

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	15
2.4 Prüfmethodik	17
3 Ergebnisse der Prüfung	21
3.1 EnBW	21
3.1.1 Konzern und Haftungskreis	21
3.1.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzern-Ebene	22
3.1.3 Vermögens- und Liquiditätslage	24
3.2 E.ON	26
3.2.1 Konzern und Haftungskreis	26
3.2.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzern-Ebene	29
3.2.3 Vermögens- und Liquiditätslage	32
3.3 RWE	34
3.3.1 Konzern und Haftungskreis	34
3.3.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene	36
3.3.3 Vermögens- und Liquiditätslage	37

	Seite
3.4 SWM.....	39
3.4.1 Konzern, Haftungskreis und Rückstellungen	39
3.4.2 Vermögens- und Liquiditätslage.....	40
3.5 Vattenfall	41
3.5.1 Konzern und Haftungskreis	41
3.5.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene	43
3.5.3 Vermögens- und Liquiditätslage.....	44
4 Fazit	46
Anhang.....	50
A: Informationen zu den einzelnen Anlagen.....	50
Biblis.....	50
Brokdorf.....	50
Brunsbüttel.....	50
Emsland.....	51
Grafenrheinfeld.....	51
Grohnde.....	51
Gundremmingen	52
Isar	52
Krümml	53
Lingen	53
Mülheim-Kärlich.....	54
Neckarwestheim.....	54
Obrigheim	55
Philippsburg	55
Stade.....	55
Unterweser	56
Würgassen.....	56
B: Organigramm der Betreiber und der EVU.....	58

Vorabfassung - wird durch eine lektorierte fassung ersetzt.

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
19. AtGÄndG	Neunzehntes 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 Kernenergieausstiegs
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 oHG	Gesetz zur Nachhaftung für Abbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich offene Handelsgesellschaft
NIS	Siempelkamp NIS-Ingenieurgesellschaft mbH
PEL	PreussenElektra GmbH
RDB	Reaktordruckbehälter
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
VERNE	Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH

Vorabfassung - wird durch eine lektorierte fassung ersetzt.

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Schema Rückbauprozess	12
Abbildung 2: Historische Betriebsverläufe und künftige Planungen	13
Abbildung 3: Diskontierungszinssätze nach Restlaufzeit im 7-Jahresdurchschnitt	16
Abbildung 4: Umsatzverteilung EnBW	21
Abbildung 5: Umsatzverteilung E.ON	27
Abbildung 6: Umsatzverteilung RWE	34
Abbildung 7: Umsatzverteilung Vattenfall	42
Abbildung 8: Rückstellungen der EVU zu den Stichtagen 2021, 2022 und 2023	46
Abbildung 9: Eskalierte Ausgaben nach Aufgaben 2024 bis 2047	47
Abbildung 10: Eigenkapitalquote der EVU 31.12.2017 bis 31.12.2023	49

Vorabfassung - wird durch eine lektorierte fassung ersetzt.

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1: Anlagen, Betreiber und Leistungsbetriebsende.....	9
Tabelle 2: Rückstellungen nach Aufgaben der Eigentümergeellschaften bei EnBW	23
Tabelle 3: Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des E.ON-Konzerns.....	28
Tabelle 4: Rückstellungsbeträge der Betreiber bei E.ON	30
Tabelle 5: Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei E.ON	31
Tabelle 6: Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei RWE.....	37
Tabelle 7: Rückstellungen nach Aufgaben der SWM GmbH	40
Tabelle 8: Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des Vattenfall-Konzerns	43
Tabelle 9: Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei Vattenfall	43

Vorabfassung - wird durch eine lektorierte fassung ersetzt.

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 siebte 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 2023 (Stichtag 31. Dezember 2023) umfassen insbesondere Angaben zum Haftungskreis, die Aufstellungen der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen sowie eine Darstellung der Verfügbarkeit liquider Mittel.

0.3

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, vgl. § 1 des Transparenzgesetzes. 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 2023 bis zum 30. Juni 2024 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 des Transparenzgesetzes). 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.

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 des Entsorgungsfondsgesetzes) sowie deren Betreibergesellschaften. Aufgrund infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine befürchteter Engpässe in der Energieversorgung waren die Blöcke GKN 2, KKE sowie KKI 2 entgegen der ursprünglichen gesetzlichen Regelung noch bis zum 15. April 2023 im zeitlich begrenzten Weiterbetrieb. Nach der Abschaltung der zuvor genannten Blöcke bis zum Ablauf des 15. April 2023 befand sich somit kein deutsches Kernkraftwerk mehr im Leistungsbetrieb. Tabelle 1 fasst das Ende des Leistungsbetriebs aller Anlagen zusammen.

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

Anlage	Abkürzung	Betreibergesellschaft	Ende Leistungsbetrieb
Neckarwestheim 2	GKN 2	EnBW Kernkraft GmbH	zeitlich begrenzter Weiterbetrieb bis 15.04.2023
Emsland	KKE	Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH	zeitlich begrenzter Weiterbetrieb bis 15.04.2023
Isar 2	KKI 2	PreussenElektra GmbH, Stadtwerke München GmbH	zeitlich begrenzter Weiterbetrieb bis 15.04.2023
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
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

Vorabfassung - wird durch eine lektorierte fassung ersetzt.

Anlage	Abkürzung	Betreibergesellschaft	Ende Leistungsbetrieb
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 Absatz 1 RückBRTransparenzV verpflichtet, bis zum 30. November 2024 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.

Vorabfassung - wird durch eine lektorierte fassung ersetzt.

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. Mit Ablauf des 31. Dezember 2022 sollten die letzten drei Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 den Leistungsbetrieb einstellen.

Am 4. Dezember 2022 wurde das 19. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (19. AtGÄndG) beschlossen. Dieses erlaubte den zeitlich begrenzten Weiterbetrieb gemäß Artikel 1 für die Kernkraftwerke Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 mit den jeweils in den Kernkraftwerken vorhandenen Brennelementen bis zum Ablauf des 15. April 2023. Der so erfolgte befristete Weiterbetrieb der o.g. Anlagen bis zum 15. April 2023 diente der Aufrechterhaltung der Netzsicherheit, der Stabilisierung der Leistungsbilanz sowie der Gewährleistung der Energieversorgung.³

Die Betreiber wurden verpflichtet, die jeweils betroffene Anlage spätestens zum jeweils gesetzlich festgesetzten Zeitpunkt endgültig abzuschalten. Aufgrund des Verursacherprinzips obliegen den Betreibern als Rückbauverpflichtungen Organisation, Durchführung und Finanzierung von Stilllegung und Abbau der Anlagen sowie die fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle. 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 (BAnz AT 23.11.2021 B2) 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 KKW zu KKW 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

³ Vgl. <https://dip.bundestag.de/vorgang/neunzehntes-gesetz-zur-%C3%A4nderung-des-atomgesetzes-19-atg%C3%A4ndg/292652?f.wahlperiode=20&rows=25&pos=11>, zuletzt abgerufen am 07.09.2024.

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.

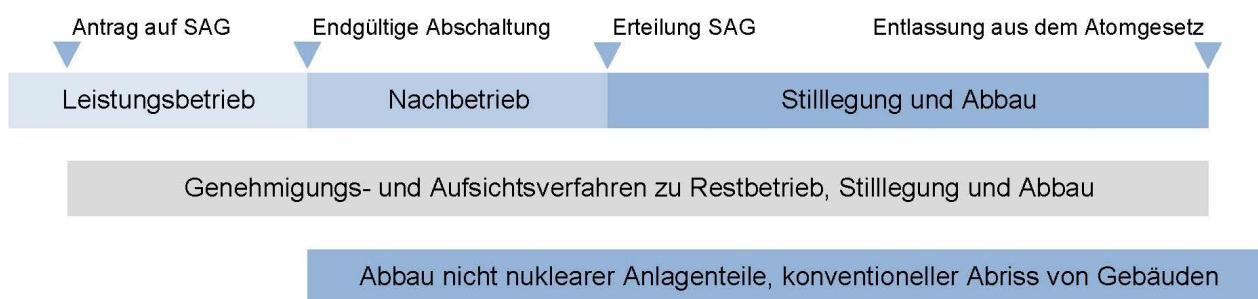
Mit den Meilensteinen für das Genehmigungsverfahren lassen sich dessen Fortgang und Sachstand dokumentieren. Den ersten Meilenstein erreicht ein Betreiber, wenn er den Antrag auf eine erste SAG stellt, den zweiten mit der Durchführung des Erörterungstermins, den dritten mit der Erteilung der ersten SAG 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 sog. Biologischen Schilts; 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.

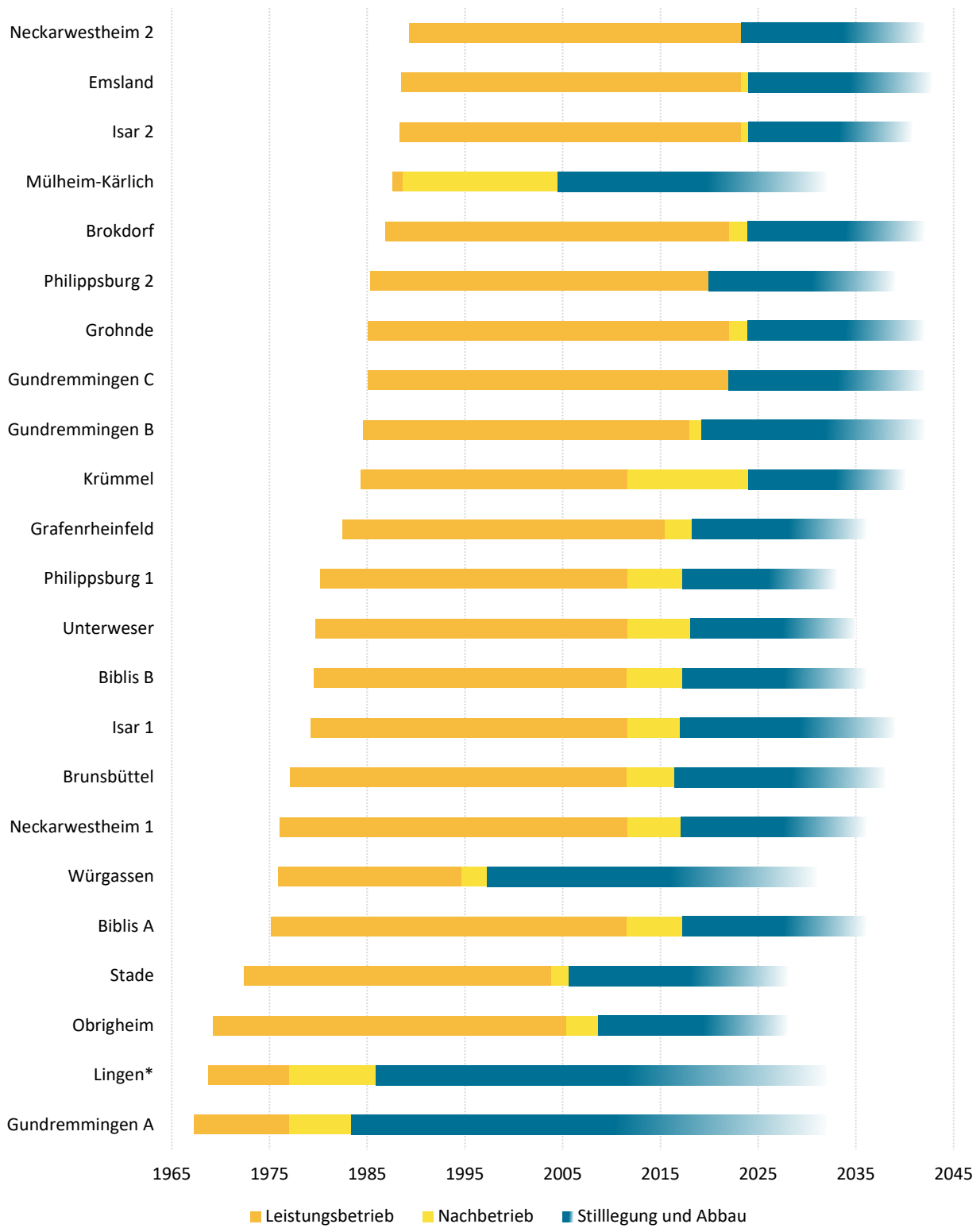
Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft einen KKW-Rückbauprozess.

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 Planungen



* 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 2023 befand sich somit keine der 23 Anlagen mehr im Leistungsbetrieb. Des Weiteren befanden sich noch vier Anlagen (KBR, KKI 2, KKK und KKE) in der Nachbetriebsphase sowie 19 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 verantwortlich. Bis zum Erreichen des Zeitpunkts der gesetzlich angeordneten Beendigung des Leistungsbetriebs der KKW konnten 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.

Gesellschaften haften für die Verbindlichkeiten einer anderen Konzerngesellschaft nicht schon allein aufgrund der gemeinsamen Zugehörigkeit zu einem Konzernverbund. Die meisten Betreibergesellschaften sind als Gesellschaften mit beschränkter Haftung (GmbH) verfasst. Für diese gilt der gesellschaftsrechtliche Grundsatz der Haftungstrennung (§ 13 Absatz 2 GmbHG): Demnach haftet für die Verbindlichkeiten einer Gesellschaft nur das Gesellschaftsvermögen, nicht aber dasjenige der Gesellschafter bzw. Muttergesellschaften. Voraussetzung für eine ausnahmsweise Haftung ist das Vorliegen besonderer organisationsrechtlicher Strukturen. Eine unbeschränkte Haftung besteht etwa für die Muttergesellschaft(en) einer offenen Handelsgesellschaft. Innerhalb der Energiekonzerne tritt diese organisationsrechtliche Struktur insbesondere bei Gemeinschaftskraftwerken 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 eine Mithaftung begründen. Dies kann etwa durch Bürgschaft, Schuldbeitritt, Garantie oder Patronatserklärung der Muttergesellschaft gegenüber einem Gesellschaftsgläubiger geschehen. Das Vorliegen eines Beherrschungs- und/oder Gewinnabführungsvertrags führt hingegen nicht zu einer Haftung der Muttergesellschaft gegenüber dem Gläubiger, sondern dazu, dass die Muttergesellschaft ihrer Tochter im Innenverhältnis grundsätzlich jeden während der Vertragsdauer entstehenden Jahresfahrlässigkeitsbetrag auszugleichen hat (§ 302 des Aktiengesetzes – 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 dazu, dass ein Gläubiger der beherrschten Gesellschaft innerhalb von sechs Monaten nach Bekanntmachung im Handelsregister eine Sicherheitsleistung für bereits bestehende Verpflichtungen von der Muttergesellschaft verlangen kann (§ 303 AktG). Weitergehend haben sog. harte 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 fachgerechter 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 Erfüllungsbetrages 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 Rückstellungen in den Bilanzen der Betreiber gebildet worden. Während des verbleibenden Nach- und Restbetriebs von KKW erfolgen Rückstellungszuführungen nur noch in geringem Maße (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 (diese Kosten kalkulieren die Betreiber selbst anhand bestehender Verträge, eigener Erfahrungen sowie interner Expertise). 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

Vorabfassung - wird durch eine lektorierte fassung ersetzt.

