Konzerns folgende Struktur der Geschäftssegmente dargestellt:

- i. Offshore Wind
- ii. Onshore Wind/Solar
- iii. Wasser/Biomasse/Gas
- iv. Energiehandel
- v. Kohle/Kernenergie

Nach eigenen Aussagen ist RWE zu einem international führenden Unternehmen auf dem Gebiet der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgestiegen. Ziel des Konzerns ist es, spätestens ab 2040 Energie klimaneutral zu produzieren. Neben der Stromerzeugung betrachtet RWE vor allem den Energiehandel als weitere Kernkompetenz des Konzerns.

Der Gesamtumsatz des Konzerns betrug im Jahr 2021 ca. 24,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 13,9 Mrd. Euro), wobei das Segment Energiehandel mit 19,5 Mrd. Euro den größten Anteil beisteuerte. Die prozentualen Anteile der übrigen Segmente am Gesamtumsatz zeigt die folgende Abbildung:

Abbildung 6: Umsatzverteilung RWE



Unter den fünf Segmenten erweist sich der Energiehandel als am umsatzstärksten. Zwar war dieses Segment schon im Vorjahr mit 70,5 Prozent deutlich an der Spitze der Segmente, konnte diese Position in 2021 aber mit nunmehr 78,8 Prozent nochmals ausbauen. In absoluten Zahlen wuchs der Umsatz zwar in allen Segmenten, doch im Segment Energiehandel wurde in 2021 der Vorjahresumsatz von 9,8 Mrd. Euro auf 19,5 Mrd. Euro nahezu verdoppelt. Ursache hierfür waren die deutlich gestiegenen Preise an den Rohstoffmärkten. Damit einhergehend konnte dieses Segment sowohl absolut als auch proportional seinen Anteil am Betriebsergebnis ausweiten. So stieg das bereinigte (adjusted) EBIT auf 721 Mio. Euro (Vorjahr: 496 Mio. Euro), was einem Anteil von 33,0 Prozent am gesamten adjusted EBIT von 2.185 Mio. Euro entspricht. Das Segment Kohle/Kernenergie hat mit 661 Mio. Euro (Vorjahr: 234 Mio. Euro) und einem Anteil am adjusted EBIT von 30,3 Prozent (Vorjahr: 12,8 Prozent) beigetragen, gefolgt von Offshore Wind mit 636 Mio. Euro (Vorjahr: 697 Mio. Euro) und 29,1 Prozent (Vorjahr: 38,2 Prozent).

Im abgelaufenen Geschäftsjahr hat RWE 160.773 GWh Strom erzeugt. Dies entspricht einer Steigerung von rund 14 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (141.204 GWh). Dabei stieg die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energie auf 32,2 TWh an (Vorjahr: 29,6 TWh), was eine Steigerung von 8,7 Prozent und einen Anteil von etwa 20,0 Prozent an der Gesamtproduktion bedeutet und damit in etwa dem Vorjahresanteil entspricht. Deutlicher ist der Produktionszuwachs dagegen bei Gas und Kernenergie von jeweils etwa 10,0 Prozent (52,4 TWh; Vorjahr: 47,6 TWh bzw. 22,7 TWh; Vorjahr: 20,7 TWh), besonders aber bei Braunkohle mit einer Steigerung von 25,3 Prozent (45,9 TWh; Vorjahr: 36,6 TWh). Konnten Gas mit 32,6 Prozent (Vorjahr: 33,7 Prozent) und Kernenergie mit erneut rund 14 Prozent ihre Anteile an der Gesamtproduktion annähernd halten, baute Braunkohle ihren Anteil auf 28,6 Prozent (Vorjahr: 26,0 Prozent) aus. Dennoch bestätigt RWE seine Planung, spätestens ab dem Jahr 2040 Strom klimaneutral zu produzieren.

Der Betrieb und der Rückbau der deutschen KKW sind im RWE-Konzern innerhalb des Segments Kohle/Kernenergie angesiedelt. Die RWE Nuclear GmbH (RWE Nuclear) ist atomrechtlicher Betreiber der Anlagen KWB A, KWB B und KMK, die alle bereits stillgelegt sind. Zudem ist sie auch atomrechtlicher Betreiber der Anlagen KRB A, B und C. Das KRB A wurde 1977 endgültig abgeschaltet und befindet sich seit 1983 im Rückbau. Der Leistungsbetrieb des KRB B endete am 31. Dezember 2017 und für KRB C am 31. Dezember 2021.

Die Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH (KLE) ist atomrechtlicher Betreiber des KKE, für das ein Ende des Leistungsbetriebs spätestens zum 31. Dezember 2022 vorgesehen ist. Der alleinige Gesellschafter der KLE ist die RWE Nuclear. Bei Erstellung des Berichts im Oktober 2022 liefen Diskussionen zwischen der Bundesregierung und KLE, die Anlage für weitere vier Monate zu betreiben.

Die Kernkraftwerk Lingen GmbH (KWL GmbH) ist atomrechtlicher Betreiber des KWL, welches 1977 endgültig abgeschaltet wurde. Es befindet sich nach einer Phase des sicheren Einschlusses seit 2015 im Rückbau. Der alleinige Gesellschafter der KWL GmbH ist die RWE Nuclear.

Sowohl die KWL GmbH als auch die KLE haben einen Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag mit der RWE Nuclear geschlossen. Darüber hinaus liegt ein Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag zwischen der RWE Nuclear und der RWE AG vor.

Die von der RWE Nuclear vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises umfasst zum 31. Dezember 2021 folgende Gesellschaften:

- RWE AG, Essen
- RWE Power AG, Essen und Köln.

Die Liste der Betreibergesellschaft KWL GmbH umfasst darüber hinaus noch die folgende Gesellschaft:

- RWE Nuclear GmbH, Essen.

Die Liste der Betreibergesellschaft KLE umfasst über die Liste der RWE Nuclear hinaus noch die folgenden Gesellschaften:

- Kernkraftwerksbeteiligung Lippe-Ems beschränkt haftende OHG, Lingen (Ems), Anwachsung auf RWE Nuclear
- RWE Nuclear GmbH, Essen,
- RWE Nuclear Beteiligungs-GmbH, Essen, Gesellschaft erloschen, Verschmelzung mit RWE Nuclear
- PreussenElektra GmbH, Hannover,
- E.ON Energie AG, Düsseldorf,
- E.ON SE, Essen.

Ausschließlich für die Betreibergesellschaft KLE haben sich Änderungen am Haftungskreis ergeben. Mit dem 15. Juni 2021 ist die RWE Nuclear alleiniger Gesellschafter der KLE geworden. Hintergrund ist die Verschmelzung der RWE Nuclear Beteiligungs-GmbH auf die RWE Nuclear mit Rückwirkung zum 1. Januar 2021. In der Folge sind die zuvor von der RWE Nuclear Beteiligungs-GmbH gehaltenen Anteile von 12,5 Prozent an der Kernkraftwerksbeteiligung Lippe-Ems beschränkt haftende OHG auf die RWE Nuclear übergegangen.

Die RWE Nuclear hat zudem im Rahmen der Anwachsung alle Aktiva und Passiva der Kernkraftwerksbeteiligung Lippe-Ems beschränkt haftende OHG, einschließlich des 94 Prozent Anteils an der KLE, übernommen. Dies schließt auch die Übertragung des Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrags von der Kernkraftwerksbeteiligung Lippe-Ems beschränkt haftende OHG auf RWE Nuclear ein, da durch die Anwachsung eine steuerliche Organschaft der RWE Nuclear mit der KLE geschaffen wurde.

Nach Einschätzung des BAFA sind diese Listen vollständig und umfassen alle nach § 1 des Nachhaftungsgesetzes herrschenden Unternehmen im Sinne des § 2 Nachhaftungsgesetz.

3.3.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die auf handelsrechtlichen Vorschriften basieren, betragen insgesamt 5,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,0 Mrd. Euro). Der Rückstellungsbetrag umfasst die folgenden Anlagen:

- KRB A, KRB B, KRB C, KWL, KWB A, KWB B, KMK und KKE jeweils zu 100 Prozent.

25 Prozent der Rückstellungen für ursprünglich aus dem KRB stammende Abfälle aus der Wiederaufarbeitung sind bei der PEL verblieben.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen für die RWE Nuclear zum 31. Dezember 2021 insgesamt 4.128 Mio. Euro (Vorjahr: 4.457 Mio. Euro angepasst). Die Absenkung im Jahresvergleich um 329 Mio. Euro ist

im Wesentlichen auf die Inanspruchnahmen der Rückstellungen zurückzuführen. Dem stehen insbesondere Zuführungen infolge der im Zeitablauf gesunkenen Diskontierungszinssätze gegenüber, welche im Vergleich zu den Inanspruchnahmen der Rückstellungen nicht überwiegen.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen für die KLE zum 31. Dezember 2021 insgesamt 1.416 Mio. Euro (Vorjahr: 1.362 Mio. Euro). Im Jahresvergleich ist die Erhöhung um 54 Mio. Euro auf Zuführungen infolge gesunkener Diskontierungszinssätze zurückzuführen. Demgegenüber wurden für das noch im Leistungsbetrieb befindliche KKW nur geringe Rückstellungen in Anspruch genommen, welche die Zinseffekte nicht kompensieren.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen für die KWL GmbH zum 31. Dezember 2021 insgesamt 180 Mio. Euro (Vorjahr: 202 Mio. Euro). Die Absenkung um 22 Mio. Euro ist hauptsächlich auf die Inanspruchnahmen zurückzuführen. Dem stehen Zuführungen durch gesunkene Diskontierungszinssätze gegenüber, welche im Vergleich aber nicht überwiegen.

Die Rückstellungen nach Aufgaben bei den RWE-Betreiberesellschaften gliedern sich folgendermaßen:

Tabelle 6: **Rückstellungen nach Aufgaben der Betreiberesellschaften bei RWE**

| Betreiberesellschaft | Nach- und Restbetrieb | Abbau einschließlich Vorbereitung | Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle |
|----------------------|-----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| RWE Nuclear | 1.462 Mio. Euro | 1.435 Mio. Euro | 1.231 Mio. Euro |
| KLE | 662 Mio. Euro | 402 Mio. Euro | 352 Mio. Euro |
| KWL GmbH | 58 Mio. Euro | 81 Mio. Euro | 41 Mio. Euro |

Die Prüfung der Aufgliederung der Rückstellungsbeträge nach den Aufgaben Nach- und Restbetrieb, Abbau einschließlich Vorbereitung und Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle hat keine Auffälligkeiten ergeben. Die Zuordnung der Rückstellungsbeträge zu den künftigen Geschäftsjahren, in denen sie voraussichtlich liquiditätswirksam werden, entspricht dem erwarteten Verlauf.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, wurden den Rückstellungsbeträgen aus den Jahresabschlüssen des Geschäftsjahres 2021 gegenübergestellt. Bei KLE und KWL GmbH stimmen die Rückstellungsbeträge aus den Jahresabschlüssen des Geschäftsjahres 2021 mit den Aufstellungen der Rückstellungen überein.

Bei RWE Nuclear ergeben sich geringfügige Differenzen zwischen den Rückstellungspositionen in ihrem Jahresabschluss und ihren Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes. Diese sind hauptsächlich auf die bilanzierten Rückbauverpflichtungen für das Versuchatomkraftwerk Kahl zurückzuführen, die kein Bestandteil der Aufstellung der Rückstellungen gemäß § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes sind.

Anhand der vorgelegten Unterlagen und nach ergänzender Erläuterung durch die zuständigen Ansprechpartner konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Der Bewertung liegt eine Kostensteigerungsrate von 2 Prozent zugrunde. Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Zum 31. Dezember 2021 betragen die im Konzernabschluss nach IFRS bewerteten Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich 6,0 Mrd. Euro, welche neben den Rückstellungen für die deutschen KKW noch anteilig Entsorgungsrückstellungen für das niederländische KKW Borssele beinhalten. Sie stellen mit ca. 28 Prozent die größte Rückstellungsposition des Konzerns dar. Die nachfolgenden Positionen sind bergbaubedingte Rückstellungen mit 5,0 Mrd. Euro (24 Prozent) sowie Rückgabeverpflichtungen für CO₂-Emissionsrechte/Zertifikate alternativer Energien mit 2,1 Mrd. Euro (10 Prozent). Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen folgen mit 1,9 Mrd. Euro (9 Prozent) nunmehr auf Platz vier. Dabei ist zu beachten, dass RWE über ein Planvermögen verfügt, welches die Voraussetzung erfüllt, um Pensionsrückstellungen als Nettobetrag im Konzernabschluss darstellen zu können. Im Geschäftsjahr konnten aufgrund einer Steigerung des Planvermögens die Pensionsrückstellungen der RWE reduziert werden.

3.3.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der Betreiber entsprechendes Vermögen gegenüber. Zudem betrieb RWE in 2021 mit KRB C und KKE noch zwei Anlagen, die sich im Leistungsbetrieb befanden und Umsätze durch den Verkauf des produzierten Stroms erzielten. Der Betrieb der KKW wurde durch die Corona-Pandemie nicht spürbar beeinträchtigt.

Das Vermögen besteht in der Regel aus Ansprüchen gegen Gesellschafter, die in den Bilanzen der Betreiber als Forderungen oder Ausleihungen gegen verbundene Unternehmen ausgewiesen werden. Die benötigten liquiden Mittel werden zum Zeitpunkt des Anfalls der Ausgaben für Rückbauverpflichtungen bei den Gesellschaftern abgerufen.

Es liegen keine Anhaltspunkte auf der Ebene der Betreiber vor, dass den Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachgekommen werden kann. Dies setzt voraus, dass die Gesellschafter ihre Verpflichtungen gegenüber den Betreibern jederzeit erfüllen können. Deshalb wird im Folgenden auf die Vermögens- und Liquiditätslage des RWE-Konzerns eingegangen.

RWE weist in seiner Bilanz zum 31. Dezember 2021 einen Anstieg der langfristigen Vermögenswerte um 4,4 Mrd. Euro auf 38,9 Mrd. Euro aus, der sich in erster Linie auf gestiegene Sachanlagen sowie Steigerungen bei den immateriellen Vermögenswerten und den übrigen Finanzanlagen zurückführen lässt. In Folge deutlich erhöhter Bilanzansätze bei den Derivaten hat sich das kurzfristige Vermögen nahezu vervierfacht. Dies führte im Ergebnis zu mehr als einer Verdopplung der Bilanzsumme im Vergleich zum Vorjahr.

Zum 31. Dezember 2021 verfügt RWE über flüssige Mittel sowie über kurzfristig liquidierbare Wertpapiere in Höhe von 13,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 9,0 Mrd. Euro). Dabei haben sich die flüssigen Mittel im Geschäftsjahr um ca. 1,1 Mrd. Euro erhöht, der Bestand von kurzfristigen Wertpapieren nahm um ca. 3,8 Mrd. Euro zu.

Die von RWE eingereichte Planung der Cashflows sieht in den nächsten drei Jahren einen Bestand an liquiden Mitteln auf stabilem Niveau vor. Die Planung deckt sich mit dem im Geschäftsbericht des Jahres 2021 enthaltenen Prognosebericht, in dem mit einem bereinigten EBITDA in einer Spanne von 3,6 bis 4,0 Mrd. Euro für das Jahr 2022 gerechnet wird. Ebenfalls erkennbar sind die im Geschäftsbericht kommunizierten Investitionsplanungen vor allem im Bereich der Erneuerbaren Energien, die noch einmal höher ausfallen sollen als im Vorjahr (3,7 Mrd. Euro). Die Auszahlungen zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen sind in der Cashflow Prognose berücksichtigt.

Zur weiteren Deckung des Finanzbedarfs verfügt RWE über diverse Möglichkeiten, sich Fremdkapital in einem Rahmen von insgesamt bis zu 20 Mrd. Euro zu beschaffen. Es kann einerseits auf die beiden kapitalmarktorientierten Fremdfinanzierungsinstrumente Commercial-Paper-Programm (kurzfristige Laufzeit) und das Debt-Issuance-Programm (langfristige Laufzeit) zurückgegriffen werden. Das Commercial-Paper-Programm weist ein Volumen von 5 Mrd. Euro auf und wurde im Geschäftsjahr 2021 zeitweise mit einem Gesamtwert von bis zu 3,0 Mrd. Euro ausgeschöpft. Das Debt-Issuance-Programm mit einem Volumen von 10 Mrd. Euro wurde im Geschäftsjahr für die Emission von drei grünen Anleihen über insgesamt 1,85 Mrd. Euro genutzt. Daneben existiert eine syndizierte Kreditlinie in Höhe von 5 Mrd. Euro, die aus zwei Tranchen besteht und deren erste über 2,0 Mrd. Euro eine Laufzeit bis April 2022 hatte und deren zweite über 3,0 Mrd. Euro noch bis April 2026 zur Verfügung steht. Insgesamt ergibt sich somit ein ungenutzter Finanzierungsrahmen von rund 15,5 Mrd. Euro.

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2021 dar. Demnach haben sich die Finanzverbindlichkeiten der RWE, die überwiegend aus Anleihen und Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten bestehen, von 5,2 Mrd. Euro auf 17,8 Mrd. Euro erhöht. Unter Berücksichtigung der Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich, für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie für den Rückbau von Windparks (9,2 Mrd. Euro), der liquiden Mittel, Wertpapiere und des sonstigen Finanzvermögens (26,6 Mrd. Euro) sowie des hälftigen Ansatzes des Hybridkapitals (0,3 Mrd. Euro) ergibt sich insgesamt ein Nettovermögen von 0,4 Mrd. Euro. Die Nettoverschuldung des Vorjahres von 4,4 Mrd. Euro konnte demnach vollständig abgebaut und ein leichtes Nettovermögen aufgebaut werden. Bei dieser Betrachtung wurden die bergbaubedingten Rückstellungen (5,0 Mrd. Euro) und Vermögenswerte, die den Bergbaurückstellungen zugeordnet sind, wie die 15-Prozent-Beteiligung an E.ON mit einem Marktwert von 4,8 Mrd. Euro und der Anspruch auf staatliche Entschädigung für den deutschen Braunkohleausstieg in Höhe von 2,6 Mrd. Euro, ausgeklammert.

Die langfristige Kreditwürdigkeit von RWE wird durch Ratingagenturen mit Investment Grade Ratings (lower medium grade) bewertet. Damit wird RWE eine Kreditwürdigkeit mit durchschnittlich guter Qualität bescheinigt. Langfristige Anleihen der RWE weisen ein moderates Kreditrisiko mit gelegentlich spekulativen Elementen auf. Im April 2021 hat die Ratingagentur Moody's das Langfristing von RWE von Baa3 auf Baa2 mit stabilem

Ausblick angehoben. Für die nachrangigen Hybridkapitalanleihen hat sich das Rating von Ba2 auf Ba1 verbessert. Gleichzeitig hat Moody's das kurzfristige Rating von P-3 auf P-2 angehoben. Das Rating von Fitch wurde im März 2021 ebenfalls von BBB auf BBB+ angehoben. Die Agenturen begründeten die Anhebungen der Ratings mit der Transformation der RWE zu einem führenden Unternehmen auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien, das sich durch attraktive und stabile Erträge auszeichnet.

Es liegen keine Anhaltspunkte vor, dass RWE seinen Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen kann.

3.4 SWM

3.4.1 Konzern, Haftungskreis und Rückstellungen

Die Stadtwerke München GmbH (SWM GmbH) ist ein kommunales Energieversorgungs- und Dienstleistungsunternehmen. Es ist in diesem Rahmen ebenfalls für Aufgaben der kommunalen Daseinsvorsorge zuständig. Alleinigiger Eigentümer ist die Landeshauptstadt München. Die Umsatzerlöse des SWM-Konzerns betragen 8,3 Mrd. Euro im Jahr 2021 (Vorjahr: 7,5 Mrd. Euro). Die Steigerung im Jahresvergleich um rund 0,8 Mrd. Euro ist insbesondere auf preisbedingte Umsatzsteigerungen im Bereich Erdgas zurückzuführen. Der Umsatz im Stromgeschäft bleibt mit 2,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,9 Mrd. Euro) stabil. Darüber hinaus ist der SWM-Konzern im Fernwärmegeschäft tätig (0,4 Mrd. Euro).

Das Geschäft der kommunalen Daseinsvorsorge (z.B. Nahverkehr, Wasser, Bäder) war auch 2021 noch von den Auswirkungen der Corona-Pandemie geprägt und die Umsätze gingen teilweise noch gegenüber den Vorjahreswerten zurück. So reduzierten sich die Umsätze im Bereich Verkehr um knapp 58 Mio. Euro auf 381 Mio. Euro. Im Bereich Bäder fielen die Umsätze um weitere 2,3 Mio. Euro auf 7,0 Mio. Euro. Aufgrund des geringen prozentualen Anteils dieser Geschäftsbereiche am Gesamtumsatz des Konzerns war der Einfluss jedoch nicht signifikant. Der Corona-Effekt konnte zudem durch eine Zahlung von 201 Mio. Euro aus dem Rettungsschirm der Bundesregierung für den öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) kompensiert werden.

Nach Aussagen der SWM GmbH soll an der Ausbauoffensive im Bereich der Erneuerbaren Energien weiter festgehalten werden. So soll bis zum Jahr 2025 so viel Strom aus erneuerbaren Energien produziert werden, wie München jährlich verbraucht. Zurzeit bestehen noch Stromerzeugungskapazitäten aus dem KKI 2. Die SWM GmbH ist mit einem Anteil von 25 Prozent Miteigentümer und Mitbetreiber dieser Anlage. Weiterer Miteigentümer mit einem Anteil von 75 Prozent ist die PEL GmbH, welche Betriebsführer der Anlage ist. Das KKI 2 befindet sich nach derzeit gültiger Gesetzeslage noch längstens bis Ende 2022 im Leistungsbetrieb. Bei Erstellung des Berichts im Oktober 2022 liefen Diskussionen zwischen der Bundesregierung und SWM GmbH, die Anlage für weitere vier Monate zu betreiben.

Die von der SWM GmbH vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises umfasst keine Gesellschaften. Nach Einschätzung des BAFA ist diese Darstellung korrekt, da die SWM GmbH von keinem Unternehmen gemäß § 2 des Nachhaftungsgesetzes beherrscht wird.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen für das KKI 2 zum 31. Dezember 2021 insgesamt 375,4 Mio. Euro (Vorjahr: 407,8 Mio. Euro) und sind bei der SWM GmbH gebildet worden. Der Rückgang im Jahresvergleich ist auf Auflösungen zurückzuführen, die die Zuführungen im Jahr 2021 übersteigen. Die Anlage befindet sich voraussichtlich noch bis längstens Ende 2022 im Leistungsbetrieb. Eine Verlängerung der Laufzeit würde bedeuten, dass sich der Rückbau zeitlich nach hinten verschiebt. Wesentliche Rückstellungsverbräuche für das KKI 2 sind erst ab dem tatsächlichen Beginn der Rückbauarbeiten zu erwarten.

Die Rückstellungen nach Aufgaben gliedern sich folgendermaßen:

Tabelle 7: **Rückstellungen nach Aufgaben der SWM GmbH**

| Betreibergesellschaft | Nach- und Restbetrieb | Abbau einschließlich Vorbereitung | Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| SWM GmbH | 156,85 Mio. Euro | 98,11 Mio. Euro | 120,41 Mio. Euro |

Die Prüfung der Aufgliederung der Rückstellungsbeträge nach den Aufgaben Nach- und Restbetrieb, Abbau einschließlich Vorbereitung und Reststoffbearbeitung und Verpackung radioaktiver Abfälle hat keine Auffälligkeiten ergeben. Die Zuordnung der Rückstellungsbeträge zu den künftigen Geschäftsjahren, in denen sie voraussichtlich liquiditätswirksam werden, entspricht dem erwarteten Verlauf. Es ergaben sich keine Beanstandungen.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, wurden den Rückstellungsbeträgen des Geschäftsberichtes des Jahres 2021 gegenübergestellt. Die Rückstellungsbeträge stimmen überein. Die im Geschäftsbericht ausgewiesenen Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich betragen 375,4 Mio. Euro. Damit sind sie mit 14,6 Prozent nach den sonstigen Rückstellungen in Höhe von 1,3 Mrd. Euro (50,2 Prozent) und den Pensionsrückstellungen in Höhe von 752 Mio. Euro (29,1 Prozent) die drittgrößte Rückstellungskategorie.