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.

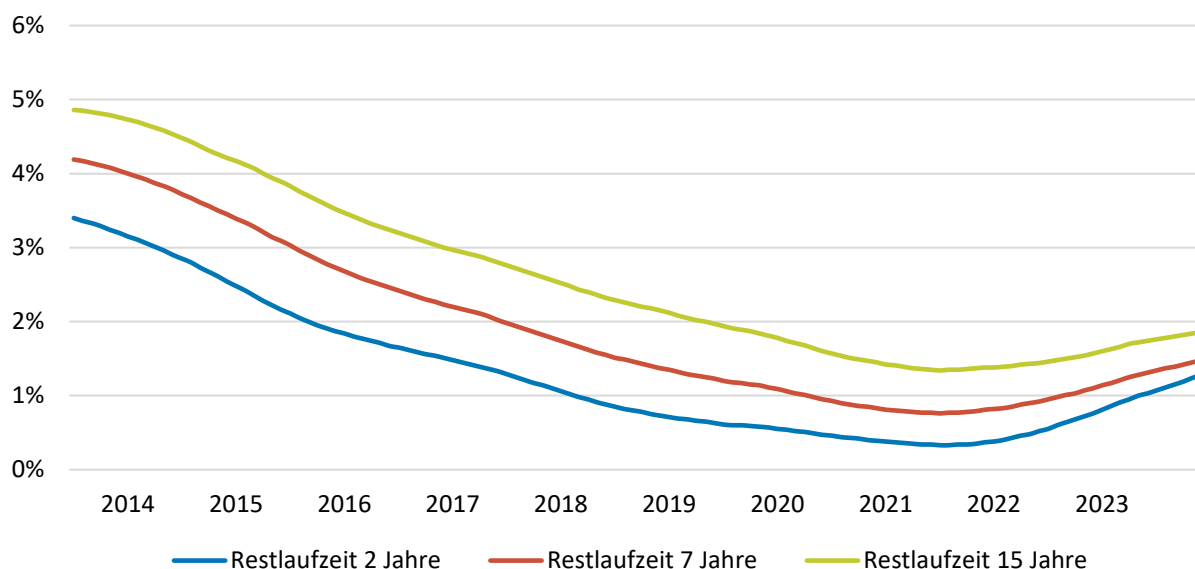
Im Vorberichtsyear war ein historisch hoher und schneller Anstieg der Diskontierungszinssätze zu verzeichnen, was ceteris paribus zu einem Rückgang der Rückstellungsbeträge für Rückbauverpflichtungen führte. Die letzte Dekade war geprägt von einem Zinsumfeld mit historisch niedrigen Zentralbankzinsen. So lagen die von der Europäischen Zentralbank (EZB) festgelegten Leitzinsen bis Juli 2022 bei 0,0 Prozent. Ab diesem Zeitpunkt wurde unter anderem der Hauptrefinanzierungszinssatz in Folge mehrfach angehoben und erreichte am 20. September 2023 ein Langzeithoch von 4,5 Prozent, bevor dieser am 12. Juni 2024 um 25 Basispunkte auf 4,25 Prozent gesenkt wurde. Der Hauptrefinanzierungszinssatz bestimmt, zu welchen Konditionen die Geschäftsbanken bei der EZB Geld ab einer Woche Laufzeit leihen können.

Nachdem im Vorjahr die Inflationsrate im Oktober 2022 mit 10,4 Prozent zum Vorjahresmonat den Höchststand seit der Wiedervereinigung erreichte, erfolgte mit der Erhöhung der Leitzinsen durch die EZB in 2023 sukzessive insbesondere ab dem September 2023 ein Rückgang der Inflation, so dass im November 2023 mit 3,2 Prozent gegenüber dem Vorjahresmonat die niedrigste Preissteigerung in 2023 festzustellen war. Lag die Jahresteuersatzrate in 2022 noch bei 7,9 Prozent, so ging sie 2023 bereits um 2 Prozentpunkte auf 5,9 Prozent zurück.

In 2024 zeichnet sich weiterhin ein Rückgang der Inflation ab. Für den Monat September 2024 konnte das Statistische Bundesamt einen Rückgang der Inflationsrate auf 1,6 Prozent gegenüber dem Vorjahresmonat feststellen. Die Inflationsrate der Eurozone sank nach Angabe der EZB im gleichen Zeitraum auf 2,2 Prozent. Als Reaktion auf die wirtschaftliche Entwicklung und die zurückgehende Inflation senkte die EZB die Leitzinssätze im September 2024 nochmals ab. So reduzierte sich der Hauptrefinanzierungszinssatz um 60 Basispunkte auf 3,65 Prozent. Für die weitere Entwicklung des Preisniveaus in der Eurozone erwartet die EZB derzeit eine Inflation von 2,0 Prozent.

Da es sich bei den für die Diskontierung von Rückstellungen anzuwendenden Zinssätzen um 7-Jahresdurchschnittswerte handelt, ist ob der oben geschilderten Entwicklung zukünftig jedoch 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 2013 bis Juni 2024 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 Prüfmethodik

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

- die 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 Entsorgungsverpflichtungen mit den entsprechenden dafür angesetzten Aufwendungen (Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen),
- die 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 fachgerechter 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.⁴ 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. Aufgrund der allgemeinen Preisentwicklungen in Vorjahren, wurde von den Betreibern die Preisentwicklung im Rückbaubereich entsprechend beobachtet, was im Vorjahr zu Erhöhungen bei den Preisannahmen bei allen Betreibern führte. Nach Prüfung der mitgeteilten Preissteigerungsraten für das Geschäftsjahr 2023 konnte festgestellt werden, dass hierbei eine Konsolidierung erfolgte und weitere Erhöhungen grundsätzlich ausblieben. Damit wurde der allgemeinen Preisentwicklung für das Jahr 2023 Rechnung getragen, welche sich zu Beginn des Jahres noch auf einem hohen Niveau befand, jedoch im Verlauf des Jahres sukzessive kontinuierlich zurückging. Hierauf wird je Betreiber in den jeweiligen Kapiteln im Detail eingegangen.

⁴ Siehe für eine Illustration Anhang B Organigramm der Betreiber und der EVU.

Ein Anstieg der Preisannahmen führt zu einer höheren Bewertung des Rückstellungsbedarfs. Gleichzeitig wirkt der Anstieg der Diskontierungszinssätze (vgl. Kapitel 2.3) in entgegengesetzte Richtung, so dass sich die beiden Effekte teilweise kompensieren. Ein Anstieg der Diskontierungszinssätze bei gleichbleibenden oder sinkenden Preisannahmen führt hingegen zu einer Reduzierung der Rückstellungen. Die Entwicklung der Inflationsraten sowie die Veränderung des Zinsumfelds mit deren Auswirkungen auf die Rückstellungsbewertung für Rückbauverpflichtungen wurden in der diesjährigen Prüfung betrachtet.

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 wurden 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.⁵ Das BAFA baut seine Prüfung grundsätzlich auf den im Jahresabschluss testierten Rückstellungspositionen sowie auf weiteren für die Prüfung relevanten 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 stehen, 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 größtenteils 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 Liquiditätslage der Konzerne zur Bedienung der Ansprüche des Betreibers auf Übernahme der Rückbauverpflichtungen ein weiterer Untersuchungsgegenstand dar.

⁵ Die Testate aller Betreiber müssen demnach bis zum 31. Dezember 2024 eingereicht sein. Zum Zeitpunkt der Abgabe des Berichtsentwurfs lagen dem BAFA sämtliche entsprechenden Testate vor.

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 RückBR-TransparenzV 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).

Im Jahr 2022 wurde das Neunzehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (19. AtGÄndG) verabschiedet. In diesem Zuge wurde unter anderem der zeitlich befristete Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 zugelassen. So wurde der § 7 Absatz 1e des Atomgesetzes dahingehend geändert, dass die Berechtigungen zum Leistungsbetrieb für die drei genannten Kernkraftwerke erst mit Ablauf des 15. April 2023 erlöschen. Das BAFA hat die Auswirkungen auf die entsprechenden Betreiber hinsichtlich der Rückbaudauer sowie der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen untersucht und in den nachfolgenden Kapiteln dargestellt.

Wie vorgesehen, beendeten mit dem 15. April 2023 die Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 endgültig den Leistungsbetrieb. Darüber hinaus war die Entwicklung der Preissteigerung und der Diskontierungszinssätze sowie die Auswirkung abzuführender Überschusserlöse Gegenstand der Prüfung. Die abzuführenden Überschusserlöse waren aufgrund des Gesetzes zur Einführung einer Strompreiskontrolle ab dem 1. Dezember 2022 durch die Betreiber der o.g. Kernkraftwerke zu ermitteln und der Bundesnetzagentur mitzuteilen. Zum Stand des Rückbaus sowie der Inanspruchnahmen für Rückstellungsverpflichtungen wird in den jeweiligen Kapiteln sowie im Anhang eingegangen.

Im Vorjahr unterlag der Börsenpreis für Strom (EEX-Spotmarkt Phelix Base) starken Schwankungen und erreichte im August 2022 mit 465,18 Euro pro MWh einen neuen Höchststand. Erst im vierten Quartal beruhigte sich die Marktsituation und der Preis schloss im Dezember 2022 auf einem hohen Niveau von 251,62 Euro pro MWh ab. Das Preisniveau im Geschäftsjahr 2023 unterlag vergleichsweise geringen Schwankungen. So startete der Börsenpreis im Januar mit 117,83 Euro pro MWh und schloss im Dezember mit 68,52 Euro pro MWh ab.

Die Absicherung von Rohstoff- und Strompreisisiken hat für Energiekonzerne grundsätzlich eine große Bedeutung. Im Geschäftsjahr 2022 führten die schwankenden Strom- und Rohstoffpreise zu spürbaren Effekten bei der Bilanzierung der Terminmarktgeschäfte der betrachteten Energiekonzerne. Dies ist darauf zurückzuführen, dass dieser Bilanzposten im Rahmen der Bilanzierung nach den IFRS zum Zeitwert bilanziert werden muss. Dies führte

insbesondere bei den kurzfristigen Vermögenswerten und Schulden zu deutlichen Bewertungsschwankungen. Ein hieraus entstehender zusätzlicher Bedarf an Liquidität wurde durch die EVU in ihrer Planung berücksichtigt.

Auch im Geschäftsjahr 2023 wurde die Entwicklung der Eigenkapitalquoten bei allen EVU insbesondere durch temporäre Effekte auf den Commodity-Märkten geprägt. Aufgrund einer rückläufigen Preisentwicklung an den Energiehandelsmärkten haben sich die Forderungen oder Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten für Commodity-Absicherungsgeschäfte verringert.

Aufgrund der beschriebenen Entwicklungen waren entsprechende Veränderungen bei den in vergangenen Prüfungen verwendeten Kennzahlen, wie der Eigenkapitalquote und auch bei den liquiden Mitteln zu registrieren. Diese Veränderung der Kennzahlen ist nur bedingt auf die operative Geschäftsentwicklung der EVU zurückzuführen, sondern basiert im Wesentlichen auf vorübergehenden Entwicklungen an den Terminbörsen. Hierauf wird in Kapitel 3 sowie zusammenfassend in Kapitel 4 näher eingegangen.

Im Geschäftsjahr 2023 sind die aufgrund des Ukraine-Kriegs im Vorjahr signifikant gestiegenen Commodity-Preise wesentlich gesunken, was zu positiven Effekten auf die Risikobewertung der EVU führt. Gleichwohl können die sich weiterhin noch auf einem hohen Niveau befindlichen Commodity-Preise zu entsprechenden Kontrahentenrisiken führen. Es besteht auch im Hinblick auf die wirtschaftliche Entwicklung seitens der EVU die Sorge, dass Kunden und Lieferanten ausfallen und ihren Verpflichtungen nicht mehr nachkommen können. Aufgrund der guten Bonität der meisten Handelspartner, welche von den EVU eingefordert und geprüft wird, der Systemrelevanz großer Lieferanten, der Einforderung von Sicherheitsleistungen und Garantien, einer ständigen Beobachtung und Prüfung und gegebenenfalls der Anpassung des Limits sowie des Abschließens von Rahmenverträgen wird diesem Risiko begegnet.

Vorabfassung - wird durch eine lektorierte fassung ersetzt.

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 in die folgenden drei Segmente:

- i. Intelligente Infrastruktur
- ii. Systemkritische Infrastruktur
- iii. Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur

Nach der Umgestaltung der Geschäftsfelder hat EnBW das dritte Geschäftsjahr unter seiner neuen Strategie EnBW 2025 abgeschlossen. Nach eigener Aussage befindet sich der Konzern auf dem Weg vom Energieversorger zum nachhaltigen und innovativen Infrastrukturpartner.