Anhand der vorgelegten Unterlagen konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

3.4.2 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der SWM GmbH entsprechendes Vermögen gegenüber. Zudem befindet sich das KKI 2 noch im Leistungsbetrieb. Daher fallen einerseits nur geringe Ausgaben für Rückbauverpflichtungen an. Andererseits erwirtschaftet die SWM GmbH noch Erträge aus dem Verkauf des produzierten Stroms. Die SWM GmbH ist selbst die Konzernmuttergesellschaft. Deshalb wurden die verfügbaren liquiden Mittel ausschließlich auf Konzernebene dargestellt.

Das nicht operative Finanzvermögen des SWM-Konzerns beträgt insgesamt 2,0 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,8 Mrd. Euro) und besteht neben liquiden Mitteln aus langfristigen Wertpapieren in Höhe von 1,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,2 Mrd. Euro). SWM hat ein Deckungsvermögen definiert, das größtenteils aus diesem nicht operativen Finanzvermögen besteht. Dieses Vermögen soll vor allem der Deckung der Pensionsrückstellungen und der Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich dienen. Zum 31. Dezember 2021 übersteigt das Deckungsvermögen in Höhe von 1,5 Mrd. Euro die langfristigen Rückstellungen in Höhe von 1,1 Mrd. Euro.

Insgesamt verfügt der SWM-Konzern zum 31. Dezember 2021 über liquide Mittel in Höhe von 0,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,6 Mrd. Euro). Gemeinsam mit den offenen Kreditlinien in Höhe von insgesamt 0,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,8 Mrd. Euro) kann der SWM-Konzern somit kurzfristig auf finanzielle Mittel in Höhe von 1,6 Mrd. Euro zurückgreifen. SWM weist 1,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,0 Mrd. Euro) an Finanzverbindlichkeiten aus. Es handelt sich dabei überwiegend um langfristige Finanzverbindlichkeiten, die aus Schuldscheindarlehen und anderen Krediten bestehen.

In der Prognose der Cashflows für die nächsten drei Jahre werden die Auszahlungen zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen berücksichtigt. Mit nennenswerten Auszahlungen für Rückbauverpflichtungen ist erst nach dem Ende des Leistungsbetriebs zu rechnen. Der SWM-Konzern rechnet aufgrund der für das Gesamtgeschäft geringen Bedeutung der Rückbauverpflichtungen und des bereits für diesen Zweck gebildeten Deckungsvermögens mit keiner Gefährdung seiner Zahlungsfähigkeit. SWM plant in den Jahren 2022 bis 2024 Investitionen insbesondere für den Ausbau der Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien. Diese Investitionen werden zum größten Teil aus dem Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit gedeckt. In geringem Umfang sollen zudem weitere Kredite aufgenommen werden. Insgesamt bleibt der Finanzmittelfond nach Planungen von SWM in den nächsten drei Geschäftsjahren positiv.

Es liegen keine Anhaltspunkte vor, dass SWM seinen Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen kann.

3.5 Vattenfall

3.5.1 Konzern und Haftungskreis

Die Muttergesellschaft des Vattenfall-Konzerns ist die Vattenfall AB, die sich zu 100 Prozent im Besitz des schwedischen Staates befindet und deren Aktien daher nicht an der Börse gehandelt werden.

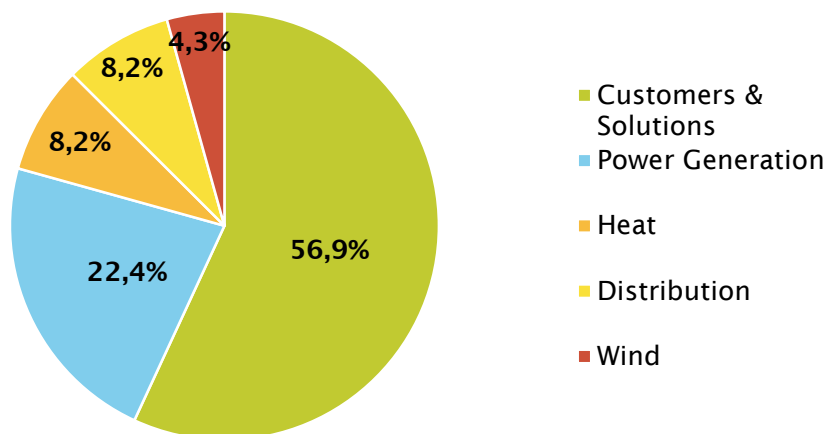
Die Geschäftssegmente des Konzerns unterteilen sich im Geschäftsbericht folgendermaßen:

- i. Customers & Solutions (Vertrieb und Kundenlösungen)
- ii. Power Generation (Elektrizitätserzeugung)
- iii. Distribution (Stromverteilung)

- iv. Heat (Fernwärme)
- v. Wind (Windenergie)

Die Umsatzerlöse des Gesamtkonzerns betragen im Jahr 2021 17,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 15,8 Mrd. Euro). Vattenfalls wichtigste Absatzmärkte sind Deutschland (8,3 Mrd. Euro), Schweden (4,9 Mrd. Euro) und die Niederlande (3,2 Mrd. Euro). Dabei konnte der Umsatz in allen Segmenten, bis auf das Segment Distribution, gesteigert werden. Dies lag zum einen an höheren Erzeugungskapazitäten durch Wasserkraft, Windkraft und Kernenergie im Segment Power Generation. Zum anderen konnte durch höhere Verbräuche aufgrund der kühlen Witterung sowie gestiegener Strom- und Gaspreise das Segment Customers & Solutions profitieren. Der Umsatzrückgang im Segment Distribution ist unter anderem auf den Verkauf der Stromnetze Berlin GmbH zurückzuführen. In der folgenden Abbildung wird die Umsatzverteilung je Segment dargestellt. Der größte Anteil entfällt dabei mit knapp 57 Prozent auf das Segment Customers & Solutions. Den zweitgrößten Anteil hat das Segment Power Generation mit gut 22 Prozent. Die Geschäftssegmente Heat und Distribution machen jeweils gut 8 Prozent des Gesamtumsatzes aus. Das Geschäftssegment Wind trägt gut 4 Prozent zum Gesamtumsatz bei. Anhand der Umsatzverteilung zeigt sich, dass der Vattenfall-Konzern Leistungen entlang der gesamten Energie-Wertschöpfungskette anbietet.

Abbildung 7: Umsatzverteilung Vattenfall



Der Vattenfall-Konzern konnte sein bereinigtes EBIT gegenüber 2020 um gut 20 Prozent auf 3.042 Mio. Euro steigern. Den größten Anteil machte hier das Geschäftssegment Power Generation mit 62 Prozent aus. 25 Prozent trug das Segment Wind, als zweitgrößter Bereich, bei. Der Bereich Customers & Solutions trägt trotz seines großen Anteils an den Umsatzerlösen lediglich 7,5 Prozent zum bereinigten EBIT bei.

Das Kernenergiegeschäft ist dem Segment Power Generation zugeordnet. Vattenfall betreibt in Schweden das KKW Ringhals und das KKW Forsmark mit einer kombinierten Kapazität von 7.200 MW. Die Blöcke 1 und 2 des KKW Ringhals sollen ab dem 3. Quartal 2022 kontinuierlich zurückgebaut werden. Im November 2020 ging Ringhals 1 in eine sogenannte Coast-down Phase, in der die Leistung schrittweise reduziert wurde. Ende Dezember wurde der Block 1 dann endgültig abgeschaltet. Die Blöcke 3 und 4 des KKW Ringhals und die Blöcke 1, 2 und 3 des KKW Forsmark werden technisch aufgerüstet, um langfristig Strom aus Kernenergie herzustellen. Für das deutsche Kernenergiegeschäft ist die Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH (VENE) verantwortlich. Sie ist eine 100-prozentige Tochter der Vattenfall GmbH, die als oberste Gesellschaft im deutschen Vattenfall-Teilkonzern fungiert. Vattenfall AB hält wiederum alle Anteile an der Vattenfall GmbH.

Die KKB oHG ist atomrechtlicher Betreiber der Anlage KKB. Die persönlich haftenden Gesellschafter des Betreibers sind die VENE zu 66,7 Prozent sowie die PEL zu 33,3 Prozent. Die KKK oHG ist atomrechtlicher Betreiber der Anlage KKK. Die persönlich haftenden Gesellschafter des Betreibers sind die VENE sowie die PEL zu je 50 Prozent. Beide Anlagen wurden 2011 endgültig abgeschaltet. Die Betriebsführung der KKB und KKK liegt bei der VENE, welche alleinvertretungsberechtigter Geschäftsführer der beiden Betreiber ist. Des Weiteren hält die VENE 33,33 Prozent der KKS oHG und 20 Prozent der KBR oHG.

KKB oHG ist zu 100 Prozent und KKK oHG zu 50 Prozent über die VENE und die Vattenfall GmbH in den Konzernabschluss von Vattenfall einbezogen. Die KKK oHG ist ebenfalls zu 50 Prozent in den Konzernabschluss von E.ON einbezogen, wird aber aufgrund der Betriebsführung durch VENE in diesem Kapitel behandelt. Die KKS oHG und die KBR oHG sind in den Konzernabschluss von E.ON einbezogen und werden im entsprechenden Kapitel behandelt.

Tabelle 8: **Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des Vattenfall-Konzerns**

| Betreibergesellschaft | KKW | Rechtlicher Anteil | Bilanzieller Anteil |
|-----------------------|-----|--------------------|---------------------|
| KKB oHG | KKB | 66,7 Prozent | 100 Prozent |
| KKK oHG | KKK | 50 Prozent | 50 Prozent |
| KKS oHG | KKS | 33,33 Prozent | – |
| KBR oHG | KBR | 20 Prozent | – |

Insgesamt trägt der Vattenfall-Konzern Rückbauverpflichtungen für die KKW entsprechend seiner rechtlichen Beteiligungsverhältnisse.

Zwischen der Vattenfall GmbH und der VENE bestehen ein Ergebnisabführungsvertrag und eine Patronatserklärung. Es bestehen darüber hinaus Kostenübernahmeverträge der VENE mit allen o.g. Betreibergesellschaften.

Die vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises ist für KKB oHG und KKK oHG identisch und umfasst zum 31. Dezember 2021 folgende Gesellschaften:

- Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Hamburg,
- Vattenfall GmbH, Berlin,
- PEL GmbH, Hannover,
- E.ON Energie AG, Düsseldorf,
- E.ON SE, Essen.

Nach Einschätzung des BAFA ist diese Liste vollständig und umfasst alle nach § 1 des Nachhaftungsgesetzes herrschenden Unternehmen im Sinne von § 2 Nachhaftungsgesetz. Zum Vorjahr haben sich keine Änderungen am Haftungskreis ergeben.

3.5.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die auf handelsrechtlichen Vorschriften basieren, betragen insgesamt 1,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,7 Mrd. Euro). Der Rückstellungsbetrag umfasst die folgenden Anlagen:

- KKB zu 100 Prozent,
- KKK zu 50 Prozent.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen zum 31. Dezember 2021 für KKB 1.097,3 Mio. Euro (Vorjahr: 1.092,6 Mio. Euro) und für KKK 1.304,3 Mio. Euro (Vorjahr: 1.308,6 Mio. Euro). Damit haben sich die Rückstellungen im Vergleich zum letzten Jahr kaum verändert. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Minderungen durch Rückstellunginanspruchnahmen durch Kostensteigerungen auf Grund von Neubewertungen und durch Effekte aus Zinsatzveränderungen nahezu ausgeglichen worden sind. Für KKB führte dies sogar zu einer leichten Steigerung der Rückstellungen.

Folgendermaßen untergliedern sich die Rückstellungen nach Aufgaben bei den Betreibergesellschaften:

Tabelle 9: **Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei Vattenfall**

| Betreibergesellschaft | Nach- und Restbetrieb | Abbau einschließlich Vorbereitung | Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| KKB oHG | 376,1 Mio. Euro | 348,9 Mio. Euro | 372,3 Mio. Euro |
| KKK oHG | 441,7 Mio. Euro | 500,7 Mio. Euro | 361,9 Mio. Euro |

Die Prüfung der Aufgliederung der Rückstellungsbeträge nach den Aufgaben Nach- und Restbetrieb, Abbau einschließlich Vorbereitung und Reststoffbearbeitung und Verpackung radioaktiver Abfälle hat keine Auffälligkeiten ergeben. Die Aufgabe Abbau einschließlich Vorbereitung enthält in Summe einen Betrag von ca. 80 Mio. Euro für den konventionellen Abriss der Gebäude nach Entlassung der Anlagen aus der atomrechtlichen Überwachung. Die Zuordnung der Rückstellungsbeträge zu den künftigen Geschäftsjahren, in denen sie voraussichtlich liquiditätswirksam werden, entspricht dem zu erwartenden Verlauf.