Es bestehen drei Segmente mit dem Fokus auf Infrastruktur. Das Segment Intelligente Infrastruktur umfasst neben dem Vertrieb von Strom und Gas auch energiewirtschaftliche Dienstleistungen sowie Breitbandaktivitäten zur Telekommunikation und stationäre Photovoltaikspeicher. Das Segment Systemkritische Infrastruktur beinhaltet neben Transport und Verteilung von Strom und Gas auch netznahe Dienstleistungen und Wasserversorgung. Hingegen sind in dem Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur alle Konzernaktivitäten zur erneuerbaren und konventionellen Energieerzeugung, Fernwärme sowie Entsorgung und Umweltdienstleistungen gebündelt.

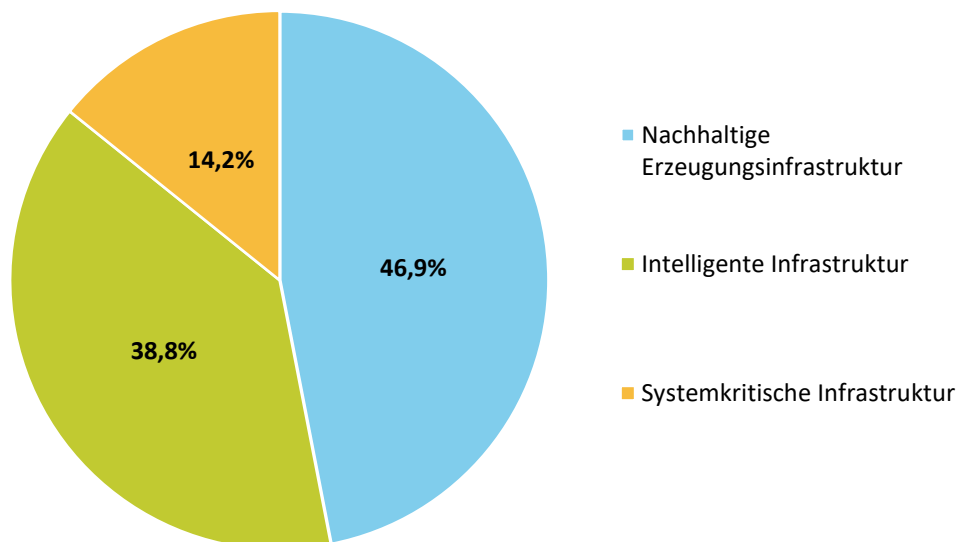
Im Jahr 2023 erzielte der EnBW-Konzern Umsatzerlöse in Höhe von 44,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 56,0 Mrd. Euro).

Damit hat der Konzern im abgeschlossenen Geschäftsjahr eine Umsatzminderung von 20,7 Prozent zu verzeichnen. Dies ist insbesondere durch das gesunkene Preisniveau bei den Handelsaktivitäten bei Gas verursacht worden, obwohl die Absatzmengen im Vergleich zum Vorjahr gestiegen sind.

Bei der Bewertung der einzelnen Segmente, zeigt sich am Umsatz ein durchgängiger Rückgang in allen drei Segmenten. So fiel das Segment Intelligente Infrastruktur um 1,6 Mrd. Euro auf 17,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 18,8 Mrd. Euro). Das Segment Systemkritische Infrastruktur fiel um 0,4 Mrd. Euro auf 6,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,7 Mrd. Euro). Der größte Rückgang war im Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur zu verzeichnen. Hier fiel der Umsatz um 9,7 Mrd. Euro auf 20,8 Mrd. Euro. Dies stellt eine Abnahme um 31,8 Prozent zum Vorjahr (30,5 Mrd. Euro) dar.

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

Abbildung 4: **Umsatzverteilung EnBW**



Damit fiel der Anteil des Segments Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur am Gesamtumsatz um 7,7 Prozentpunkte auf 46,9 Prozent. Folglich nahm die Bedeutung der anderen beiden Segmente für den Konzernumsatz entsprechend zu um 5,3 Prozentpunkte bei Intelligente Infrastruktur und 2,3 Prozentpunkte bei Systemkritische Infrastruktur.

Der bereinigte (adjusted) Konzern-EBIT beträgt im Geschäftsjahr 4,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,7 Mrd. Euro) und ist somit um ca. 176 Prozent angestiegen. Davon entfallen auf das Segment Intelligente Infrastruktur 52 Mio. Euro (Vorjahr: 337 Mio. Euro), Systemkritische Infrastruktur 1.098 Mio. Euro (Vorjahr: 404 Mio. Euro) und Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur 3.888 Mio. Euro (Vorjahr: 1.187 Mio. Euro).

Bei den Anteilen am bereinigten EBIT des Konzerns zeigt das Segment Intelligente Infrastruktur einen Rückgang auf 1,0 Prozent (Vorjahr: 17,5 Prozent). Das Segment Systemkritische Infrastruktur, welches das regulierte Netzgeschäft enthält, erhöhte sich auf 21,8 Prozent (Vorjahr: 21,0 Prozent). Ebenfalls erhöhte sich das Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur auf 77,2 Prozent (Vorjahr: 61,6 Prozent).

Für die Erhöhung des Ergebnisses waren in diesem Jahr unter anderem die Ergebnisentwicklung bei Laufwasser sowie der Zubau von Windparks und Photovoltaikanlagen verantwortlich. Auch höhere Erlöse aus der Netznutzung, welche durch Investitionen in den Netzausbau verursacht wurden, und die Einpreisung der gestiegenen Aufwendungen für Netzreserve einschließlich Redispatch in die Netzentgelte führten zum diesjährigen Anstieg des bereinigten EBIT.

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 0,20 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. Das Ende des Leistungsbetriebs für die Anlage GKN 2 war ursprünglich zum 31. Dezember 2022 vorgesehen. Mit dem 19. AtGÄndG wurde ein begrenzter Weiterbetrieb des GKN 2 bis zum 15. April 2023 zugelassen. Die SAG wurde bereits am 4. April 2023 erteilt. Seit Mai 2023 befindet sich somit auch die zuletzt verbliebene Anlage GKN 2 im Rückbau.

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 Bruchteils Eigentum 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 2023 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 Konzern-Ebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen insgesamt 5,0 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 eines positiven Saldos aus Zuführungen und Auflösungen erhöht, so dass es bei fast allen Anlagen zu einer Erhöhung der Rückstellungen kam. Zwar wirkten sich die Verbräuche bei den Anlagen GKN 1, KKP 1, KKP 2 und KWO gegenläufig aus, konnten die Entwicklung jedoch nicht egalisieren. Laut Betreiber sind die Erhöhungen der Rückstellungen im Wesentlichen auf eine Überarbeitung des Reststoffverarbeitungskonzepts zurückzuführen. Einzig die Anlage GKN 2 verzeichnete einen Rückgang der

Rückstellungen, da hier der höchste Verbrauch vorlag und zudem eine Rückstellungsauflösung stattfand. Zudem gibt der Betreiber an, dass der frühzeitige Erhalt der SAG zu einer Optimierung der Rückbauplanung geführt hat. Mit dem Anstieg der Preissteigerungsrate für das Jahr 2023 und der Überarbeitung der Rückbauprojekte unter Berücksichtigung aktueller Erkenntnisse und Erfahrungen ging auch eine Erhöhung der Rückstellungszuführung einher. Dazu kam, dass für das Geschäftsjahr geringere Verbräuche von Rückstellungen vorlagen. Die leichte Erhöhung des Diskontierungszinssatzes konnte dies nicht kompensieren.

GKN 2 ging im Mai 2023 als letzte der fünf Anlagen in den Rückbau. Nach dem begrenzten Weiterbetrieb von GKN 2 bis zum 15. April 2023, konnte hier im Jahr 2023 mit der Dekontamination des so genannten Primärkreises die erste größere Rückbau-Aktivität erfolgreich abgeschlossen werden.

Für den begrenzten Weiterbetrieb von GKN 2 bis zum 15. April 2023 hatte der Konzern im Jahr 2022 bilanzielle Vorsorge getroffen. Laut Aussage des Betreibers sind die seinerzeit erwarteten Auswirkungen aber auf Grund von Synergieeffekten nicht in vollem Umfang eingetreten. Hierdurch kam es im Geschäftsjahr 2023 zu einer entsprechenden Rückstellungsauflösung. Rückstellungszuführen erfolgten im Wesentlichen wegen der Überarbeitung des Konzepts zur Reststoffbearbeitung.

Nach Einschätzung des BAFA wurden die Mehrkosten nachvollziehbar dargestellt und sie gefährden nicht die Finanzierung des Rückbaus. Weitere Effekte auf den Finanzierungsbedarf des Betreibers bzw. Konzerns sind laut EnBW zudem nicht zu erwarten.

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	1.345 Mio. Euro	1.144 Mio. Euro	1.143 Mio. Euro
TWS Kernkraft GmbH	429 Mio. Euro	289 Mio. Euro	393 Mio. Euro
Kernkraftwerk Obrigheim GmbH	131 Mio. Euro	118 Mio. Euro	39 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 2023 gegenübergestellt. Es besteht eine Differenz in Höhe von 423 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 Dritten.

Anhand der vorgelegten Unterlagen und nach ergänzender Erläuterung durch die zuständigen Ansprechpartner konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Die von den Betreibern bzw. Konzernen angenommene jährliche Preissteigerung vermindert sich für das Jahr 2024 auf 3,0 Prozent (Vorjahr: 6,5 Prozent) und beträgt ab dem Jahr 2025 für alle nachfolgenden Jahre 2,4 Prozent (Vorjahr: 6,5 Prozent). Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Zum 31. Dezember 2023 werden im Konzernabschluss der EnBW nach IFRS bewertete Kernenergie-Rückstellungen in Höhe von 4,8 Mrd. Euro bilanziert. Sie stellen mit 34 Prozent die zweitgrößte Rückstellungskategorie des Konzerns nach den Pensionsrückstellungen dar, die mit 6,0 Mrd. Euro einen Anteil von 43 Prozent an den Gesamtrückstellungen ausmachen. Die sonstigen Rückstellungen betragen 3,1 Mrd. Euro (23 Prozent).

3.1.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Die EnBW AG erwirtschaftete Umsätze aus dem Verkauf des produzierten Stroms der bis zum 15. April 2023 noch im Betrieb befindlichen Anlage GKN 2. Deren Leistungsbetrieb wurde über das ursprüngliche gesetzliche Laufzeitende zum 31. Dezember 2022 hinaus bis zum 15. April 2023 erlaubt.

Zusätzlich befinden sich in den Bilanzen der Eigentümergesellschaften 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 der Ebene der Eigentümergesellschaften 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 TKK und der KWO GmbH jederzeit erfüllen kann. Deshalb wird im Folgenden auf die Vermögens- und Liquiditätslage des EnBW-Konzerns eingegangen.

Zum 31. Dezember 2023 verzeichnet der EnBW-Konzern bei den langfristigen Vermögenswerten einen Anstieg von rund 2,5 Mrd. Euro auf 39,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 37,0 Mrd. Euro). Diese Steigerung basiert hauptsächlich auf einem Anstieg der Sachanlagen auf 25,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 22,7 Mrd. Euro). Die wesentlichen Bestandteile der langfristigen Vermögenswerte sind zudem übrige finanzielle Vermögenswerte vorwiegend in Form von Unternehmensbeteiligungen und langfristigen Wertpapieren (6,6 Mrd. Euro) sowie immaterielle Vermögenswerte (3,2 Mrd. Euro).

Das bei EnBW verwaltete und zweckgebundene Vermögen zur langfristigen Deckung der Pensions- und Kernenergierückstellungen (Asset-Liability-Management) beträgt zum 31. Dezember 2023 6,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,0 Mrd. Euro). Wenn man dieses Deckungsvermögen ins Verhältnis zu den Pensions- und Kernenergieverpflichtungen (abzüglich Forderungen im Zusammenhang mit Kernenergieverpflichtungen in Höhe von 414,5 Mio. Euro (Vorjahr: 372,9 Mio. Euro)) setzt, ergibt sich eine Deckungsquote von 59,7 Prozent (Vorjahr: 62,3 Prozent).

Das neben dem Deckungsvermögen zur Bedienung bestimmter Pensionsverpflichtungen bestehende Planvermögen mit einem Marktwert von 700,3 Mio. Euro (Vorjahr: 714,2 Mio. Euro) ist einem moderaten Schrumpfungsprozess unterworfen. Darüber hinaus stehen von den kurzfristigen finanziellen Vermögenswerten 90,2 Mio. Euro zur Deckung der Pensions- und Kernenergieverpflichtungen zur Verfügung und damit mehr als im Vorjahr (75,7 Mio. Euro).

EnBW verfügt zum 31. Dezember 2023 über liquide Mittel in Höhe von 9,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,8 Mrd. Euro), die sich aus flüssigen Mitteln in Höhe von 6,0 Mrd. Euro und kurzfristigen Wertpapieren von 3,1 Mrd. Euro zusammensetzen (Vorjahr: 6,5 und 1,3 Mrd. Euro). Von den liquiden Mitteln stehen 8,8 Mrd. Euro für den operativen Geschäftsbetrieb und 0,3 Mrd. Euro zur Bedienung von Rückstellungen zur Verfügung (Vorjahr: 7,6 und 0,3 Mrd. Euro). Wie im Vorjahr ist die Höhe der flüssigen Mittel im Wesentlichen auf einen stichtagsbedingten Zufluss von Sicherheitsleistungen vor dem Hintergrund von Marktpreisschwankungen zurückzuführen. Zudem sind bei den flüssigen Mitteln EEG-Mittel und KWKG-Mittel in Höhe von 0,2 Mrd. Euro enthalten, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen.

Der operative Cashflow sank trotz Erhöhung des EBITDA deutlich im Vergleich zum Vorjahr um rund 50,0 Prozent auf 0,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,8 Mrd. Euro). Dieser Rückgang ist durch den Mittelabfluss des Nettoumlaufvermögens eingetreten, welcher im Wesentlichen durch den starken Abbau von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen geprägt war. Gegenläufig wirkte sich der geringere Zahlungsmittelabfluss des Vorratsvermögens aus. Hingegen stiegen der investive Cashflow (-5,8 Mrd. Euro) sowie der Finanzierungscashflow (4,4 Mrd. Euro) im Vergleich zum Vorjahr an.