Bei beiden Betreibergesellschaften stimmen die Rückstellungsbeträge aus den Jahresabschlüssen des Geschäftsjahres 2021 mit den Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes überein.

Anhand der vorgelegten Unterlagen und nach ergänzender Erläuterung durch die zuständigen Ansprechpartner konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Die bei der Bewertung zugrunde gelegte jährliche Preissteigerung beträgt unverändert 2,0 Prozent. Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Im Konzernabschluss von Vattenfall stellen die nach IFRS bewerteten Kernenergie Rückstellungen mit 9,8 Mrd. Euro (62 Prozent) den größten Posten innerhalb der gesamten Rückstellungen (15,8 Mrd. Euro) dar. Davon entfallen 7,9 Mrd. Euro auf schwedische KKW und 1,9 Mrd. Euro auf deutsche KKW. Als zweitgrößte Rückstellungsposition folgen die Pensionsrückstellungen mit 3,9 Mrd. Euro (25 Prozent) und die sonstigen Rückstellungen mit 2 Mrd. Euro (13 Prozent).

3.5.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der Betreiber entsprechendes Vermögen gegenüber. Das Vermögen besteht in der Regel aus Ansprüchen gegen Gesellschafter, die in den Bilanzen der Betreiber als Forderungen gegen Gesellschafter und verbundene Unternehmen ausgewiesen werden. Die benötigten liquiden Mittel werden zum Zeitpunkt des Anfalls der Ausgaben für Rückbauverpflichtungen bei den Gesellschaftern abgerufen.

Es liegen keine Anhaltspunkte auf der Ebene des Betreibers vor, dass den Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachgekommen werden kann. Dies setzt voraus, dass die Gesellschafter ihre Verbindlichkeiten gegenüber den Betreibern jederzeit erfüllen können. Deshalb wird im Folgenden auf die Vermögens- und Liquiditätslage des Vattenfall-Konzerns eingegangen.

Maßgebliche Konzernmuttergesellschaft ist nach den Unterlagen der Betreiber die Vattenfall GmbH für den deutschen Vattenfall-Teilkonzern. Die Vattenfall GmbH war zum 31. Dezember 2021 mit Eigenkapital in Höhe von 2.568,7 Mio. Euro ausgestattet, davon gezeichnetes Kapital in Höhe von 500 Mio. Euro und eine Kapitalrücklage in Höhe von 656,1 Mio. Euro sowie einem Bilanzgewinn in Höhe von 1.412,6 Mio. Euro. Die deutliche Steigerung des Eigenkapitals gegenüber dem Vorjahr um 1.996,7 Mio. Euro ergab sich durch den Jahresüberschuss in Höhe von 2.050,7 Mio. Euro. Dieser ist maßgeblich auf einmalige Erträge aus der Übernahme von Gewinnen im Zusammenhang mit Kompensationsleistungen der Bundesrepublik Deutschland sowie Veräußerungsgewinnen durch den Verkauf der Anteile an der Stromnetz Berlin GmbH zurückzuführen. Es wurde vorgeschlagen 1.344 Mio. Euro des Bilanzgewinns an Vattenfall AB auszuschütten und den verbleibenden Betrag auf neue Rechnung vorzutragen.

Zur Darstellung der Liquidität hat Vattenfall die geplanten Cashflows für die nächsten fünf Jahre des deutschen Vattenfall-Teilkonzerns vorgelegt. Der Großteil der hier angezeigten flüssigen Mittel und kurzfristig liquidierbaren Geldanlagen befindet sich bei der Vattenfall GmbH. Die restliche Liquidität liegt bei den anderen Tochtergesellschaften innerhalb des deutschen Teilkonzerns. Die operativen Ergebnisse werden von diesen Tochtergesellschaften beigetragen, die ihre Erträge auf den Gebieten der Strom- und Wärmeerzeugung aus konventionellen

und Erneuerbare Energien sowie Energieverteilung und Vertrieb erzielen. Die prognostizierten Cashflows aus laufender Geschäftstätigkeit enthalten die geplanten Inanspruchnahmen der Kernenergierückstellungen. Aus den Planungen des deutschen Vattenfall-Teilkonzerns geht hervor, dass sich die liquiden Mittel auf einem konstanten Niveau bewegen werden. Änderungen ergeben sich allerdings aus dem Verkauf der Stromnetz Berlin GmbH und den vertraglichen Regelungen im Zusammenhang mit der Verabschiedung des 18. AtGÄndG. Die hieraus resultierenden Zahlungseingänge sind in der diesjährigen Cashflow-Prognose enthalten und haben zu einer deutlichen Erhöhung bei den liquiden Mitteln geführt. Ein weiterer Faktor, der zu einer Erhöhung des Anfangsbestands an liquiden Mitteln für das Jahr 2022 geführt hat, ist der deutliche Anstieg bei den Guthaben aus erhaltenen Marginzahlungen und dem damit korrespondierenden Anstieg der Cashpool-Verbindlichkeiten. Die Marginguthaben werden sich allerdings bei Erfüllung der zugrundeliegenden Terminmarktgeschäfte sowie einer Umkehr der Preisentwicklung wieder verringern. Dieser Effekt zeigt sich in den hohen negativen Prognosen für Cashflows aus laufender Geschäftstätigkeit für die Jahre 2022 und 2023. Insgesamt wird in der Cashflow Planung für die Jahre 2022 bis 2025 aber, aufgrund der vorgenannten Entwicklungen, mit höheren Beständen an liquiden Mitteln geplant als dies in der Vorjahresplanung der Fall gewesen ist.

Zur Bedienung der schwedischen Kernenergierückstellungen zahlt der Vattenfall-Konzern eine erzeugungsabhängige Abgabe an den Swedish Nuclear Waste Fund. Sind die gesetzlichen Verpflichtungen erfüllt, erstattet der Fonds die entsprechenden Ausgaben. Der auf Vattenfall entfallende Betrag am Swedish Nuclear Waste Fund beträgt zum 31. Dezember 2021 insgesamt 5,1 Mrd. Euro. Dieser ist als Vermögenswert im Konzernabschluss bilanziert. Wenn der Anteil am Swedish Nuclear Waste Fund ins Verhältnis zu den schwedischen Kernenergierückstellungen gesetzt wird, ergibt sich eine Deckungsquote von ca. 65 Prozent.

Vattenfall weist zum 31. Dezember 2021 im Konzernabschluss liquide Mittel in Höhe von 16,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 5,6 Mrd. Euro) aus, wovon 0,3 Mrd. Euro nicht kurzfristig verfügbar sind. Der erhebliche Anstieg ist insbesondere auf erhaltene Nachschussforderungen im Rahmen der Terminmarktgeschäfte des Konzerns zurückzuführen. Um einem Liquiditätsrisiko zu begegnen, verfolgt Vattenfall das Ziel, kurzfristig verfügbare Geldmittel vorzuhalten, die mindestens 10 Prozent des Konzernumsatzes oder dem Liquiditätsbedarf der nächsten 90 Tage entsprechen. Zum 31. Dezember 2021 betrug der Anteil der kurzfristig zugänglichen Geldmittel am Konzernumsatz ca. 104,3 Prozent.

Darüber hinaus wird der Zugriff auf Kapital durch ein Mittelbeschaffungsprogramm über den Kapitalmarkt gesichert. Dazu steht ein Commercial Paper mit einem Volumen von insgesamt 4 Mrd. Euro und ein Medium Term Note mit einem Volumen von 10 Mrd. Euro zur Verfügung. Insgesamt wurden davon ca. 41 Prozent bzw. 5,7 Mrd. Euro zum 31. Dezember 2021 abgerufen. Vattenfall verfügt zudem über eine ungenutzte Kreditlinie in Höhe von 2,0 Mrd. Euro.

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2021 dar. Demnach betragen die verzinslichen Verbindlichkeiten insgesamt 12,3 Mrd. Euro. Sie bestehen hauptsächlich aus langfristigen Anleihen, Hybridkapital und Verbindlichkeiten gegenüber Minderheitsgesellschaftern. Unter Berücksichtigung der wesentlichen Rückstellungen (9,0 Mrd. Euro) sowie der verfügbaren liquiden Mittel (16,3 Mrd. Euro) und sonstiger Korrekturposten (insgesamt 2,4 Mrd. Euro), wie zum Beispiel der hälftige Ansatz des Hybridkapitals, ergibt sich eine bereinigte Nettoverschuldung von 2,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 12,1 Mrd. Euro).

Im Februar 2021 emittierte Vattenfall eine Grüne Senioranleihe mit einem Volumen von 500 Mio. Euro. Außerdem wurden in 2021 noch drei grüne Hybridbonds mit Volumen in Höhe von 500 Mio. SEK (48,8 Mio. Euro/Umrechnungskurs zum Bilanzstichtag), 3.000 Mio. SEK (292,7 Mio. Euro/Umrechnungskurs zum Bilanzstichtag) und 250 Mio. GBP (297,4 Mio. Euro/Umrechnungskurs zum Bilanzstichtag). Zum 31. Dezember 2021 weist Vattenfall im Geschäftsbericht Verbindlichkeiten aus Anleihen in Höhe von 3,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 4,4 Mrd. Euro) aus.

Die Einschätzungen der Ratingagenturen zur Kreditwürdigkeit von Vattenfall unterscheiden sich. So wird die Kreditwürdigkeit von Moody's mit upper medium grade und von Standard & Poor's mit lower medium grade eingestuft. Allerdings wurde der Ausblick von Moody's von negativ auf stabil und von Standard & Poor's von stabil auf positiv angehoben. Insgesamt liegt die Kreditwürdigkeit im Investment Grade Bereich.

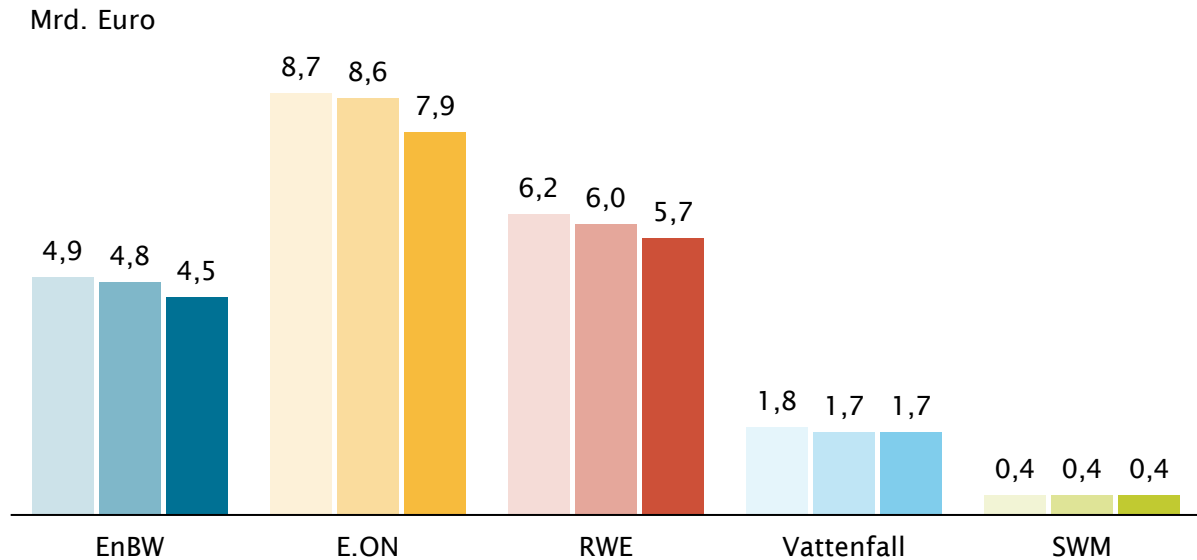
Es liegen keine Anhaltspunkte vor, dass Vattenfall seinen Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen kann.

4 Fazit

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus den Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen zum 31. Dezember 2021 auf Basis der handelsrechtlichen Jahresabschlüsse der Betreiber insgesamt ca. 20,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 21,6 Mrd. Euro).