Die von EnBW eingereichte 3-Jahresplanung der Cashflows deckt sich mit der im Geschäftsbericht des Jahres 2023 beschriebenen Ergebnis- und Geschäftsentwicklung. Der Konzern geht von einem stabilen EBITDA in den Jahren 2023 bis 2025 aus. In den für 2024 bis 2026 geplanten Investitionen in Höhe von 24,5 Mrd. Euro spiegelt sich der Umbau des Geschäftsportfolios der EnBW wider, der hohe Investitionen – insbesondere im Segment Systemkritische Infrastruktur – vorsieht sowie dem Ausbau erneuerbarer Energien dient. 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 2023 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 10,0 Mrd. Euro

(langfristige Laufzeit) und das Commercial-Paper-Programm (CP) mit einem Volumen von 2,0 Mrd. Euro (kurzfristige Laufzeit) zurückgegriffen werden. Im Rahmen geplanter Investitionen in den kommenden Jahren hat der Konzern das DIP um 3,0 Mrd. Euro erhöht.

Zum Bilanzstichtag waren 8,3 Mrd. Euro des DIP von 10,0 (Vorjahr: 0,7 Mrd. Euro) in Anspruch genommen worden. Das CP hingegen beträgt 2,0 Mrd. Euro und wurde nicht genutzt. Außerdem stehen eine bislang ungenutzte syndizierte Kreditlinie in Höhe von 1,5 Mrd. Euro sowie fest zugesagte Kreditlinien in Höhe von 3,9 Mrd. Euro sowie nicht fest zugesagte bilaterale Kreditlinien in Höhe von 1,7 Mrd. Euro zur Verfügung, von denen 0,6 Mrd. Euro bzw. 0,1 Mrd. Euro in Anspruch genommen wurden. Nicht fest zugesagte Kreditlinien kann der Konzern mit Abstimmung der Banken in Anspruch nehmen. Es ergibt sich somit ein ungenutzter Kreditrahmen von 10,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 12,8 Mrd. Euro).

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2023 dar. Demnach betragen die bereinigten Finanzverbindlichkeiten von EnBW 16,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 12,4 Mrd. Euro). Es handelt sich dabei um langfristige Finanzverbindlichkeiten, die ganz 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 8,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 5,2 Mrd. Euro) betragen die Nettofinanzschulden von EnBW somit 7,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,2 Mrd. Euro). Unter Berücksichtigung der Pensions- und Kernenergieverpflichtungen (10,4 Mrd. Euro; Vorjahr: 9,7 Mrd. Euro) sowie des vorhandenen Deckungsvermögens (6,2 Mrd. Euro; Vorjahr: 6,0 Mrd. Euro) ergibt sich eine Nettoverschuldung von ca. 11,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 10,9 Mrd. Euro). Die Erhöhung der Nettoschulden um 0,8 Mrd. Euro basiert folglich im Wesentlichen auf einer Reduzierung der flüssigen Mittel bei gleichzeitiger Erhöhung der Anleihen und Senkung des Deckungsvermögens.

Laut Konzernangabe wirkte sich vor allem die Zunahme von Sicherheitsleistungen vor dem Hintergrund von Marktpreisschwankungen erhöhend auf die Nettofinanzschulden aus. Solche Sicherheitsleistungen betreffen börsliche und außerbörsliche Handelsgeschäfte. Sie werden regelmäßig über Derivate abgewickelt. Werden dabei bestimmte Schwellenwerte überschritten, werden Sicherheitsleistungen angefordert (MarginCalls). Der Rückgang der Zinssätze, insbesondere bei den Pensions- aber auch bei den Kernenergierückstellungen wirkte sich ebenfalls erhöhend auf die Nettofinanzschulden aus.

Der Konzern gibt an, grüne Anleihen als Finanzierungsinstrument zur Umsetzung der Unternehmensstrategie zu nutzen. Insgesamt wurden durch EnBW Grüne Anleihen im Volumen von 5,0 Mrd. Euro begeben zur Finanzierung klimafreundlicher Projekte.

EnBW hat am 23. Januar 2024 eine grüne Nachranganleihe in Höhe von 500 Mio. Euro emittiert. In den Monaten Januar und Mai 2023 wurden Anleihen von 1,25 Mrd. Euro (Laufzeiten 5,5 und 12 Jahre; Coupon 3,5 und 4,0 Prozent) und 410 Mio. CHF (Laufzeiten 3 und 6 Jahre; Coupon 2,25 und 2,625 Prozent) emittiert. Letztere dienen zur Absicherung der geschäftlichen Aktivitäten in der Schweiz. Im November hat EnBW nochmals zwei grüne Unternehmensanleihen in Höhe von 1,5 Mrd. Euro (Laufzeiten 6,5 und 10,5 Jahre; Coupon 3,85 und 4,30 Prozent) begeben.

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. Moody's bestätigte das Rating des Vorjahres von Baa1 mit stabilem Ausblick. Standard & Poor's (S&P) bestätigte am 30. März 2023 ebenfalls das Rating bei A-, und hob den Ausblick wieder auf positiv (Vorjahr: negativ). Grund dafür waren die soliden Ergebnisse trotz des volatilen Umfeldes auf Grund des Krieges in der Ukraine.⁶

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

⁶ Vgl. <https://www.enbw.com/unternehmen/investoren/news-und-publikationen/s-p-setzt-ratingausblick-der-enbw-auf-stabil.html>, zuletzt aufgerufen am 30.09.2024.

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 2023 gehören institutionelle Anleger mit 60 Prozent zur größten Aktionärsgruppe. Privatanleger vereinen 21 Prozent der Anteile auf sich. Auf Sonstige entfallen 19 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 die Versorgung mit Lösungen zur Steigerung der Energieeffizienz, Energieautarkie und Elektromobilität. Hierzu bietet der Konzern Produkte und Dienstleistungen für Privatkunden, Unternehmen und Kommunen an.

Das Segment Konzernleitung/Sonstiges umfasst die E.ON SE sowie die direkt bei der E.ON SE geführten Beteiligungen. Hierzu zählen neben der Führung des Konzerns auch der Ausweis von internen Dienstleistern wie der E.ON Energy Markets GmbH als zentrale Commodity-Beschaffungseinheit des Konzerns.

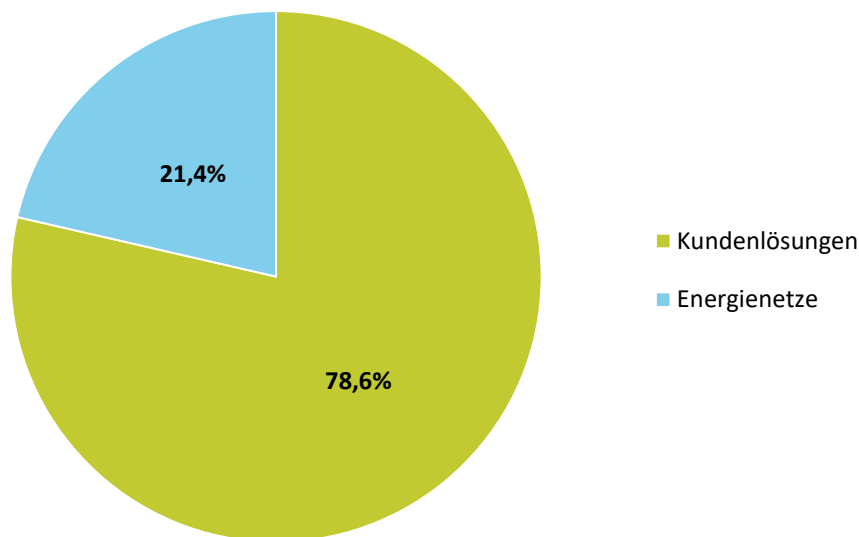
Ausgewiesen werden ferner die nicht strategischen Aktivitäten des E.ON-Konzerns. Hierzu zählen der von der PreussenElektra GmbH gesteuerte Betrieb der Kernkraftwerke bis zum 15. April 2023 und deren Rückbau sowie das Erzeugungsgeschäft in der Türkei. Beide Aktivitäten wurden noch im Vorjahr im Segment Nicht-Kerngeschäft geführt.

Der Gesamtumsatz sank im Vergleich zum Vorjahr von 115,7 Mrd. Euro auf 93,7 Mrd. Euro. Diese Entwicklung ist zum einen auf rückläufige Absatzmengen zurückzuführen, welche insbesondere durch Energieeinsparungen der Kunden und durch Portfoliobereinigungen entstanden sind. Zum anderen wirkte ein niedrigeres Preisniveau an den Großhandelsmärkten mindernd auf den Umsatz.

Das Nicht-Kerngeschäft, das in den Vorjahren das deutsche Kernenergiegeschäft beinhaltete, wird seit Beginn des Jahres 2023 im Bereich Konzernleitung/Sonstiges ausgewiesen. Umsätze werden nach dem endgültigen Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kernenergie und der damit verbundenen Einstellung des operativen Betriebs der Anlagen zum 15. April 2023 nicht mehr erzeugt.

Bei der Umsatzverteilung wird deutlich, dass das operative Geschäftsfeld Kundenlösungen mit 78,6 Prozent am Gesamtumsatz dominiert, wobei regional gesehen mit 40,0 Prozent der größte Umsatz in Deutschland erzielt wird, gefolgt von den Absatzmärkten in Großbritannien mit 35,4 Prozent sowie übriges Europa mit 20,7 Prozent. Das Geschäftsfeld Energienetze trägt mit 21,4 Prozent zum Gesamtumsatz bei.

Abbildung 5: Umsatzverteilung E.ON



Das regulierte Netzgeschäft, dessen Erträge als stabil und planbar gelten, sieht der Konzern als Schlüsselbereich für die Energiewende. Im Geschäftsjahr 2023 betrug der Umsatz aus dem Netzgeschäft 17,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 14,0 Mrd. Euro). Der Erhöhung um 3,6 Mrd. Euro lag insbesondere das im Vorjahr deutlich gestiegene Strompreisniveau zugrunde. Neben höheren Entgelten der Übertragungsnetzbetreiber ist die Entwicklung auch auf die weiter wachsende regulierte Vermögensbasis infolge höherer Investitionen zurückzuführen.

So lagen die Investitionen mit 6,4 Mrd. Euro höher als im Vorjahr mit 4,8 Mrd. Euro, wovon allein im Netzgeschäft Investitionen in Höhe von 5,2 Mrd. Euro in 2023 getätigt wurden. Aufgrund dessen soll im Planungszeitraum von 2024 bis 2028 ein Großteil der Investitionen in den Ausbau der Netze und verschiedene Netzprojekte fließen. Für 2024 sind Investitionen von 7,2 Mrd. Euro, davon allein 5,7 Mrd. Euro in Energienetze vorgesehen. Weitere 0,5 Mrd. Euro fallen auf Energy Retail (Kundenlösungen), 0,8 Mrd. Euro in Energy Infrastructure Solutions und 0,2 Mrd. Euro in Konzernleitung/Sonstiges.

Das bereinigte Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) lag im Geschäftsjahr mit 9,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,1 Mrd. Euro) rund 16 Prozent höher. Diese Entwicklung ist im Besonderen auf die weiter wachsende regulierte Vermögensbasis infolge höherer Investitionen im Segment Energienetze zurückzuführen. Das regulierte Geschäft trägt rund 70 Prozent zum Konzern-EBITDA bei.

Für die deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber legt die Bundesnetzagentur die Rahmenbedingungen in Form eines Eigenkapitalzinssatzes fest, der sich aus dem 10-Jahresdurchschnitt des risikolosen Zinssatzes sowie einem angemessenen Wagniszuschlag bildet. Die aktuellen Zinssätze betragen in der vierten Regulierungsperiode 5,07 Prozent für Neuanlagen und 3,51 Prozent für Altanlagen. Diese begann für Gasnetzbetreiber im Jahr 2023 und dauert bis 2027 an, für die Stromnetzbetreiber im Jahr 2024 bis 2028. Damit lag der Zinssatz niedriger als in den vorhergehenden Regulierungsperioden aufgrund des zum Zeitpunkt der Festlegung 2021 vorherrschenden niedrigeren Zinsniveaus an den Kapitalmärkten.

Mit der Festlegung zur Eigenkapitalverzinsung von Neuanlagen im Strom- und Gasbereich zum 24. Januar 2024 soll einer notwendig gewordenen Förderung von Netzinvestitionen aufgrund des aktuellen Umfelds Rechnung getragen werden. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuinvestitionen für die innerhalb dieser Regulierungsperiode neu erstellten Anlagen soll sich künftig aus einem jährlich variablen Basiszins zuzüglich eines konstanten Wagniszuschlags von aktuell rund 3 Prozent ergeben. Der für die vierte Regulierungsperiode in 2021 festgelegte Eigenkapitalzinssatz für die innerhalb dieser Regulierungsperiode neu erstellten Anlagen (Bestandsanlagen) bleibt hingegen unverändert bei 5,07 Prozent.

Da sich die Unternehmen seit dem Jahr 2022 in einem Umfeld von höheren Kapitalmarktzinsen bewegen, wurde unter anderem von E.ON eine Nachbesserung des Regulierungsrahmens gefordert.

Innerhalb des E.ON-Konzerns wird der Betrieb der Kernkraftwerke bis zum 15. April 2023 und deren Rückbau 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, KKU, KKG, KKI 1 und KKI 2, die alle stillgelegt sind. Das KKI 2 befand sich aufgrund der durch den russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine ausgelösten Energiekrise über das geplante Abschaltdatum Ende 2022 hinaus im zeitlich begrenzten Weiterbetrieb und wurde erst am 15. April 2023 endgültig abgeschaltet.

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 GKW 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**

Betreibergesellschaft	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 Betreibergesellschaften.

Die von der PEL GmbH angegebenen Gesellschaften des Haftungskreises umfassen zum 31. Dezember 2023 folgende Gesellschaften:

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

Die von den Betreibergesellschaften KBR oHG und KKS oHG angegebenen Gesellschaften des Haftungskreises umfassen darüber hinaus noch die folgenden Gesellschaften:

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

Die Liste der Betreibergesellschaft KWG oHG umfasst über die Liste der 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 die Angaben vollständig und umfassen alle nach § 1 des Nachhaftungsgesetzes herrschenden Unternehmen im Sinne von § 2 des Nachhaftungsgesetzes. Da sich nach Betreiberangaben zum Vorjahr keine Änderungen am Haftungskreis ergeben haben, wurde auf eine zusätzliche Liste je Betreiber verzichtet.