Diese Rückstellungen sind wie folgt den einzelnen Konzernen zuzuordnen:

Abbildung 8: Rückstellungen der EVU zu den Stichtagen 2019, 2020 und 2021



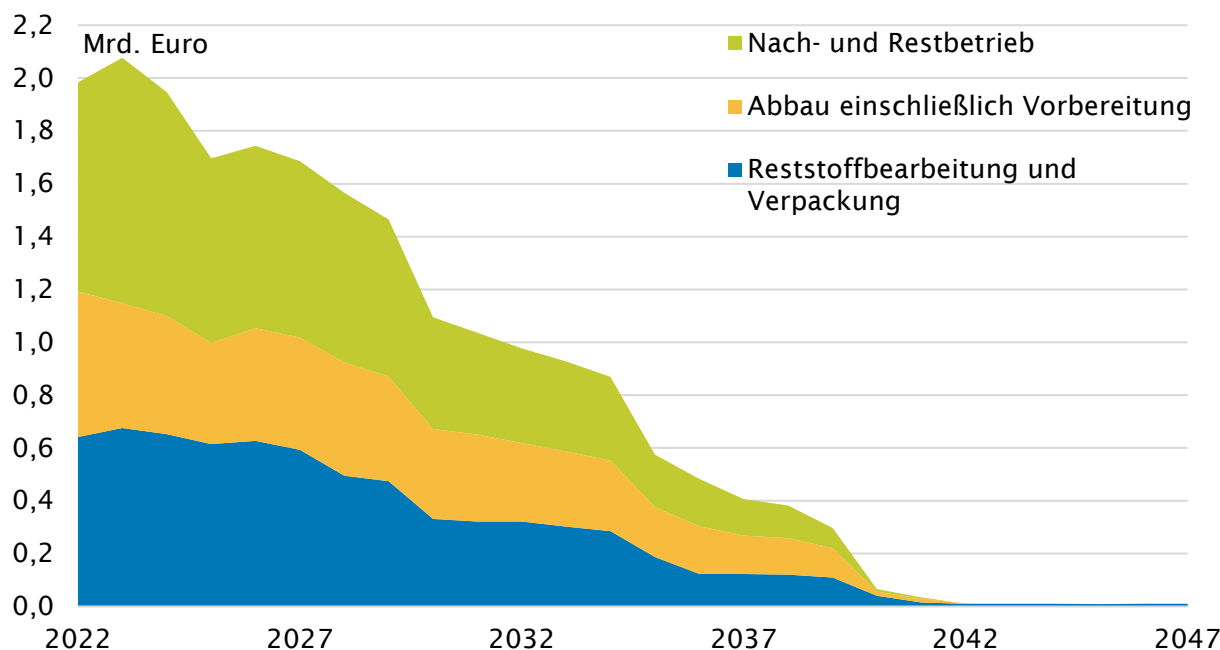
Regelmäßig handelt es sich bei den Kernenergie Rückstellungen neben den Pensionsrückstellungen um die größten Rückstellungspositionen. Aufgrund der Langfristigkeit dieser Verpflichtungen zeichnen sich beide Rückstellungsarten durch eine hohe Sensitivität im Hinblick auf die versicherungsmathematischen bzw. bei den Kernenergie Rückstellungen nuklearspezifischen Annahmen aus. Änderungen im Bereich der Diskontierungszinssätze oder bei den Annahmen zur Preissteigerung und zu Lohn- und Gehaltstrends haben einen großen Effekt auf die Höhe dieser langfristigen Rückstellungspositionen. Sich abzeichnende Preissteigerungen fanden bei der Bewertung der Rückstellungen im Berichtsjahr noch keinen Eingang. Allerdings führten sinkende Diskontierungszinssätze auch im Jahr 2021 dazu, dass Zuführungen zu den Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen nach handelsrechtlichen Vorschriften geleistet werden mussten. Demgegenüber standen Rückstellungsverbräuche auf Grund der Rückbauaktivitäten, die in Summe zu einem Rückgang der gesamten Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen aller untersuchten KKW im geprüften Zeitraum geführt haben. Zum Ende des Berichtsjahres beendeten drei weitere KKW den Leistungsbetrieb. Zu Beginn des Jahres 2022 befanden sich von den 23 Anlagen somit 4 Anlagen im Nachbetrieb und 16 in der Phase der Stilllegung und des Abbaus, so dass der Rückbau spürbar voranschreitet. Die vorgehaltenen Rückstellungen werden deshalb voraussichtlich weiter sinken.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen sind nach den Aufgaben gemäß § 5 Absatz 2 RückBRTransparenzV wie folgt aufgeteilt:

- Nach- und Restbetrieb: 8,0 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,5 Mrd. Euro)
- Abbau einschließlich Vorbereitung: 5,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 5,5 Mrd. Euro)
- Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle: 6,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,6 Mrd. Euro)

Bei Betrachtung der Aufgliederung wird deutlich, dass der Nach- und Restbetrieb die größte Kostenkategorie noch vor der Reststoffbearbeitung und Verpackung im Rahmen des Rückbauverfahrens darstellt. Die eigentlichen Abbauarbeiten werden mit dem geringsten Kostenanteil veranschlagt. Den geplanten Anfall der Ausgaben für Rückbauverpflichtungen aller Betreiber verdeutlicht die nachfolgende Abbildung.

Abbildung 9: Eskalierte Ausgaben nach Aufgaben 2022 bis 2047



Die Rückbauverpflichtungen für deutsche KKW fallen über einen langen Zeitraum an. Die Rückstellungsverbräuche verteilen sich voraussichtlich mindestens bis zum Jahr 2040, wobei der Hauptteil der Verbräuche in den nächsten Jahren anfallen wird und die Jahresscheiben dann sukzessive kleiner werden. Die im Prüffahr von den Betreibern vorgelegten Zahlen unterlagen der Prämisse, dass der Leistungsbetrieb aller KKW spätestens zum 31. Dezember 2022 endet.

Im Jahr 2022 planen die Betreiber demnach eskalierte Ausgaben für Rückbauverpflichtungen von ca. 2,0 Mrd. Euro. In diesem Zeitraum werden sich noch drei KKW im Leistungsbetrieb befinden. Dementsprechend werden für diese KKW noch keine nennenswerten Ausgaben für Rückbauverpflichtungen anfallen und es werden Erlöse aus der Stromproduktion generiert. Diese können zur teilweisen Deckung der Rückbauverpflichtungen genutzt werden. Ab dem Jahr 2023 sollen die eskalierten Ausgaben für Rückbauverpflichtungen nach derzeitigen Planungen auf 2,1 Mrd. Euro ansteigen und einen Höhepunkt erreichen.

In den Jahren 2025 bis 2027 werden über alle EVU hinweg Ausgaben von ca. 1,8 Mrd. Euro im jährlichen Durchschnitt erwartet. Nach dem Jahr 2029 soll die Kurve der Ausgaben steil nach unten gehen und ab 2033 werden die Ausgaben aus heutiger Sicht den Betrag von 1 Mrd. Euro pro Jahr dauerhaft unterschreiten.

Die Prüfung des BAFA hinsichtlich der Aufstellung der Rückstellungsbeträge führte zu keinen Beanstandungen. Hinsichtlich der Prüfung der Verfügbarkeit liquider Mittel zur Deckung der Rückbauverpflichtungen wurde die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage sowohl auf Betreiber-⁷ als auch auf Konzernebene analysiert. Es zeigte sich auf Betreiberebene, dass neben den Umsatzerlösen der noch im Leistungsbetrieb befindlichen KKW sowie bilanzierten Finanzanlagen überwiegend Forderungspositionen bestehen, die nach Bedarf zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen abgerufen werden können. Die Werthaltigkeit der Forderungen wird durch die Betreiber regelmäßig und durch den Abschlussprüfer im Rahmen der Jahresabschlussprüfung überprüft. Diese Forderungen sind durch frei verfügbare liquide Mittel der Betreiber entstanden, welche innerhalb der Konzerne als Darlehen zur Verfügung gestellt wurden. Die im Konzern angesammelten Mittel werden nach den Anlagestrategien kurz-, mittel- bis langfristig angelegt. Den Betreibern stehen diese Mittel entsprechend der zeitlichen Rückbauplanung zur Verfügung.

⁷ Da einzelne Betreiber aufgrund vertraglicher Vereinbarungen von den Rückbauverpflichtungen und damit von der Notwendigkeit, Rückstellungen zu bilden, befreit sind, wurde die Analyse teilweise ausgedehnt. Der Einfachheit halber wird in der Folge nur vom Betreiber gesprochen.

Die hier betrachteten Energiekonzerne können grob unterteilt werden in börsennotierte Unternehmen (E.ON und RWE) und Unternehmen, die sich in öffentlicher Hand befinden (EnBW, SWM und Vattenfall). Das Geschäftsmodell der börsennotierten Unternehmen ist gekennzeichnet durch die Fokussierung auf einzelne Geschäftsfelder. E.ON konzentriert sich auf das Netz- und Vertriebsgeschäft und RWE auf den Energiehandel und die Energieerzeugung. Die Geschäftsstrategien von EnBW und Vattenfall decken demgegenüber alle Geschäftssegmente des Energiemarkts ab. SWM ist neben dem Energiegeschäft mit Aufgaben der kommunalen Daseinsvorsorge betraut.

Das langfristige Vermögen aller Energiekonzerne ist geprägt durch Sachanlagevermögen, welches überwiegend aus energietechnischen Anlagen besteht. EnBW und SWM weisen Vermögen aus, die gesondert zur Bedienung eines Teils der Rückbauverpflichtungen verwaltet werden. Im Geschäftsjahr 2021 hat sich die Liquiditätslage über alle EVU hinweg deutlich verändert. Eine wesentliche Ursache für die Veränderung waren die deutlichen Preissteigerungen an den Commodity-Märkten. Die EVU hielten höhere Liquidität, da Sicherheitsleistungen für Terminkontrakte hinterlegt werden mussten. Die zum 31. Dezember 2021 in den Geschäftsberichten ausgewiesenen liquiden Mittel betragen zusammengenommen für alle EVU ca. 45 Mrd. Euro (Vorjahr: 22 Mrd. Euro). Anhand der von allen Betreibern eingereichten Cashflow-Planungen konnte sich das BAFA davon überzeugen, dass sich in den nächsten Jahren voraussichtlich keine Gefährdung der Liquiditätssituation der Konzerne ergeben wird.

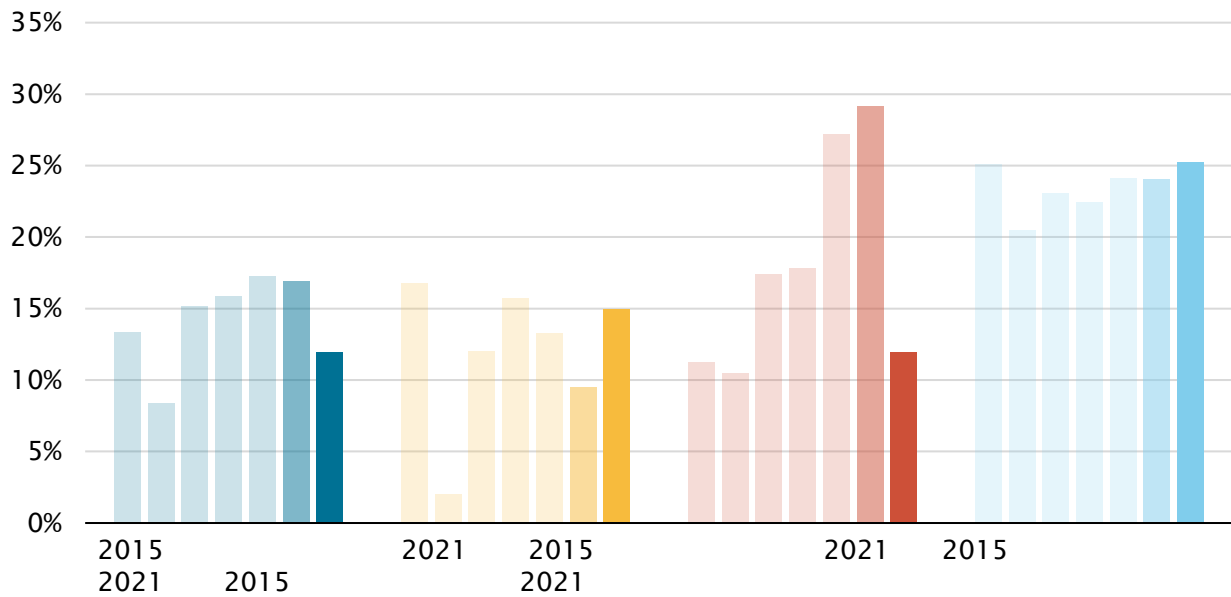
Gemeinsam mit den zugesicherten Kreditlinien könnten die Energiekonzerne insgesamt auf Geldmittel von ca. 59 Mrd. Euro kurzfristig zurückgreifen. Allerdings unterliegt ein bestimmter Anteil der liquiden Mittel Verfügungsbeschränkungen. Die hohen Preissteigerungen an den Commodity Märkten führen dazu, dass insgesamt deutlich größere Mengen an liquiden Mitteln bereitgestellt werden müssen, um die Sicherungsgeschäfte an den Terminbörsen abwickeln zu können.