3.2.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzern-Ebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die auf handelsrechtlichen Vorschriften basieren, betragen insgesamt 6,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,5 Mrd. Euro). Der Rückstellungsbetrag umfasst die folgenden Anlagen:

- KWW, KKU, KKG, KKI 1, KWG, KBR und KKS jeweils zu 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	3.482 Mio. Euro (Vorjahr: 3.929 Mio. Euro)
KBR oHG	KBR	1.288 Mio. Euro (Vorjahr: 1.452 Mio. Euro)
KKS oHG	KKS	88 Mio. Euro (Vorjahr: 84 Mio. Euro)
KWG oHG	KWG	1.273 Mio. Euro (Vorjahr: 1.433 Mio. Euro)

Der für die PEL aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 3.482 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt 447 Mio. Euro gesunken. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die Verbräuche und die im Zeitablauf gestiegenen Diskontierungszinssätze zurückzuführen. Zusätzlich zu den gestiegenen Diskontierungszinssätzen wirkten sich auch projektbezogene Einsparungen im Rückbau grundsätzlich mindernd auf die Rückstellungen aus. Gegenläufig wirkte sich die Aufzinsung aus. Zuführungen wurden bei keinen Anlagen mehr getätigt. In der Folge war über alle Anlagen des Betreibers hinweg eine Reduzierung der Rückstellungen zu verzeichnen.

Mit der Stilllegung der letzten bis zum 15. April 2023 in Betrieb befindlichen Anlage KKI 2 entstanden vorerst moderate Verbräuche, welche in den nachfolgenden Jahren mit fortschreitendem Rückbau entsprechend höher ausfallen dürften. Der zeitlich begrenzte Weiterbetrieb der Anlage erforderte Ende Oktober 2022 eine zusätzliche Wartung, wodurch das KKI 2 für sechs Tage vom Netz genommen wurde. Der durch den begrenzten Weiterbetrieb verzögerte Rückbaubeginn führte dazu, dass Mehrkosten für den 75 prozentigen PEL-Anteil ab dem Geschäftsjahr 2022 rückstellungserhöhend erfasst wurden. Nach Aussage des Betreibers haben sich hieraus im Geschäftsjahr 2023 keine wesentlichen Anpassungen oder Änderungen ergeben.

Der für KBR aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 1.288 Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um 164 Mio. Euro gesunken. Die Anlage befindet sich seit dem Jahr 2022 im Nachbetrieb, so dass entsprechend hohe Verbräuche zu verzeichnen waren.

Der für KKS aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 88 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um 4 Mio. Euro gestiegen. Hintergrund für den Anstieg ist im Wesentlichen eine deutlich gestiegene Schätzungsänderung sowie die Aufzinsung, welche die Verbräuche überstiegen. Hierzu teilte der Betreiber auf Nachfrage des BAFA mit, dass die Mehrkosten vorrangig durch Mehraufwendungen bei der Erstellung und Prüfung von Freigabeunterlagen einschließlich Gutachterleistungen in dem Bereich Reststoffbearbeitung und Verpackung radioaktiver Abfälle resultieren. In der Folge wird die Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle voraussichtlich um ein Jahr länger bis in das Jahr 2028 andauern. Wesentliche Änderungen an der zeitlichen Planung werden bei den Abrissarbeiten hingegen nicht erwartet.

Der für KWG aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 1.273 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt 160 Mio. Euro gefallen. KWG befindet sich seit dem Jahr 2022 im Nachbetrieb. Die Reduzierung der Rückstellungen bei KWG und KBR ist daher insbesondere auf Grund von höheren Verbräuchen und im Zeitablauf gestiegenen Diskontierungszinssätzen eingetreten. Die aktualisierte Schätzungsänderung führte zu einem deutlichen Rückgang. Die Effekte überstiegen die höhere Aufzinsung deutlich, so dass in der Summe ein Rückgang der Rückstellungen zu verzeichnen war.

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

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

Betreibergesellschaft	Nach- und Restbetrieb	Abbau einschließlich Vorbereitung	Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle
PEL	1.385 Mio. Euro	658 Mio. Euro	1.440 Mio. Euro
KBR oHG *	526 Mio. Euro	271 Mio. Euro	491 Mio. Euro
KKS oHG *	17 Mio. Euro	9 Mio. Euro	62 Mio. Euro
KWG oHG *	497 Mio. Euro	275 Mio. Euro	501 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 (Tabelle 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 2023 gegenübergestellt. Es bestehen geringe Abweichungen aufgrund der unterschiedlichen Methodik zwischen der Bilanzierung im Jahresabschluss und der Aufstellung der Rückstellungen. Nach Auskunft der Betreiber werden die von NIS kalkulierten Zahlungsreihen bzw. Auszahlungen innerhalb der ersten drei Jahre an die unternehmensspezifische Planung angepasst. Somit sind die Abweichungen plausibel. 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 2023 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von 1.291 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 2023 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von 3.526 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 2023 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von 1.195 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 86 Mio. Euro bei beiden Gesellschaftern gebildet worden. Es bestehen geringe Abweichungen aufgrund der Darstellungsmethodik.

Die KKS oHG bilanziert zum 31. Dezember 2023 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von rund 89 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.

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 (Vorjahr: 2,0 Prozent) zugrunde. Laut Betreiber wurden kurzfristig erkennbare Kostensteigerungen entsprechend berücksichtigt.

Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Zum 31. Dezember 2023 betragen die im Konzernabschluss auf Basis der IFRS ausgewiesenen Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich 6,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,8 Mrd. Euro). Sie stellen mit rund 35 Prozent die größte Rückstellungsposition des Konzerns dar. Der leichte Rückgang der Rückstellungen basiert im Besonderen auf den Inanspruchnahmen aufgrund von Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich. Gegenläufig wirkten sich die Reduzierung des Diskontierungszinssatzes um 0,5 Prozentpunkte auf 2,0 Prozent im Geschäftsjahr sowie die Aufzinsungen aus. Insgesamt ergab sich aus den Zinseffekten eine Erhöhung der Netto-Verschuldung.

Die zweitgrößte Rückstellungsposition stellen die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen mit 5,0 Mrd. Euro bzw. 26,5 Prozent dar (Vorjahr: 3,7 Mrd. Euro). Dabei ist zu beachten, dass E.ON über ein Planvermögen verfügt, das die Voraussetzung erfüllt, um Pensionsrückstellungen als Nettobetrag im Konzernabschluss darzustellen. Hintergrund der Entwicklung ist die Reduzierung der Rechnungszinsen für Pensionen, die zu einer Erhöhung des Anwartschaftsbarwertes führte. Die positive Wertentwicklung des Planvermögens konnte diese Entwicklung nicht ausgleichen, so dass in der Summe eine Erhöhung der Netto-Verschuldung zu verzeichnen war.

Die drittgrößte Position entfällt mit 15,3 Prozent auf die sonstigen Rückstellungen in Höhe von 2,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,7 Mrd. Euro).

Zum Vorjahr deutlich abgenommen haben absatzmarkt- und beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen in Höhe von 1,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 4,0 Mrd. Euro). Diese Art von Rückstellung wird gebildet um die Verlustrisiken aus schwebenden Einkaufskontrakten abzubilden. Der Rückgang ergab sich im Wesentlichen aus Inanspruchnahmen aufgrund der Realisation dieser Geschäfte in Höhe von 1,6 Mrd. Euro und der Auflösung in Höhe von 2,2 Mrd. Euro. Gegenläufig wirkten sich Zuführungen in Höhe von 0,9 Mrd. Euro aus. Sie stellen die viertgrößte Rückstellungsposition mit 5,8 Prozent an den Gesamtrückstellungen dar.

3.2.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der Betreiber entsprechendes Vermögen gegenüber. Zudem erzielte die Betreibergesellschaft PEL bis Mitte April des Jahres 2023 durch die bis dahin im Leistungsbetrieb befindliche Anlage KKI 2 Umsätze durch den Verkauf des produzierten Stroms. Vor dem Hintergrund des Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse wurden ab dem 1. Dezember 2022 bis zum 30. Juni 2023 abzuführende Überschusserlöse durch PEL ermittelt. Nach Aussage des Betreibers sind die Werte der Übererlösabschöpfung bei PEL in die Liquiditätsplanung eingeflossen. Sie führten aufgrund des verhältnismäßig geringen Umfangs jedoch nicht zu einer wesentlichen Belastung der Planung.

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 nur noch bis zum 15. April 2023 im Betrieb befindlichen KKW. In den operativen Cashflows sind Auszahlungen zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen enthalten. Einzahlungen aus der laufenden Geschäftstätigkeit liegen durch das Ende des Leistungsbetriebs der Kernkraftwerke nur noch bis zum 15. April 2023 vor. Um die Auszahlungen zur Erfüllung der Rückbauverpflichtungen in den nächsten Jahren zu gewährleisten, wird der Cashflow aus Finanzierung steigen.

Der Betreiber gab dazu an, dass die freie Liquidität der PEL im Rahmen einer Darlehens- und Finanzierungsvereinbarung mit drittvergleichskonformer Verzinsung bei der E.ON Energie AG (Muttergesellschaft) angelegt ist. Diese wiederum hat im Rahmen einer Cash-Pool-Regelung ihre freie Liquidität bei der E.ON SE (Muttergesellschaft) angelegt. Über diese Regelungen werden Auszahlungen auf der Bank der PEL (z. B. Bezahlungen eines Lieferanten) von der Muttergesellschaft ausgeglichen. Je nach Betreibergesellschaft ist eine Finanzierung hingegen auch über eine kurzfristige Liquiditätsbereitstellung auf das jeweilige Konto der Betreibergesellschaft möglich.

Es liegen keine Anhaltspunkte auf 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 darauffolgenden Jahre 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 2023 stellt das Sachanlagevermögen der E.ON mit 40,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 37,4 Mrd. Euro) die größte Bilanzposition auf der Aktivseite dar. Mit 19,0 Mrd. Euro stellt die Position Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte die zweitgrößte Position dar (Vorjahr: 36,4 Mio. Euro). Als drittgrößter Vermögenswert ist mit 17,1 Mrd. Euro der Goodwill (Vorjahr: 17,0 Mrd. Euro) ausgewiesen, welcher sich maßgeblich durch die von E.ON – im Wesentlichen durch die Ausgabe eigener Aktien – gezahlte Übernahmeprämie für die innogy SE bildete, die der Konzern mit Synergieeffekten wie Einsparpotenziale begründet. Werthaltigkeitstests nach den Regelungen des IFRS sollen einen zukünftigen Abschreibungsbedarf dieser Position aufdecken.

Der E.ON-Konzern verfügt zum 31. Dezember 2023 über liquide Mittel in Höhe von 7,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 9,4 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. Mit Ausnahme des Jahres 2024, in dem ein leichter Rückgang erwartet wird, erwartet der Konzern eine durchschnittliche jährliche Steigerung des EBITDA im Rahmen einer mittleren einstelligen Prozentzahl.

Zur weiteren Deckung des Finanzbedarfs verfügt E.ON über mehrere Möglichkeiten, sich Fremdkapital in einem Rahmen von insgesamt etwa 57,9 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 10 Mrd. Euro sowie 10 Mrd. US-Dollar, insgesamt 19,4 Mrd. Euro (Vorjahr: ca. 19,3 Mrd. Euro) wurden zum Bilanzstichtag in Höhe von 0,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,8 Mrd. Euro) in Anspruch genommen. Das Debt-Issuance-Programm mit einem Volumen von insgesamt 35,0 Mrd. Euro wurde in Höhe von rund 19,7 Mrd. Euro (Vorjahr: ca. 18,4 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 38,0 Mrd. Euro (Vorjahr: 40,2 Mrd. Euro) an nicht genutzten Finanzierungsprogrammen bzw. Krediten.

Die Finanzlage zum 31. Dezember 2023 stellt der Konzern im Lagebericht des Geschäftsberichts dar. Demnach betragen die bereinigten Finanzverbindlichkeiten der E.ON 33,9 Mrd. Euro, die überwiegend aus Anleihen bestehen. Unter Berücksichtigung der wesentlichen Rückstellungen (12,3 Mrd. Euro), der liquiden Mittel und der langfristigen Wertpapiere (8,6 Mrd. Euro) sowie von Währungseffekten (11 Mio. Euro) ergibt sich eine ökonomische Nettoverschuldung von 37,7 Mrd. Euro, die im Vergleich zum Vorjahr um ca. 5,0 Mrd. Euro gestiegen ist. Der Anstieg der ökonomischen Nettoverschuldung ist im Wesentlichen auf ansteigende Investitionen zurückzuführen. Weiterhin trugen die um ca. 1,3 Mrd. Euro gestiegenen Pensionsrückstellungen in Höhe von 5,0 Mrd. Euro (Vorjahr: 3,7 Mrd. Euro) zur Entwicklung bei. Die Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen reduzierten sich hingegen nur unwesentlich und blieben auf nahezu rund 7,4 Mrd. Euro wie im Vorjahr.

Das Eigenkapital des Konzerns sank im Geschäftsjahr um 1,9 Mrd. Euro auf 20,0 Mrd. Euro. Trotz des gesunkenen Eigenkapitals ergab sich aufgrund der Reduzierung der Bilanzsumme von 134,0 Mrd. Euro im Vorjahr auf 113,5 Mrd. Euro im Geschäftsjahr eine Erhöhung der Eigenkapitalquote um ca. 2 Prozent auf rund 18 Prozent. Zur Verringerung des Eigenkapitals trugen vor allem der gesunkene Jahresüberschuss, die Dividendenzahlung sowie die Neubewertung der Pensionsverpflichtungen bei. Zusätzlich reduzierte sich das sonstige Ergebnis infolge des marktbedingt gesunkenen Volumens an Commodity-Derivaten.

Der Konzern konnte 2023 vier Anleihen mit einem Gesamtvolumen in Höhe von rund 3,3 Mrd. Euro platzieren, wovon 2,5 Mrd. Euro auf grüne Anleihen entfielen. Weiterhin wurden Anleihen in Höhe von insgesamt 2,6 Mrd. Euro im Geschäftsjahr 2023 getilgt.

Die o. g. Anleiheemissionen konnte der Konzern in 2023 zu folgenden Konditionen begeben: im Januar eine Anleihe mit einem Gesamtvolumen von 0,8 Mrd. Euro (Laufzeit: 2028; Kupon: 3,5 Prozent p. a.) sowie eine grüne Anleihe in der Gesamthöhe von 1,0 Mrd. Euro (Laufzeiten: 2035; Kupon: 3,875 Prozent p. a.). Im August eine grüne Anleihe mit einem Volumen in Höhe von 0,8 Mrd. Euro (Laufzeit: 2029; Kupon: 3,75 Prozent) sowie eine weitere grüne Anleihe in Höhe von 0,8 Mrd. Euro (Laufzeit: 2033; Kupon: 4,0 Prozent).

Wie im Vorjahr bewerten die Ratingagenturen auch im Geschäftsjahr 2023 die langfristige Kreditwürdigkeit von E.ON mit Investmentgrade-Ratings („lower medium grade“). Der Ausblick bei den Ratings bleibt weiterhin stabil. Das 2022 neu hinzugekommene Kreditrating von Fitch Ratings steht im Geschäftsjahr unverändert bei BBB+ mit

stabilem Ausblick. Das Kurzfrustrating wurde im Juli 2023 von F-2 auf F-1 angehoben. Am 14. März 2024 wurde das langfristige Rating von Standard & Poor's von BBB zu BBB+ angehoben. Dies wird u. a. mit dem aktualisierten Strategieplan 2024 – 2028 von E.ON begründet, der eine verstärkte Investition in die Energiewende und regulierte Netze sowie eine ausreichend hohe freie Verschuldungskapazität vorsieht. Der Konzern hat das Ziel, dauerhaft ein Rating von mindestens BBB bzw. Baa2 (entspricht BBB) zu behalten.

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 das Mutterunternehmen des RWE-Konzerns und als börsennotierte Kapitalgesellschaft seit dem Jahr 1988 Bestandteil des DAX. Zu Beginn des Jahres 2024 befanden sich nach Berechnungen der RWE ca. 12 Prozent der Aktien im Eigentum privater Investoren, während ca. 88 Prozent der Anteile auf institutionelle Investoren entfielen.

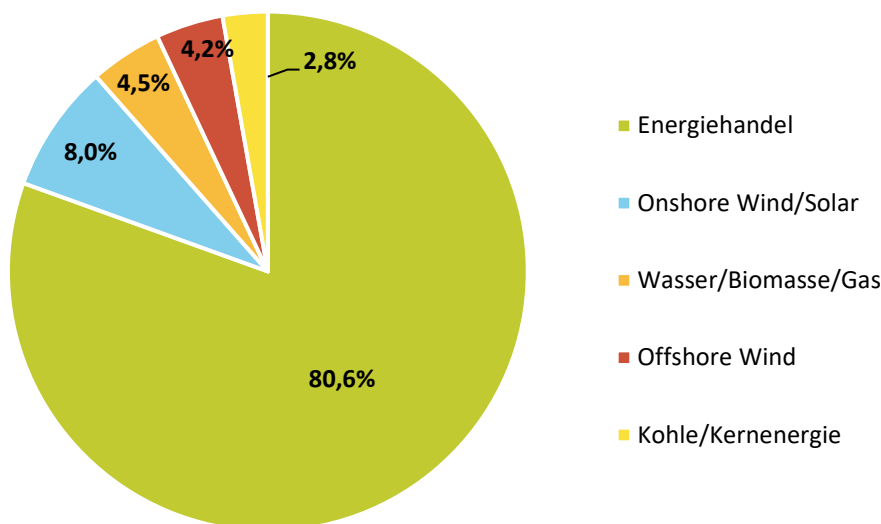
Zum 31. Dezember 2023 wird in der Finanzberichterstattung des Konzerns folgende Struktur der Geschäftssegmente dargestellt:

- 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. Die Zielsetzung des Konzerns sieht eine klimaneutrale Energieproduktion spätestens ab dem Jahr 2040 vor. Dazu plant RWE Investitionen von ca. 55 Mrd. Euro in erneuerbare Energien, Batteriespeicher und die Wasserstoffproduktion sowie bis 2030 aus der Kohleverstromung auszuweisen. Neben der Stromerzeugung betrachtet RWE vor allem den Energiehandel als weitere Kernkompetenz des Konzerns.

Der Gesamtumsatz des Konzerns betrug im Jahr 2023 ca. 28,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 38,6 Mrd. Euro), wobei das Segment Energiehandel mit 23,1 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 im Geschäftsjahr 2023 mit 80,6 Prozent weiterhin (Vorjahr: 83,4 Prozent) am umsatzstärksten, verzeichnete mit 9,0 Mrd. Euro jedoch auch den höchsten Rückgang. Bis auf das Segment Wasser/Biomasse/Gas, welches einen geringfügig geringeren Umsatzanteil ausweist, haben sich die Umsatzanteile der restlichen Segmente gegenüber dem Vorjahr erhöht.

Absolut betrachtet zeigte sich ein Umsatzrückgang in nahezu allen Segmenten. Einzig das Segment Onshore Wind/Solar erreichte eine leichte Erhöhung des Umsatzes.

Der Konzern berichtet, dass sowohl die Strom- als auch die Gasumlöse unter dem Vorjahresniveau lagen. Während der Gasumsatz um 62 Prozent zurückging und hierfür stark gefallene Preise der Grund waren, ging der Stromumsatz auf Grund von verringerten Absätzen um 19 Prozent zurück.

Das bereinigte EBIT des Segments Energiehandel stieg auf 1.520 Mio. Euro (Vorjahr: 1.111 Mio. Euro), was einem Anteil von 23,9 Prozent am gesamten bereinigten EBIT von 6.349 Mio. Euro entspricht. Der Konzern berichtet, dass dieser Anstieg auf die letztjährige Wertberichtigung auf Steinkohleverträge mit Russland in Höhe von 748 Mio. Euro zurückzuführen sei, da diese Wertberichtigung das Ergebnis des Vorjahres stark gemindert habe.

Mit 42,2 Prozent am bereinigtem EBIT ist das Segment Wasser/Biomasse/Gas mit insgesamt 2.678 Mio. Euro (Vorjahr: 2.005 Mio. Euro) zum bedeutendsten Segment im Konzerngeschäft aufgestiegen. Hier gibt der Konzern an, dass aufgrund des volatilen Marktumfeldes unerwartet hohe Erträge aus der kommerziellen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes erzielt wurden. Weitere Gründe seien höhere Margen aus Stromterminverkäufen und Buchgewinne aus Veräußerungen.

Das Segment Offshore Wind hat mit 1.010 Mio. Euro (Vorjahr: 836 Mio. Euro) und einem Anteil von 15,9 Prozent (Vorjahr: 18,3 Prozent) zum bereinigten EBIT beigetragen, gefolgt von Kohle/Kernenergie mit 614 Mio. Euro (Vorjahr: 456 Mio. Euro) und 9,7 Prozent (Vorjahr: 10,0 Prozent) sowie Onshore Wind/Solar mit 535 Mio. Euro (Vorjahr: 370 Mio. Euro) und 8,4 Prozent (Vorjahr: 8,1 Prozent). Insgesamt kommt der Konzern so auf ein bereinigtes EBIT von 6,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 4,6 Mrd. Euro).

Im Geschäftsjahr 2023 hat RWE 129.701 GWh (Vorjahr: 156.794 GWh) Strom erzeugt. Dies entspricht einer Reduzierung von rund 17,3 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Die Gründe hierfür waren die Verringerung der Stromproduktion durch Braunkohlekraftwerke aufgrund unvorteilhafter Marktbedingungen, revisionsbedingte und außerplanmäßige Stillstandszeiten und der deutsche Kernenergieausstieg. So wurde Block Emsland am 15. April 2023 als letztes Kernkraftwerk von RWE abgeschaltet.

Bei der Stromerzeugung verzeichneten der Energieträger Erneuerbare Energien aber auch Pumpspeicher/Batterien erneut einen Zuwachs. Die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien stieg auf 45.241 GWh an (Vorjahr: 35.499 GWh), was eine Steigerung von 27,4 Prozent und einen Anteil von etwa 34,9 Prozent an der Gesamterzeugung bedeutet und damit den Vorjahreswert übertrifft. Vor allem die Übernahme des US-amerikanischen Energiekonzerns Con Edison Clean Energy Business führte zu einem Wachstum der Stromerzeugung aus Solarkraft, da dieses Zahlenwerk seitdem mit einbezogen wird. Während hier die Stromerzeugung des Vorjahres noch 742 GWh betrug, beträgt diese nach der Übernahme 8.118 GWh.

Die Stromerzeugungen aus Gas, Braunkohle und Steinkohle betragen im Jahr 2023 insgesamt 80.657 GWh (Vorjahr: 108.953 GWh) und hat sich damit um 26,0 Prozent reduziert. Die Stromproduktion aus Kernenergie betrug im aktuellen Jahr 3.207 GWh (Vorjahr: 11.883 GWh) und hat sich damit um 73,0 Prozent reduziert.

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. Weiterhin ist sie auch atomrechtlicher Betreiber der Anlagen KRB A, B und C sowie des KWL. 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. Das KWL wurde im Jahr 1977 endgültig abgeschaltet und befindet sich seit 2015 im Rückbau. Mit Verschmelzung der KWL auf die RWE Nuclear im Geschäftsjahr 2022 ist die RWE Nuclear der atomrechtliche Betreiber.

infolge der 13. Novelle des Atomgesetzes von 2011 spätestens mit dem Ablauf des 31. Dezember 2022 beendet werden sollte. Mit dem durch den Deutschen Bundestag am 4. Dezember 2022 beschlossenen zeitlich begrenzten Weiterbetrieb für die KKW Emsland, Neckarwestheim 2 und Isar 2 als Folge der wirtschaftlichen Auswirkungen des Russland-Ukraine-Kriegs wurden die Reaktoren am 15. April 2023 endgültig abgeschaltet.

Die KLE hat 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 2023 folgende Gesellschaften:

- RWE AG, Essen
- RWE Power AG, 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 ursprüngliche Betreibergesellschaft Kernkraftwerk Lingen GmbH (KWL GmbH) des KWL hatten sich im Jahr 2022 Änderungen am Haftungskreis ergeben. Die KWL GmbH wurde am 9. September 2022 mit Rückwirkung zum 1. Januar 2022 auf die RWE Nuclear verschmolzen. Die RWE Nuclear übernimmt damit die Nachhaftung des Betreibers gemäß § 1 des Nachhaftungsgesetzes. Außerdem hat RWE mitgeteilt, dass sich für das Jahr 2024 nochmals eine Änderung im Haftungskreis ergeben hat. Die Gesellschaft Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH (KLE) wurde am 5. Juni 2024 mit Rückwirkung zum 1. Januar 2024 auf die RWE Nuclear GmbH verschmolzen. Somit übernimmt die RWE Nuclear ab dem Jahr 2024 die Nachhaftung des Betreibers gemäß § 1 des Nachhaftungsgesetzes.

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

3.3.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die auf handelsrechtlichen Vorschriften basieren, betragen insgesamt 5,4 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 o. g. Anlagen der RWE Nuclear zum 31. Dezember 2023 insgesamt 4.041 Mio. Euro (Vorjahr: 4.470 Mio. Euro). Der Rückgang im Jahresvergleich um 429 Mio. Euro ist im Wesentlichen auf die Verbräuche der Rückstellungen und den im Zeitablauf gestiegenen Diskontierungszinssatz zurückzuführen.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen für die KLE zum 31. Dezember 2023 insgesamt 1.372 Mio. Euro (Vorjahr: 1.541 Mio. Euro). Im Jahresvergleich ist der Rückgang um 169 Mio. Euro im Wesentlichen auf die Verbräuche von Rückstellungen und den negativen Saldo aus Zuführungen und Auflösungen zurückzuführen. Auch der Anstieg des Diskontierungszinssatzes trug zu dieser Entwicklung bei.

Nach Konzernaussage erfolgte die Planung des Rückbaus parallel während des verlängerten Leistungsbetriebs. Aufgrund dessen geht RWE auch weiterhin davon aus, dass sich auf dem kritischen Pfad keine Verzögerungen ergeben werden. Da dem BAFA hierzu keine konkreten Zahlen vorliegen, kann keine Aussage zu den zu erwartenden Mehrkosten getroffen werden.

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

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

Betreibergesellschaft	Nach- und Restbetrieb	Abbau einschließlich Vorbereitung	Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle
RWE Nuclear	1.267 Mio. Euro	1.425 Mio. Euro	1.366 Mio. Euro
KLE	608 Mio. Euro	382 Mio. Euro	382 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 2023 gegenübergestellt. Bei KLE stimmen die Rückstellungsbeträge aus den Jahresabschlüssen des Geschäftsjahres 2022 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 im Wesentlichen auf die bilanzierten Rückbauverpflichtungen für das Versuchsatomkraftwerk 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 2,0 Prozent zugrunde (Vorjahr: 2,6 Prozent). Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Zum 31. Dezember 2023 betragen die im Konzernabschluss nach IFRS bewerteten Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich 5,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 5,7 Mrd. Euro), welche neben den Rückstellungen für die deutschen KKW noch anteilig Entsorgungsrückstellungen für das niederländische KKW Borssele beinhalten. Sie stellen mit ca. 22 Prozent die zweitgrößte Rückstellungsposition des Konzerns dar. Die größte Position sind bergbaubedingte Rückstellungen mit 6,9 Mrd. Euro (29 Prozent). Als drittes folgen Rückgabeverpflichtungen für CO₂-Emissionsrechte/Zertifikate alternativer Energien mit 4,0 Mrd. Euro (16 Prozent) sowie Verpflichtungen aus dem Personalbereich mit 1,3 Mrd. Euro (6 Prozent) auf Platz vier. Auf Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen entfallen 1,3 Mrd. Euro. Dies entspricht einem Anteil in Höhe von 5 Prozent. Dabei ist zu beachten, dass RWE über ein Planvermögen verfügt, welches die Voraussetzung erfüllt, um Pensionsrückstellungen als Nettobetrag im Konzernabschluss darstellen zu können.