Die gesamten Rückbauverpflichtungen in Höhe von ca. 20,2 Mrd. Euro fallen, wie oben dargestellt, über einen Zeitraum von ca. 20 Jahren an. In den nächsten drei Jahren sind Ausgaben in Höhe von ca. 6,0 Mrd. Euro geplant. Die zum 31. Dezember 2021 in den Geschäftsberichten ausgewiesenen, verfügbaren liquiden Mittel übersteigen diese um mehr als das Siebenfache. Einschränkend ist zu bemerken, dass die momentan sehr hohen Bestände an liquiden Mitteln zum Teil auf die oben beschriebenen Effekte aus den Terminmarktgeschäften zurückzuführen sind und die dortigen Preisentwicklungen einen erheblichen Einfluss auf die Liquiditätssituation der einzelnen Unternehmen haben. Sollte sich die Situation an den Terminmärkten ändern, kann ebenso ein gegenläufiger Effekt mit deutlich sinkender Liquidität eintreten. Allerdings könnten die Ausgaben aus Rückbauverpflichtungen der nächsten 3 Jahre alleine mit den eingeräumten Kreditlinien in Höhe von 14 Mrd. Euro mehr als zweimal beglichen werden.

Das in den Bilanzen ausgewiesene Eigenkapital erfüllt eine Haftungs- und Verlustausgleichsfunktion. Die Eigenkapitalpositionen können in diesem Zusammenhang als Puffer dienen, um Verluste aufzufangen. Die Eigenkapitalquote errechnet sich, indem das bilanzierte Eigenkapital durch das Gesamtkapital (Bilanzsumme) geteilt wird.

In der folgenden Abbildung wird erkennbar, dass die Energiekonzerne im Jahr 2016 einen Tiefstwert der Eigenkapitalquote zu verzeichnen hatten. Dieser Umstand ist wesentlich auf die Entscheidung der Unternehmen zurückzuführen, die durch das Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung vorgesehene Möglichkeit zu nutzen, durch Zahlung der sogenannten Risikoprämie die Haftung für die Zwischen- und Endlagerung abschließend auf den Staat zu übertragen. Seit diesem Zeitpunkt konnten alle Unternehmen ihre Eigenkapitalquote erhöhen.

SWM verfügt über eine Eigenkapitalquote von knapp 50 Prozent und ist in der folgenden Abbildung nicht berücksichtigt. Die Entwicklung der Eigenkapitalquoten der weiteren EVU im Geschäftsjahr 2021 ist sehr unterschiedlich. Insgesamt wurde die Entwicklung der Eigenkapitalquoten bei allen Energiekonzernen durch temporäre Effekte auf den Commodity-Märkten geprägt. Die Bilanzsummen haben sich aufgrund der Ausweitung der Geschäfte mit Derivaten zum Teil deutlich erhöht. Bei gleichbleibendem Eigenkapital würde dies zu einem Absinken der Eigenkapitalquote gegenüber dem Vorjahr führen. Dieser Effekt ist im Geschäftsbericht der EnBW zu erkennen. Obwohl sich das Eigenkapital absolut gegenüber dem Vorjahr leicht erhöht, führt die deutliche Steigerung der Bilanzsumme zu einer Verminderung der Eigenkapitalquote. Vattenfall und insbesondere E.ON konnten ihr Eigenkapital deutlich steigern und so, trotz der gestiegenen Bilanzsumme, die Eigenkapitalquoten steigern. Bei RWE hat sich der absolute Eigenkapitalwert nur geringfügig verringert. Da sich aber die Bilanzsumme mehr als verdoppelt hat, ergibt sich eine deutliche Reduzierung der Eigenkapitalquote.

Abbildung 10: **Eigenkapitalquote der EVU 31. Dezember 2015 bis 31. Dezember 2021***

* Die Eigenkapitalquote von SWM wurde zur besseren Übersichtlichkeit nicht berücksichtigt, da dies die Grafik verzerren würde.

Insgesamt ist die Entwicklung der Eigenkapitalquoten zu einem großen Teil mit der außergewöhnlichen Situation an den Rohstoff- und Energiemärkten zu erklären. Ratingagenturen bescheinigen allen bewerteten EVU weiterhin eine Kreditwürdigkeit im Investmentgrade-Bereich. Damit wird angezeigt, dass von den EVU begebene Schuldtitel ein relativ geringes Ausfallrisiko aufweisen.

Aus der Prüfung der verfügbaren liquiden Mittel durch das BAFA haben sich keine Anhaltspunkte dafür ergeben, dass die Betreiber den Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen können.

Anhang**A: Informationen zu den einzelnen Anlagen****Biblis**

Das Kernkraftwerk Biblis umfasst die Blöcke KWB A und KWB B, die 1975 und 1977 den kommerziellen Leistungsbetrieb aufnahmen. Die Berechtigung zum Leistungsbetrieb beider Anlagen erlosch mit dem Inkrafttreten des 13. AtGÄndG am 6. August 2011. Die ersten Genehmigungen zur Stilllegung und zum direkten Abbau der beiden Druckwasserreaktoren wurden im März 2017 erteilt und seit Juni 2017 in Anspruch genommen. Das Abbaukonzept sieht zwei Phasen vor. Die letzten erforderlichen Abbaugenehmigungen wurden zu Block A am 28. April 2020 und für Block B am 15. Juli 2020 erteilt. Beide Anlagen sind inzwischen kernbrennstofffrei. Abbauschwerpunkte in 2020 lagen auf dem Dampferzeuger in Block A und insgesamt auf Systemen und Komponenten in Bereichen, die für den vorangetriebenen Aufbau von Infrastruktur für die Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung benötigt werden. Die Planungen für den Abbau der RDB-Einbauten beider Blöcke konnten in 2021 weiter konkretisiert und in Block B mit dem konkreten Abbau auch begonnen werden. Der Rückbau inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses wird nach Angaben des Betreibers voraussichtlich bis Mitte der 2030er Jahre dauern.

Atomrechtlicher Betreiber der beiden Anlagen in Biblis (Kreis Bergstraße, Hessen) ist die RWE Nuclear GmbH.

Brokdorf

Der Druckwasserreaktor Brokdorf nahm den kommerziellen Leistungsbetrieb 1986 auf und verlor laut 13. AtGÄndG von 2011 seine Berechtigung zum Leistungsbetrieb mit dem Ende des Jahres 2021. Er soll dann in zwei Phasen direkt abgebaut werden. Der Betreiber hat zu diesem Zweck schon im Dezember 2017 den Antrag auf Stilllegungs- und Abbaugenehmigung gestellt. Im Juni 2020 wurde die Öffentlichkeitsbeteiligung eröffnet. Die Unterlagen zum Vorhaben lagen bis 17. August 2020 öffentlich aus. Von Februar bis Mai 2021 wurde coronabedingt eine Online-Konsultation durchgeführt. Sobald die Genehmigung vorliegt, soll der direkte Abbau beginnen. Hierzu wurden in 2021 bereits intensive Vorbereitungsmaßnahmen ergriffen und umfangreiche Detailplanungen geleistet. Nach Betreiberangaben wird der Abbau der Anlage voraussichtlich bis zum Jahr 2037 dauern. Mit dem sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abriss sollen sämtliche Abbaupraktiken voraussichtlich bis zum Jahr 2039 abgeschlossen sein.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Brokdorf (Kreis Steinburg, Schleswig-Holstein) ist die Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG.

Brunsbüttel

Der Siedewasserreaktor Brunsbüttel startete 1977 den kommerziellen Leistungsbetrieb. Mit Inkrafttreten des 13. AtGÄndG am 6. August 2011 endete die Berechtigung zum Leistungsbetrieb. Nachdem die erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung im Dezember 2018 erteilt werden konnte, wird die Anlage seit Anfang 2019 in zwei Phasen direkt abgebaut. Da das Kernkraftwerk seit Februar 2018 kernbrennstofffrei ist, konnte neben den grundlegenden Abbauvorbereitungen in 2019 ein Arbeitsschwerpunkt auf die Abtrennung der Leitungen vom Reaktor-druckbehälter (RDB) gelegt werden. Diese Arbeiten wurden im Jahr 2020 weitergeführt und in 2021 konnte bereits ein Schwerpunkt auf dem Abbau der RDB-Einbauten liegen. Im Juni 2020 beantragte der Betreiber die Abbaugenehmigung für die zweite Phase. Nach Angaben des Betreibers wird der Abbau der Anlage voraussichtlich bis 2035 dauern. Des Weiteren plant er, mit dem konventionellen Abriss, der im Anschluss an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung erfolgen soll, sämtliche Abbaupraktiken im Jahr 2037 abschließen zu können.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Brunsbüttel (Kreis Dithmarschen, Schleswig-Holstein) ist die Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG.

Emsland

Das Kernkraftwerk Emsland besteht aus einer Einzelblockanlage mit Druckwasserreaktor, deren kommerzieller Leistungsbetrieb 1988 begann. Durch das 13. AtGÄndG von 2011 endet ihre Berechtigung zum Leistungsbetrieb mit Ablauf des Jahres 2022. Bei Erstellung des Berichts im Oktober 2022 liefen Diskussionen zwischen der Bundesregierung und dem Betreiber, die Anlage für weitere vier Monate zu betreiben. Damit die Anlage danach

möglichst kurzfristig in den Restbetrieb wechseln kann, wurde bereits im Dezember 2016 der Antrag auf eine Stilllegungs- und Abbaugenehmigung gestellt. Diese Genehmigung soll den direkten Abbau in einer Phase ermöglichen. Mit dem sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abriss ist nach Angabe des Betreibers ein vollständiges Ende der Arbeiten Anfang der 2040er Jahre geplant.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Lingen (Landkreis Emsland, Niedersachsen) ist die Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH.

Grafenrheinfeld

Die nukleare Dampferzeugungsanlage des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld besteht aus einem Druckwasserreaktor, dessen kommerzieller Leistungsbetrieb 1982 begann. Sein Ende war vom 13. AtGÄndG 2011 auf Ende 2015 festgelegt worden; die Anlage wurde allerdings schon etwas früher, am 27. Juni 2015, endgültig abgeschaltet. Bereits im Jahr zuvor erfolgte der Antrag auf eine erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung, welche am 11. April 2018 erteilt wurde. Der direkte Abbau ist in zwei Phasen geplant, deshalb wurde Ende 2019 eine zweite Abbaugenehmigung beantragt. Mitte Mai 2020 wurde die Brennelementfreiheit erreicht, im Dezember 2020 die Brennstofffreiheit bestätigt. In 2021 lag der Rückbauschwerpunkt auf Stillsetzungsarbeiten und der Errichtung von Reststoffbehandlungstechnik. Außerdem konnte mit dem Abbau von RDB-Einbauten begonnen werden. Der Betreiber geht davon aus, dass der Abbau bis 2033 abgeschlossen werden kann, der konventionelle Abriss im Anschluss an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung bis zum Jahr 2035.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Grafenrheinfeld (Landkreis Schweinfurt, Bayern) ist die PreussenElektra GmbH.

Grohnde

Das Kernkraftwerk Grohnde ist mit einem Druckwasserreaktor ausgestattet. Die Anlage wurde 1985 in den kommerziellen Leistungsbetrieb genommen, den sie laut 13. AtGÄndG aus 2011 längstens bis zum Ende des Jahres 2021 fortsetzen konnte. Der Betreiber hat bereits im Oktober 2017 den Antrag auf eine erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung gestellt. Der Scoping-Termin fand im April 2019 statt. Die Bekanntmachung des Vorhabens erfolgte am 28. April 2021 und die Auslegung von Antragsunterlagen ab 6. Mai 2021. Der anschließende Erörterungstermin zur Diskussion von Einwänden wurde Corona-bedingt vom 1. Oktober bis 31. Dezember 2021 als Online-Konsultation durchgeführt. Den sich an Stilllegung, Abbau und anschließender Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung nachfolgenden konventionellen Abriss plant der Betreiber mit dem Jahr 2039 abschließen zu können.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Emmerthal (Landkreis Hameln-Pyrmont, Niedersachsen) ist die Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG.