3.3.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der Betreiber entsprechendes Vermögen gegenüber. Zudem betrieb RWE in 2023 mit dem KKE eine Anlage, die sich noch bis zum 15. April 2023 im Leistungsbetrieb befand und dadurch Umsätze durch den Verkauf des produzierten Stroms erzielte.

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 2023 einen Anstieg der langfristigen Vermögenswerte um 10,2 Mrd. Euro auf 52,5 Mrd. Euro aus, der sich in erster Linie auf gestiegene Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte zurückführen lässt. Das kurzfristige Vermögen reduzierte sich hingegen um 42,3 Mrd. Euro auf 54,0 Mrd. Euro. Grund hierfür war insbesondere ein Rückgang der Position kurzfristige Derivate und sonstige

Vermögenswerte. Insgesamt führte dies zu einer moderaten Absenkung der Bilanzsumme im Vergleich zum Vorjahr um rund 23 Prozent.

Zum 31. Dezember 2023 verfügt RWE über flüssige Mittel sowie über kurzfristig liquidierbare Wertpapiere in Höhe von 14,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 20,5 Mrd. Euro). Dabei betragen die flüssigen Mittel im abgeschlossenen Geschäftsjahr 6,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,0 Mrd. Euro). Der Bestand von kurzfristigen Wertpapieren ging um rund 5,8 Mrd. Euro auf 7,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 13,5 Mrd. Euro) zurück.

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 2023 enthaltenen Prognosebericht, in dem mit einem bereinigten EBITDA in einer Spanne von 5,2 bis 5,8 Mrd. Euro für das restliche Jahr 2024 gerechnet wird.

Ebenfalls erkennbar sind die im Geschäftsbericht kommunizierten Investitionsplanungen, welche gegenüber 2022 nochmal nach oben justiert wurden – insbesondere bei Windkraft-, Solar- und Batterieprojekten in den USA und Europa. 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 25 Mrd. Euro zu beschaffen. Darüber hinaus besteht seit Februar 2023 ein amerikanisches CP-Programm über 3 Mrd. US-Dollar.

Der Konzern kann einerseits auf die beiden kapitalmarktorientierten Fremdfinanzierungsinstrumente Commercial-Paper-Programm (kurzfristige Laufzeit) und das Debt-Issuance-Programm (langfristige Laufzeit) zurückgreifen. Die Commercial-Paper-Programme weisen ein Volumen von 5 Mrd. Euro und 3 Mrd. US-Dollar auf. Im abgelaufenen Geschäftsjahr erreichten die ausstehenden Commercial Paper zeitweise ein Volumen von bis zu 2,7 Mrd. Euro bzw. 1,4 Mrd. US-Dollar. Während RWE das europäische Commercial Paper-Programm zum Bilanzstichtag mit 0,2 Mrd. Euro in Anspruch nahm, wurde das US-amerikanische Commercial Paper-Programm bisher nicht in Anspruch genommen. Das Debt-Issuance-Programm verfügt über ein Volumen in Höhe von 10 Mrd. Euro und wurde zum Bilanzstichtag in Höhe von 6,7 Mrd. Euro für die Emission von Anleihen genutzt.

Weiterhin kann RWE auf drei syndizierte Kreditlinien in Höhe von insgesamt 10 Mrd. Euro zurückgreifen. Sie bestehen aus der Tranche A über 3 Mrd. Euro und Tranche B über 2 Mrd. Euro, welche bis längstens April 2026 laufen sowie der Tranche C über 5 Mrd. Euro, welche bis längstens Juli 2025 (bei Ausübung der zweimaligen Verlängerungsoption) läuft und zur weiteren Besicherung von Commodity-Termingeschäften eingeräumt wurde. Insgesamt ergibt sich somit ein ungenutzter Finanzierungsrahmen in Höhe von 18,1 Mrd. Euro und 3 Mrd. US-Dollar.

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2023 dar. Demnach haben sich die Finanzverbindlichkeiten der RWE, die überwiegend aus Anleihen und Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten bestehen, von 20,7 Mrd. Euro im Vorjahr auf 16,7 Mrd. Euro vermindert. Unter Berücksichtigung der Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich, für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie für den Rückbau von Windparks (7,9 Mrd. Euro), der liquiden Mittel, Wertpapiere und des sonstigen Finanzvermögens (17,6 Mrd. Euro) sowie des hälftigen Ansatzes des Hybridkapitals (0,3 Mrd. Euro) ergeben sich insgesamt Nettoschulden in Höhe von -6,6 Mrd. Euro (Vorjahr: +1,6 Mrd. Euro). Die Abnahme des Nettovermögens zum Vorjahr um 8,2 Mrd. Euro ist im Wesentlichen auf den Erwerb von Con Edison Clean Energy Business zurückzuführen.⁷ Weiterhin fielen die Sachanlageinvestitionen und Gewinnausschüttungen insgesamt höher aus als die operativen Mittelzuflüsse. Zudem sind die Pensionsrückstellungen gestiegen.

Bei dieser Betrachtung sind die bergbaubedingten Rückstellungen (6,9 Mrd. Euro) sowie deren zugeordnete Vermögenswerte wie die 15-Prozent-Beteiligung an E.ON mit einem Zeitwert in Höhe von 4,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 3,7 Mrd. Euro) und dem noch nicht beglichenen Teil des Anspruchs auf staatliche Entschädigung für den deutschen Braunkohleausstieg nicht enthalten.

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. Die Ratingagentur Moody's hat das Langfrustrating von RWE wie im Vorjahr mit Baa2 und für die nachrangigen Hybridkapitalanleihen mit Ba1 sowie das kurzfristige Rating mit P-2 bewertet. Das Rating von Fitch besteht

⁷ Vgl. Geschäftsbericht RWE 2023 S. 56 und S. 35.

<https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2022-10-01-rwe-acquire-con-edison-clean-energy/> zuletzt aufgerufen am 23.09.2024
Durch die Transaktion verdoppelt sich das Portfolio an Erneuerbaren-Energien auf nahezu 7 GW.

ebenfalls unverändert zum Vorjahr mit BBB+ fort. Der Ausblick wurde von beiden Ratingagenturen mit stabil bewertet.

Die Agenturen begründen die Ratings mit der Transformation der RWE zu einem führenden Unternehmen auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien sowie einer soliden Finanzlage.

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. Der Konzern ist in diesem Rahmen auch für Aufgaben der kommunalen Daseinsvorsorge zuständig. Alleinigter Eigentümer ist die Landeshauptstadt München. Die Umsatzerlöse des SWM-Konzerns betragen 9,7 Mrd. Euro im Jahr 2023 (Vorjahr: 10,6 Mrd. Euro). Die Reduzierung im Jahresvergleich um rund 0,9 Mrd. Euro ist insbesondere auf mengen- und preisbedingte Entwicklungen im Bereich Erdgas zurückzuführen. Darüber hinaus erreichte der Umsatz im Stromgeschäft trotz eines deutlichen Absatzrückgang mit 3,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 3,9 Mrd. Euro) aufgrund höherer Preise nahezu das Vorjahresniveau. Ferner ist der Konzern im Fernwärme-geschäft tätig (0,8 Mrd. Euro).

Der Umsatz aus der kommunalen Daseinsvorsorge (z. B. Nahverkehr, Wasser, Bäder) nahm im Vergleich zum Vorjahr im Geschäftsjahr weiterhin zu, nachdem in den Vorjahren massive Einschränkungen aufgrund der Corona-Pandemie zu einem erheblichen Umsatzrückgang führten. So erhöhten sich die Umsätze im Bereich Verkehr um 119 Mio. Euro auf 549 Mio. Euro. Im Bereich Bäder stiegen die Umsätze um 3 Mio. Euro auf 18 Mio. Euro an.

Zusammenfassend lag der Umsatz im Geschäftsjahr 2023 aufgrund gesunkener Strom- und Gaspreise wesentlich unter den Erwartungen. Die Preise und Volatilitäten haben sich seit Mitte 2023 auf einem Niveau etwas über dem vor dem russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine eingependelt.

Nach Aussagen der SWM GmbH soll die Ausbauoffensive im Bereich der Erneuerbaren Energien weiter vorangetrieben werden. Durch regionale sowie bundes- und europaweite Investitionen soll die Erzeugungskapazität ausgebaut werden. Ziel ist es, zum Jahr 2025 so viel Strom aus erneuerbaren Energien zu produzieren, wie München jährlich verbraucht. Bis zum endgültigen Laufzeitende am 15. April 2023 bestanden noch Stromerzeugungskapazitäten aus dem KKI 2. Die SWM GmbH ist mit einem Anteil von 25 Prozent Miteigentümer und Mitbetreiber der Anlage KKI 2. Weiterer Miteigentümer mit einem Anteil von 75 Prozent ist die PEL GmbH, die Betriebsführer der Anlage ist.

Das KKI 2 befand sich über das ursprünglich geplante Ende zum 31. Dezember 2022 hinaus bis zum Ablauf des 15. April 2023 im Leistungsbetrieb. Hintergrund war ein mit dem 19. AtGÄndG von 2022 beschlossener zeitlich begrenzter Weiterbetrieb bis zum Ablauf des 15. April 2023 als Folge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine.

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 Nachhaftungsgesetz 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 2023 insgesamt 370,3 Mio. Euro (Vorjahr: 407,9 Mio. Euro) und sind bei der SWM GmbH gebildet worden. Der Rückgang im Jahresvergleich ist insbesondere auf Inanspruchnahmen und Auflösungen zurückzuführen, welche die zinsbedingten Zuführungen überstiegen.

Nach dem Ausscheiden des Kernkraftwerks aus dem Leistungsbetrieb zum 15. April 2023 entstanden vorerst moderate Rückstellungsverbräuche, welche in den nachfolgenden Jahren mit fortschreitendem Rückbau entsprechend höher ausfallen dürften. Der durch den zeitlich begrenzten Weiterbetrieb verzögerte Rückbaubeginn führte zu einer verlängerten Abklinglagerung der Brennelemente sowie Projektänderungen. Die dadurch entstehenden Mehrkosten wurden bereits im Vorjahr in einem angemessenen Rahmen für den 25 prozentigen Anteil des Konzerns in der Rückstellungsbewertung erfasst. Auf Nachfrage des BAFA haben sich laut SWM keine wesentlichen, weiteren Anpassungen hinsichtlich der Laufzeitverlängerung in Bezug auf die Rückstellungen sowie die Rückbaudauer ergeben.

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	147,3 Mio. Euro	93,7 Mio. Euro	129,3 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 2023 gegenübergestellt. Die Rückstellungsbeträge stimmen überein. Die im Geschäftsbericht zum 31. Dezember 2023 ausgewiesenen Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich betragen 370,3 Mio. Euro. Damit sind sie mit 16,3 Prozent die drittgrößte Rückstellungskategorie nach den sonstigen Rückstellungen in Höhe von 1.039,6 Mio. Euro (45,8 Prozent) und den Pensionsrückstellungen in Höhe von 692,6 Mio. Euro (30,5 Prozent). Darüber hinaus wurden noch Steuerrückstellungen in Höhe von 166,6 Mio. Euro bilanziert.

Es wurde eine Anpassung der erwarteten Preissteigerungsraten für alle Jahre ab 2024 auf 2,0 Prozent p.a. (Vorjahr: 6,7 Prozent); 2023: 3,0 Prozent, berücksichtigt.

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 befand sich das KKI 2 bis zum 15. April 2023 noch im zeitlich begrenzten Weiterbetrieb, so dass die SWM GmbH bis zu diesem Zeitpunkt noch Erträge aus dem Verkauf des produzierten Stroms erwirtschaftete. Die SWM GmbH ist selbst die Konzernmuttergesellschaft. Deshalb wurden die verfügbaren liquiden Mittel ausschließlich auf Konzernebene dargestellt. Vor dem Hintergrund des Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse wurden ab dem 1. Dezember 2022 bis zum 30. Juni 2023 abzuführende Überschusserlöse durch SWM am KKI 2 ermittelt, welche für die Beurteilung der Liquidität jedoch keine wesentliche Auswirkung haben.

Das nicht operative Finanzvermögen des SWM-Konzerns beträgt insgesamt 1,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,7 Mrd. Euro) und besteht neben liquiden Mitteln aus langfristigen Wertpapieren in Höhe von 1,2 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 2023 übersteigt das Deckungsvermögen in Höhe von 1,4 Mrd. Euro die langfristigen Rückstellungen in Höhe von 1,1 Mrd. Euro.

Insgesamt verfügt der SWM-Konzern zum 31. Dezember 2023 über liquide Mittel in Höhe von 0,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,6 Mrd. Euro). Gemeinsam mit den offenen Kreditlinien in Höhe von insgesamt 1,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,9 Mrd. Euro) kann der SWM-Konzern somit kurzfristig auf finanzielle Mittel in Höhe von 1,8 Mrd. Euro zurückgreifen. SWM weist 1,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,7 Mrd. Euro) an Finanzverbindlichkeiten aus. Es handelt sich dabei überwiegend um langfristige Finanzverbindlichkeiten, die aus Schuldscheindarlehen und anderen Krediten bestehen.

Darüber hinaus konnte der Konzern im Geschäftsjahr 2023 den Konzernjahresüberschuss vor Gewinnabführung auf 656 Mio. Euro (Vorjahr: 282 Mio. Euro) verbessern. Dies resultiert im Besonderen aus einem verbesserten neutralen Ergebnis, welches unter anderem durch Auflösungen und Veränderungen von Rückstellungen positiv beeinflusst wurde. Gegenläufig in Bezug auf das um Sondereffekte bereinigte operative Ergebnis sowie das Beteiligungsergebnis wirkten sich die gesunkenen Energiepreise in 2023 aus.