Gundremmingen

Das Kernkraftwerk Gundremmingen besteht aus zwei Teilen. KRB I wird von Block KRB A gebildet, einem Siedewasserreaktor, dessen kommerzieller Leistungsbetrieb 1967 begann und 1977 endete. Die erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung wurde am 26. Mai 1983 erteilt. Die Anlage ist seit 1988 brennstofffrei, ihre wesentlichen Großkomponenten sind einschließlich des Biologischen Schildes abgebaut. Ehemalige Technikgebäude wurden in ein Technologiezentrum Gundremmingen umgewandelt und sind seit 2014 genehmigungsrechtlich Teil II zugeordnet. Ab Mitte 2020 wurde begonnen, noch vorhandene Restbetriebssysteme im allein verbliebenen Reaktorgebäude des KRB A abzubauen. Außerdem wurden Gebäudedekontaminationen fortgesetzt und weitere Freigaben vorbereitet. Nach Angabe des Betreibers wird der vollständige Abbau der Anlage voraussichtlich Anfang der 2030er Jahre erreicht werden.

KRB II ist eine Doppelblockanlage (KRB B, KRB C), die ebenfalls aus Siedewasserreaktoren besteht und 1984 bzw. 1985 den kommerziellen Leistungsbetrieb aufnahm. Die Berechtigung des KRB B hierzu erlosch gemäß Atomgesetz am 31. Dezember 2017. Die Anlage wurde an diesem Tag endgültig abgeschaltet. Maßnahmen zur Stilllegung und zum Abbau waren für KRB B nur so weit möglich, als gemeinsam genutzte Systeme für den sicheren Betrieb von KRB C weiterhin benötigt wurden und erhalten bleiben mussten. Der Abbau des Doppelblocks ist deshalb in drei Phasen untergliedert: Zunächst bedürfen beide Blöcke jeweils einer ersten Stilllegungs- und Abbaugenehmigung, danach wird für die zweite Abbauphase eine gemeinsame Abbaugenehmigung bean-

tragt. Die Ende 2014 beantragte erste Genehmigung für KRB B wurde im März 2019 erteilt. Der Abbauschwerpunkt lag auch in 2021 noch auf Demontagen im Maschinenhaus, um Flächen für Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung zu schaffen. KRB C setzte den kommerziellen Leistungsbetrieb noch bis Ende 2021 fort und nahm im April 2022 die Genehmigung der Stilllegung und der ersten Abbauphase dieses Blocks in Anspruch, die im Juli 2019 beantragt und im Mai 2021 erteilt worden war. Im Anschluss an die Entlassung von KRB II aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung soll der konventionelle Abriss erfolgen, der laut Betreiber voraussichtlich Anfang der 2040er Jahre für beide Blöcke vollständig abgeschlossen sein wird.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlagen in Gundremmingen (Landkreis Günzburg, Bayern) war bis 13. November 2020 die Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH (KGG). Zu diesem Zeitpunkt wurde die KGG auf die RWE Nuclear GmbH verschmolzen, die seither atomrechtlicher Betreiber der Anlagen ist.

Isar

Das Kernkraftwerk Isar besteht aus zwei unterschiedlichen Blöcken. KKI 1 ist ein Siedewasserreaktor, KKI 2 ein Druckwasserreaktor. Den kommerziellen Leistungsbetrieb nahm KKI 1 im Jahre 1979 auf. Die Berechtigung zum Leistungsbetrieb erlosch mit dem Inkrafttreten des 13. AtGÄndG am 6. August 2011. Nachdem im Januar 2017 die erste Genehmigung zur Stilllegung und zum Abbau erteilt werden konnte, begann die erste Abbauphase im April 2017. Der Antrag auf Genehmigung der zweiten Abbauphase wurde im Januar 2020 gestellt. Seit Juli 2020 ist Block 1 brennelementfrei und seit Oktober 2020 brennstofffrei. In 2021 wurden Stillsetzungsarbeiten in allen Anlagenteilen fortgesetzt, insbesondere starteten die Demontagearbeiten an zwei Kondensatoren im Maschinenhaus und die Abbauvorbereitung der RDB-Einbauten. Ein vollständiges Ende der Arbeiten inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses erwartet der Betreiber für das Jahr 2038.

Das KKI 2 befindet sich seit 1988 im kommerziellen Leistungsbetrieb. Diesen muss die Anlage aufgrund des 13. AtGÄndG von 2011 spätestens zum Ende des Jahres 2022 einstellen. Bei Erstellung des Berichts im Oktober 2022 liefen Diskussionen zwischen der Bundesregierung dem Betreiber, die Anlage für weitere vier Monate zu betreiben. Der Antrag auf eine erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung wurde Mitte 2019 gestellt, der Scopingtermin im März 2020 durchgeführt. Die Genehmigungserteilung wird bis etwa Ende 2023 erwartet; rückbauvorbereitende Maßnahmen wurden in Angriff genommen. Das vollständige Ende aller Abbauarbeiten erwarten die Betreiber für das Jahr 2039.

Betrieben werden die Blöcke in Essenbach (Landkreis Landshut, Bayern). Bei KKI 1 ist die PreussenElektra GmbH atomrechtlicher Betreiber, bei KKI 2 kommt neben ihr noch die Stadtwerke München GmbH als Miteigentümer und atomrechtlicher Mitbetreiber der Anlage hinzu.

Krümmel

Das Kernkraftwerk Krümmel ist ein Siedewasserreaktor und nahm 1984 den kommerziellen Leistungsbetrieb auf, den es mit Inkrafttreten des 13. AtGÄndG im August 2011 endgültig beenden musste. Der Antrag auf Genehmigung zur Stilllegung und zum Abbau wurde im August 2015 gestellt und in 2017 dahingehend präzisiert, dass Stilllegung und Abbau der Anlage in einer Phase auf Basis einer Genehmigung erfolgen soll. Zwischenzeitlich konnte die formelle Öffentlichkeitsbeteiligung mit den Erörterungsterminen vom Dezember 2018 abgeschlossen werden. Der Betreiber nimmt an, dass die Genehmigung in 2022 erteilt werden kann. Mit der Abgabe der letzten Brennelemente und Sonderbrennstäbe ist die Anlage seit Dezember 2019 kernbrennstofffrei. Zudem war das Jahr 2021 von Planungen und vorbereitenden Maßnahmen für den bevorstehenden Abbau geprägt. Nach der Entlassung der Anlage aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung und dem sich anschließenden konventionellen Abriss der restlichen Gebäude wird das Ende sämtlicher Abbauaktivitäten im Jahr 2039 erwartet.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Geesthacht (Kreis Herzogtum Lauenburg, Schleswig-Holstein) ist die Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG.

Lingen

Das Kernkraftwerk Lingen ist eine Einzelblockanlage mit Siedewasserreaktor, deren kommerzieller Leistungsbetrieb 1968 aufgenommen und 1977 beendet wurde. Mit Genehmigung vom November 1985 befand sich die Anlage von 1988 bis 2015 im Sicheren Einschluss. Ein Großteil der davon nicht betroffenen Anlagenteile und Gebäude wurde aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung entlassen und abgerissen oder anderweitiger Nutzung zugeführt. Seit Dezember 2015 liegt die erste Genehmigung zum Abbau der Anlage in zwei Phasen

vor; die zweite Genehmigung wurde im November 2017 beantragt und im Juli 2021 erteilt. Die Anlage besteht im Wesentlichen nur noch aus Reaktor- und Reaktorhilfsanlagengebäude. Nachdem in 2020 ein Schwerpunkt auf Vorbereitungsarbeiten für den Abbau der Dampfumformer lag, konnte dieser bis Oktober 2021 umgesetzt und abgeschlossen werden. Darüber hinaus wurden weitere Systeme und Einrichtungen abgebaut. Die Arbeiten werden nach Angabe des Betreibers inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses voraussichtlich bis Anfang der 2030er Jahre dauern.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Lingen (Landkreis Emsland, Niedersachsen) ist die Kernkraftwerk Lingen GmbH.

Mülheim-Kärlich

Der kommerzielle Leistungsbetrieb des Kernkraftwerks Mülheim-Kärlich, das mit einem Druckwasserreaktor arbeitete, begann 1987 und endete 1988. Die Entscheidung über die Stilllegung und den Abbau des KMK wurde im Jahr 2000 getroffen. Bereits seit 29. Juli 2002 ist die Anlage kernbrennstofffrei. Mit dem Vorliegen der entsprechenden Genehmigung begann der Abbau der Anlage im Juli 2004. Seither konnten größere Flächen im Osten und Westen der Anlage bereits aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung entlassen werden. Nachdem der bis Mai 2019 von einem Spezialbagger auf die halbe Höhe reduzierte Kühlturm im August 2019 mittels ferngesteuertem Abrissbagger zum kontrollierten Einsturz gebracht worden war, konnte der Abbau der Dampferzeuger in 2020 abgeschlossen werden. Der in 2020 konkretisierte Abbauplan für die Einbauten im Reaktordruckbehälter wird seit 2021 umgesetzt. Der Abbau wird inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses voraussichtlich bis Anfang der 2030er Jahre dauern.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Mülheim-Kärlich (Landkreis Mayen-Koblenz, Rheinland-Pfalz) ist die RWE Nuclear GmbH.

Neckarwestheim

Das Kernkraftwerk Neckarwestheim (GKN) besteht aus zwei Blöcken. Beide Blöcke sind Druckwasserreaktoren. GKN 1 nahm 1976 den kommerziellen Leistungsbetrieb auf. Die Berechtigung hierzu erlosch mit dem 13. AtGÄndG von 2011, wodurch das KKW endgültig abgeschaltet wurde und in die Nachbetriebsphase wechselte. Durch die im Februar 2017 erteilte Genehmigung von Stilllegung und Abbau befindet sich die Anlage mittlerweile im Restbetrieb. Die im Dezember 2017 beantragte zweite Abbaugenehmigung wurde im Dezember 2019 erteilt. Nachdem im April 2018 die Brennelementfreiheit erreicht wurde, lagen die Abbauschwerpunkte in 2020 noch auf der Zerlegung der Einbauten im Reaktordruckbehälter, der Demontage der Dampferzeuger und von Anlagenteilen im Maschinenhaus. Dort wurden die entsprechenden Abbaumaßnahmen auch in 2021 fortgesetzt. Außerdem konnte im Dezember 2021 der Abbau des Reaktordruckbehälters abgeschlossen werden. Trotz einiger coronabedingter Verzögerungen erscheint ein Ende der Abbau-Arbeiten inklusive der anschließenden Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung voraussichtlich in den 2030er Jahren nicht gefährdet. Dem schließt sich ein konventioneller Abriss und/oder eine anderweitige Nutzung verbliebener Gebäude an.

GKN 2 nahm den kommerziellen Leistungsbetrieb im Jahr 1989 auf. Gemäß des 13. AtGÄndG von 2011 wird der Leistungsbetrieb längstens bis Ende des Jahres 2022 fortgesetzt. Bei Erstellung des Berichts im Oktober 2022 liefen Diskussionen zwischen der Bundesregierung und dem Betreiber, die Anlage für weitere vier Monate zu betreiben. Der Betreiber hat bereits im Juli 2016 den Antrag auf Genehmigung von Stilllegung und Abbau für diese Anlage gestellt. Mit dem Erörterungstermin vom November 2018 konnte die formelle Öffentlichkeitsbeteiligung vorerst abgeschlossen werden. Damit besteht die Chance, dass die Genehmigung von Stilllegung und Abbau vor Ende des Leistungsbetriebs erteilt wird. Ein vollständiger Abbau und die anschließende Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung ist nach den Betreiberangaben zu Beginn der 2040er Jahre möglich. Dem schließt sich ein konventioneller Abriss und/oder eine anderweitige Nutzung verbliebener Gebäude an.

Atomrechtlicher Betreiber der beiden Anlagen in Neckarwestheim (Landkreis Heilbronn, Baden-Württemberg) ist die EnBW Kernkraft GmbH.

Obrigheim

Die nukleare Dampferzeugungsanlage des Kernkraftwerks Obrigheim bestand aus einem Druckwasserreaktor, der den kommerziellen Leistungsbetrieb 1969 aufnahm und 2005 beendete. Mit Erteilung der ersten von vier

Genehmigungen konnten die Stilllegungs- und Abbauarbeiten in 2008 beginnen. Im Jahr 2018 wurde die vierte und letzte Abbaugenehmigung erteilt. Mittlerweile sind die Maßnahmen weit fortgeschritten. So konnte unter anderem der Abbau des Biologischen Schildes und der Becken-Strukturen im Reaktorgebäude bereits abgeschlossen werden. In 2020 wurde der Abbau des Reaktorgebäudekrans gestartet und in 2021 abgeschlossen. Die Gebäudedekontaminationen stehen auch weiterhin im Zentrum der Rückbauaktivitäten. Diese wurden durch Corona zwar etwas eingeschränkt, doch wird auch weiterhin davon ausgegangen, dass der Abbau des atomrechtlich überwachten Teils Mitte der 2020er Jahre abgeschlossen sein wird. Der Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung schließt sich der konventionelle Abriss oder eine Nachnutzung freigegebener Gebäude an.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Obrigheim (Landkreis Neckar-Odenwald, Baden-Württemberg) ist die EnBW Kernkraft GmbH.

Philippsburg

Das Kernkraftwerk Philippsburg besteht aus zwei Blöcken, von denen KKP 1 mit einem Siedewasserreaktor und KKP 2 mit einem Druckwasserreaktor ausgestattet ist.

KKP 1 nahm 1980 den kommerziellen Leistungsbetrieb auf und musste ihn mit dem Inkrafttreten des 13. AtGÄndG am 6. August 2011 beenden. Der Nachbetrieb dauerte bis Mai 2017, als die einen Monat zuvor erteilte Stilllegungs- und Abbaugenehmigung in Anspruch genommen wurde und die Anlage in den Restbetrieb wechselte. Die im Dezember 2017 beantragte zweite Abbaugenehmigung wurde Ende Juli 2020 erteilt. Die Abbau-schwerpunkte lagen auch in 2021 auf Arbeiten im Maschinenhaus und am Sicherheitsbehälter im Reaktorgebäude. Auch wurden die Einbauten im Reaktordruckbehälter entfernt und dessen Abbau fortgesetzt. Zudem sind das Flutbecken und das ehemalige Brennelemente-Lagerbecken nunmehr wasserfrei. Das Abbauende inklusive der anschließenden Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung wird nach Angabe des Betreibers voraussichtlich zu Beginn der 2030er Jahre möglich sein. Dem schließt sich ein konventioneller Abriss und/oder eine anderweitige Nutzung verbliebener Gebäude an.

KKP 2 wurde 1985 in den kommerziellen Leistungsbetrieb genommen, der nach Maßgabe des 13. AtGÄndG aus 2011 am 31. Dezember 2019 beendet wurde. Die bereits im Juli 2016 beantragte Genehmigung zur Stilllegung und zum Abbau der Anlage wurde im Dezember 2019 erteilt und ab Januar 2020 in Anspruch genommen. Zu den ersten Arbeiten gehörten die Entladung des Reaktordruckbehälters und die Dekontamination des Primärkreises, die in 2020 erfolgreich abgeschlossen werden konnte. Zu den Rückbauaktivitäten in 2021 gehörten unter anderem die Trennung der Hauptkühlmittelleitungen und die Entfernung von Isolierungen an den Dampferzeugern. Ein vollständiges Ende der Abbauarbeiten inklusive der anschließenden Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung ist nach Betreiberangabe voraussichtlich Ende der 2030er Jahre möglich. Dem schließt sich ein konventioneller Abriss und/oder eine anderweitige Nutzung verbliebener Gebäude an. Vereinzelt Verzögerungen, die der Corona-Pandemie geschuldet waren, sollen keinen durchschlagenden Einfluss auf das voraussichtliche Enddatum der Rückbauaktivitäten am Standort haben.

Atomrechtlicher Betreiber der beiden Blöcke in Philippsburg (Rheinschanzinsel, Landkreis Karlsruhe, Baden-Württemberg) ist die EnBW Kernkraft GmbH.

Stade

Der Druckwasserreaktor Stade nahm 1972 den kommerziellen Leistungsbetrieb auf und beendete ihn 2003. Die Anlage wird seit 2005 abgebaut. Die Arbeiten sind deshalb bereits weit fortgeschritten. Insbesondere wurden die Großkomponenten wie der Reaktordruckbehälter samt seinen Einbauten und der Biologische Schild entfernt und für eine Endlagerung vorbereitet. Daher steht mittlerweile die Gebäudedekontamination im Mittelpunkt. Während in 2019 vor allem Vorbereitungsarbeiten zur Freigabe von Gebäuden und Bodenflächen geleistet wurden, lag ein Schwerpunkt in 2020 auf den umfangreichen Betonmassen des Splitterschutzes. Dabei zeigte sich, dass einige Segmente konstruktionsbedingt Holzeinschlüsse aufwiesen, die eine aufwändigere Bearbeitung erforderlich machten, sodass die Arbeiten am Splitterschutz erst in 2021 abgeschlossen werden konnten. Die verursachten Verzögerungen führen dazu, dass ein vollständiges Ende der Arbeiten inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses nunmehr erst für 2026 oder 2027 seitens des Betreibers erwartet wird.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Stade (Kreisstadt im Landkreis Stade, Niedersachsen) ist die Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG.

Unterweser

Das Kernkraftwerk Unterweser besteht aus einem Druckwasserreaktor, der den kommerziellen Leistungsbetrieb 1979 aufnahm. Die Berechtigung zum Leistungsbetrieb verlor die Anlage mit dem Inkrafttreten des 13. AtGÄndG am 6. August 2011. Hierdurch wurde das KKKU endgültig abgeschaltet und befand sich damit im Nachbetrieb. Die Stilllegungs- und Abbaugenehmigung für die erste von zwei geplanten Phasen wurde im Mai 2012 beantragt und im Februar 2018 erteilt. Mitte November 2018 erfolgte der Antrag auf eine zweite Abbaugenehmigung, die im Juli 2021 erteilt wurde. Im Februar 2019 wurden die letzten Brennelemente ins Zwischenlager abgegeben und im Mai 2019 die Kernbrennstofffreiheit der Anlage offiziell festgestellt. Danach konzentrierte sich der Abbau auf die Vorbereitung von Zerlegearbeiten an Einbauten des Reaktordruckbehälters, die dann im Februar 2020 begonnen und im Mai 2021 abgeschlossen werden konnten. In 2021 wurde auch die Wasserfreiheit des RDB erreicht, ein zentraler Schritt in der Vorbereitung zum Abbau des RDB selbst. Nach Angaben des Betreibers erwartet er das Ende der Abbauarbeiten – inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses – für das Jahr 2034.

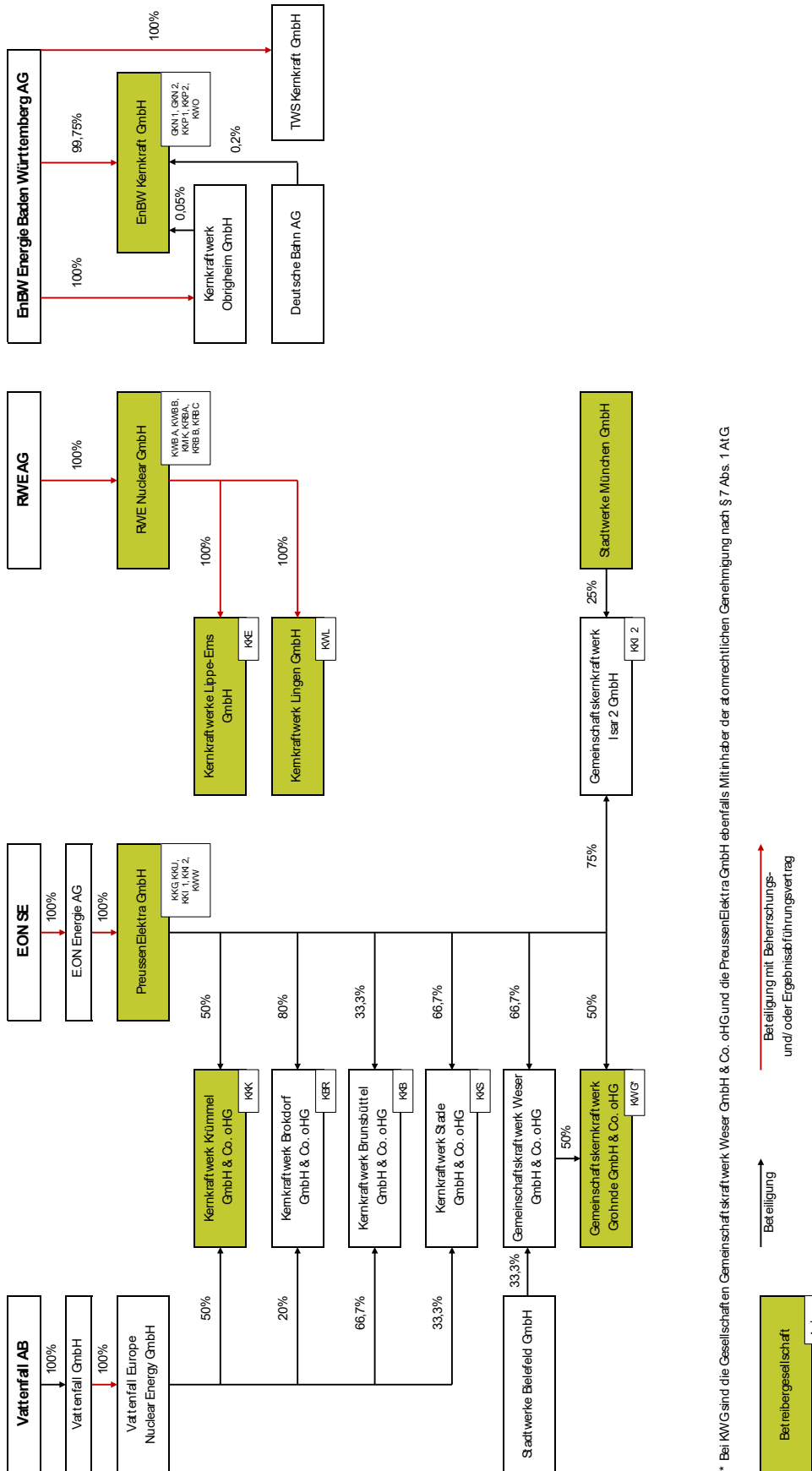
Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Stadland (Landkreis Wesermarsch, Niedersachsen) ist die PreussenElektra GmbH.

Würgassen

Das Kernkraftwerk Würgassen bestand aus einem Siedewasserreaktor, dessen kommerzieller Leistungsbetrieb 1975 begann und 1994 endete. Die erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung wurde 1997 erteilt. Im Jahr 2014 wurde der nukleare Abbau der gesamten Anlage erfolgreich beendet. Teile des nicht für Lagerzwecke benötigten Betriebsgeländes konnten seit Ende 2017 aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung entlassen werden. Seither konzentriert sich der Abbau auf vorbereitende Maßnahmen zur Entlassung weiterer Anlagenteile aus der Überwachung und die Vorbereitung von Abfallgebinden zur Abgabe in die Zwischenlagerung. Im September 2020 konnte mit der Auslagerung von mittelradioaktiven Abfällen in Endlagercontainer begonnen, im Dezember 2021 ein erster Abtransport in ein Zwischenlager der BGZ durchgeführt werden. Die letzten Abbauarbeiten werden laut Betreiber für 2029 oder 2030 erwartet.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Beverungen (Kreis Höxter, Nordrhein-Westfalen) ist die PreussenElektra GmbH.

B: Organigramm der Betreiber und der EVU



* Bei KVG sind die Gesellschaften Gemeinschaftskernkraftwerk Weser GmbH & Co. oHG und die PreussenElektra GmbH ebenfalls Mitinhaber der at omrechtlichen Genehmigung nach § 7 Abs. 1 AtG

↑ Beteiligung
 ↑ Beteiligung mit Beherrschungs- und/oder Ergebnisabführungsvertrag

Betreiber-gesellschaft
 Anlage