Der operative Cashflow in 2023 wurde neben dem Jahresüberschuss insbesondere durch den nicht zahlungswirksamen Saldo aus Abschreibungen und Zuschreibungen des Anlagevermögens beeinflusst und erhöhte sich so zum Vorjahr um 607,9 Mio. Euro auf 824,4 Mio. Euro (Vorjahr: 216,5 Mio. Euro). Hingegen wirkte sich die nicht zahlungswirksame Abnahme der Rückstellungen gegenläufig aus. In der Prognose der Cashflows für die nächsten drei Jahre werden die Auszahlungen zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen berücksichtigt. Mit dem Ausscheiden aus dem Leistungsbetrieb der Anlage KKI 2 zum 15. April 2023 beginnt der Nach- und Restbetrieb der Anlage, so dass moderate Auszahlungen für Rückbauverpflichtungen anfallen.

Der SWM-Konzern geht nach heutigen Planungen sowie weitergehenden langfristigen Prognosen von deutlichen Überdeckungen der Rückstellungen durch das Deckungsvermögen aus, welches explizit für Pensionsrückstellungen und Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich gebildet wurde. Insgesamt rechnet SWM nicht mit einer Gefährdung der finanziellen Leistungsfähigkeit zur Finanzierung des Rückbaus des KKI 2.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien sieht der Konzern eine Chance in dem Ausbau der Glasfaserinfrastruktur bzw. im Bereich der Telekommunikation. Dies zeigte sich auch an den Investitionen in 2023, welche mit rund 0,9 Mrd. Euro die Investitionen des Vorjahres überstiegen (Vorjahr: 0,8 Mrd. Euro). SWM plant bis 2026 weiterhin mit hohen Investitionen. Diese Investitionen werden insbesondere aus dem Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit gedeckt sowie aus dem Finanzmittelfonds. Weiterhin sollen in einem gewissen Umfang Darlehen 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:

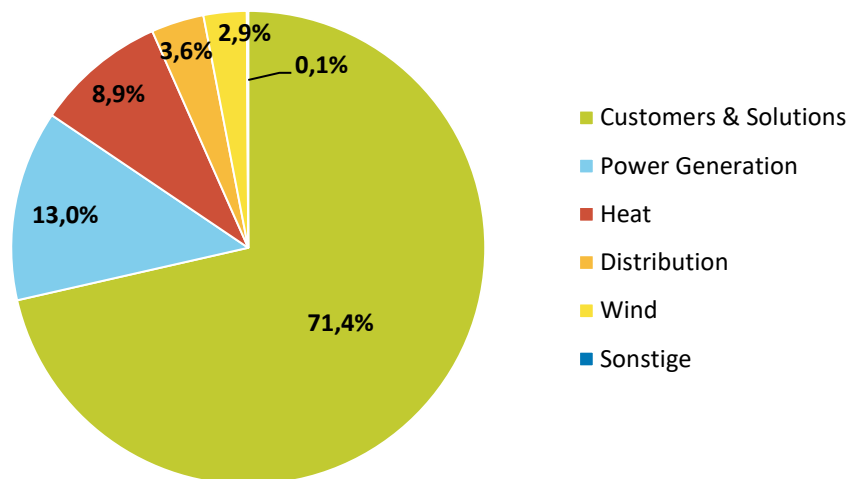
- i. Customers & Solutions (Vertrieb und Kundenlösungen)
- ii. Power Generation (Elektrizitätserzeugung)
- iii. Distribution (Stromverteilung)
- iv. Heat (Fernwärme)
- v. Wind (Windenergie)

Die Umsatzerlöse des Gesamtkonzerns betragen im Jahr 2023 insgesamt 26,2 Mrd. Euro⁸ (Vorjahr: 21,6 Mrd. Euro). Vattenfalls wichtigste Absatzmärkte sind Deutschland (11,9 Mrd. Euro), Schweden (5,0 Mrd. Euro) und die Niederlande (7,7 Mrd. Euro). Dabei konnte der Umsatz in nahezu allen Segmenten gesteigert werden. Das Segment Customer & Solutions verzeichnete diese Steigerung hauptsächlich aufgrund einer wachsenden Kundenbasis, welche um 5 Prozent auf 11,4 Mio. Verträge anstieg. Das Segment Heat verzeichnete die Steigerung des Umsatzes auf Grund von höheren Investitionen in Projekte, welche überschüssige Wärme in das Fernwärmenetz Berlins einspeisen und somit zu höheren Umsätzen führten. Auch im Segment Power Generation führten Investitionen in Form von Sanierungen und Optimierungen zu höheren Kapazitäten bei der Wasserkraft. Im Segment Wind ging der Anstieg des Umsatzes im Wesentlichen auf die Realisierung mehrerer Off- und Onshore Projekte zurück. Einzig die Umsatzerlöse im Segment Distribution sind gesunken; diese Entwicklung war auf den Rückgang von Anschlussverträgen für neue Wohnhäuser und eine vorübergehende Senkung der Stromnetztarife zurückzuführen.

In der folgenden Abbildung wird die konzernexterne Umsatzverteilung je Segment dargestellt. Der größte Anteil entfällt dabei mit knapp 71 Prozent auf das Segment Customers & Solutions. Den zweitgrößten Anteil hat das Segment Power Generation mit 13 Prozent. Das Geschäftssegment Heat macht gut 9 Prozent des Gesamtumsatzes aus. Das Segment Distribution macht 4 Prozent aus. Das Geschäftssegment Wind trägt gut 3 Prozent zum Gesamtumsatz bei. Anhand der Umsatzverteilung zeigt sich, dass der Vattenfall-Konzern Leistungen entlang der gesamten Energie-Wertschöpfungskette anbietet.

⁸ Wechselkurs zum 31.12.2023: 1 Euro entspricht 11,096 SEK.

Abbildung 7: Umsatzverteilung Vattenfall



Das bereinigte EBIT fiel gegenüber 2022 um gut 46,4 Prozent auf 1.803 Mio. Euro (Vorjahr: 3.355 Mio. Euro). Trotz seines großen Anteils an den Umsatzerlösen, trägt das Geschäftssegment Customers & Solution mit nur 37,8 Prozent zum bereinigten EBIT bei. Das Segment Wind reduzierte sich im Vergleich zum Vorjahr und macht in diesem Jahr 32,7 Prozent aus. Schließlich trägt das Segment Heat mit 16,1 Prozent, das Segment Power Generation mit 15,4. Die restlichen EBIT-Anteilen verteilen sich auf das Segment Distribution und das Segment Sonstige rd. 0,1 Prozent.

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 2020 wurde der Block 1 dann endgültig abgeschaltet. Die Abschaltung von Block 2 war bereits am 31. Dezember 2019 erfolgt. Die Demontearbeiten in beiden Reaktoren sollen im Jahr 2024 beginnen. 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 2023 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 des Nachhaftungsgesetzes. 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 wie im Vorjahr insgesamt 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 2023 für KKB 1.027,6 Mio. Euro (Vorjahr: 1.043,2 Mio. Euro) und für KKK 1.331,7 Mio. Euro (Vorjahr: 1.299,3 Mio. Euro). Während sich im Vergleich zum Vorjahr die Rückstellungen bei KKB leicht vermindert haben, sind diese bei KKK leicht angestiegen. Der Anstieg bei KKK ist laut Betreiber im Wesentlichen auf die Verzögerung der SAG und die Inflation zurückzuführen.

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	455,6 Mio. Euro	277,9 Mio. Euro	294,1 Mio. Euro
KKK oHG	529,6 Mio. Euro	427,9 Mio. Euro	374,2 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. 89 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 2023 mit den Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes überein.

Anhand der vorgelegten Unterlagen konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Die bei der Bewertung zugrunde gelegte jährliche Preissteigerung beträgt wie im Vorjahr 2,25 Prozent. Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Im Konzernabschluss von Vattenfall stellen die nach IFRS bewerteten Kernenergie Rückstellungen mit knapp 9,5 Mrd. Euro (68 Prozent) den größten Posten innerhalb der gesamten Rückstellungen (14,1 Mrd. Euro) dar. Von den 9,5 Mrd. Euro an Kernenergie Rückstellungen entfallen 7,8 Mrd. Euro auf schwedische KKW und 1,8 Mrd. Euro auf deutsche KKW. Als zweit- und drittgrößte Rückstellungspositionen folgen die Pensionsrückstellungen mit 2,5 Mrd. Euro (18 Prozent) und Rückstellungen für zukünftige Verpflichtungen aus dem Gas- und Windbetrieb in Höhe von 1,4 Mrd. Euro (10 Prozent). Die sonstigen Rückstellungen betragen 363 Mio. Euro (3 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 vereinnahmt als Holdinggesellschaft hauptsächlich Jahresergebnisse aus den Tochtergesellschaften und Erlöse aus der Erbringung von Servicefunktionen. Darüber hinaus wird den Tochtergesellschaften die notwendige Liquidität zur Verfügung gestellt.

Die Vattenfall GmbH war zum 31. Dezember 2023 mit Eigenkapital in Höhe von 2.196,5 Mio. Euro (Vorjahr: 851,2 Mio. Euro) ausgestattet, davon gezeichnetes Kapital in Höhe von 500 Mio. Euro und eine Kapitalrücklage in Höhe von 512,3 Mio. Euro sowie einem Bilanzgewinn in Höhe von 1.184,2 Mio. Euro. Ursächlich für den hohen Bilanzgewinn 2023 war im Wesentlichen das Beteiligungsergebnis aus einer hohen Gewinnübernahme von der Vattenfall Energy Trading GmbH und einer verbesserten Ergebnissituation bei der Vattenfall Wärme Berlin AG.

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 erneuerbaren Energien sowie Energieverteilung und Vertrieb erzielen. Die prognostizierten Cashflows der laufenden Geschäftstätigkeit enthalten die geplanten Inanspruchnahmen der Kernenergie Rückstellungen. Aus den Planungen des deutschen Vattenfall-Teilkonzerns geht hervor, dass sich die liquiden Mittel auf einem konstanten Niveau bewegen werden.

Zur Bedienung der schwedischen Kernenergie Rückstellungen 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 2023 insgesamt 4,7 Mrd. Euro. Dieser ist als Vermögenswert im Konzernabschluss bilanziert. Wenn der Anteil am Swedish Nuclear Waste Fund ins Verhältnis zu den schwedischen Kernenergie Rückstellungen gesetzt wird, ergibt sich eine Deckungsquote von ca. 60 Prozent.

Vattenfall weist zum 31. Dezember 2023 im Konzernabschluss liquide Mittel in Höhe von 4,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 15,5 Mrd. Euro) aus, wovon 0,5 Mrd. Euro nicht kurzfristig verfügbar sind. 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 2023 betrug der Anteil der kurzfristig zugänglichen Geldmittel am Konzernumsatz ca. 28 Prozent (Vorjahr: 101,8 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 10 Mrd. Euro und ein Medium Term Note mit einem Volumen von 10 Mrd. Euro zur Verfügung. Insgesamt wurden davon ca. 37 Prozent bzw. 7,4 Mrd. Euro zum 31. Dezember 2023 abgerufen. Vattenfall verfügt zudem über eine ungenutzte Kreditlinie in Höhe von 3,0 Mrd. Euro.

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2023 dar. Demnach betragen die verzinslichen Verbindlichkeiten insgesamt 10,9 Mrd. Euro. Diese bestehen hauptsächlich aus Anleiheemissionen. Weiterhin bestehen die verzinslichen Verbindlichkeiten aus langfristigen Anleihen, Hybridkapital und Verbindlichkeiten gegenüber Minderheitsgesellschaftern. Unter Berücksichtigung der wesentlichen Rückstellungen (8,1 Mrd. Euro) sowie der verfügbaren liquiden Mittel (4,2 Mrd. Euro) und sonstiger Korrekturposten (insgesamt 2,2 Mrd. Euro), wie zum Beispiel der hälftige Ansatz des Hybridkapitals, ergibt sich ein Rückgang der bereinigten Nettoverschuldung um 5,7 Mrd. Euro auf 12,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,9 Mrd. Euro). Dies ist in erster Linie auf den Rückgang der liquiden Mittel um 11,0 Mrd. Euro auf 4,2 Mrd. Euro (Vorjahr 15,2 Mrd. Euro) zurückzuführen. Gegenläufig wirkten sich die Rückgänge der Verbindlichkeiten um 5,0 Mrd. Euro auf 10,9 Mrd. Euro (Vorjahr 15,9 Mrd. Euro) und die Entwicklung der wesentlichen Rückstellungen um 0,3 Mrd. Euro auf 8,1 Mrd. Euro (Vorjahr 8,4 Mrd. Euro) aus. Der Rückgang der Verbindlichkeiten ist im Wesentlichen durch die Entwicklung bei Anleiheemissionen und Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von 5,6 Mrd. (Vorjahr: 5,8 Mrd. Euro) und kurzfristige Schulden in Höhe von 1,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,4 Mrd. Euro) eingetreten.

Im Geschäftsjahr 2023 emittierte Vattenfall eine Hybridanleihe im Volumen von 250 Mio. GBP. Diese hat den ersten Reset-Termin nach 63 Monaten und stellt einen Ersatz für die fällige Hybridanleihe aus dem Jahr 2015 in Höhe von 400 Mio. US-Dollar dar.

Im Vorjahr wurden drei Senior-Anleihen in Höhe von 1,65 Mrd. Euro begeben. Zwei davon haben eine Laufzeit von 18 Monaten (variable Anleihe in Höhe von 650 Mio. Euro und festverzinsliche Anleihe in Höhe von 500 Mio. Euro). Die verbleibende Anleihe hat eine Laufzeit von 4 Jahren (Festanleihe in Höhe von 500 Mio. Euro).

Zum 31. Dezember 2023 weist Vattenfall im Geschäftsbericht Verbindlichkeiten aus Anleihen in Höhe von 5,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 5,6 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. Während der Ausblick von Moody's im Vergleich zum Vorjahr auf stabil geblieben ist, fiel der Ausblick bei Standard & Poor's von positiv auf stabil. Insgesamt liegt die Kreditwürdigkeit im Investment Grade Bereich. Im Vergleich zum Vorjahresbericht haben sich die Einschätzungen nicht geändert.

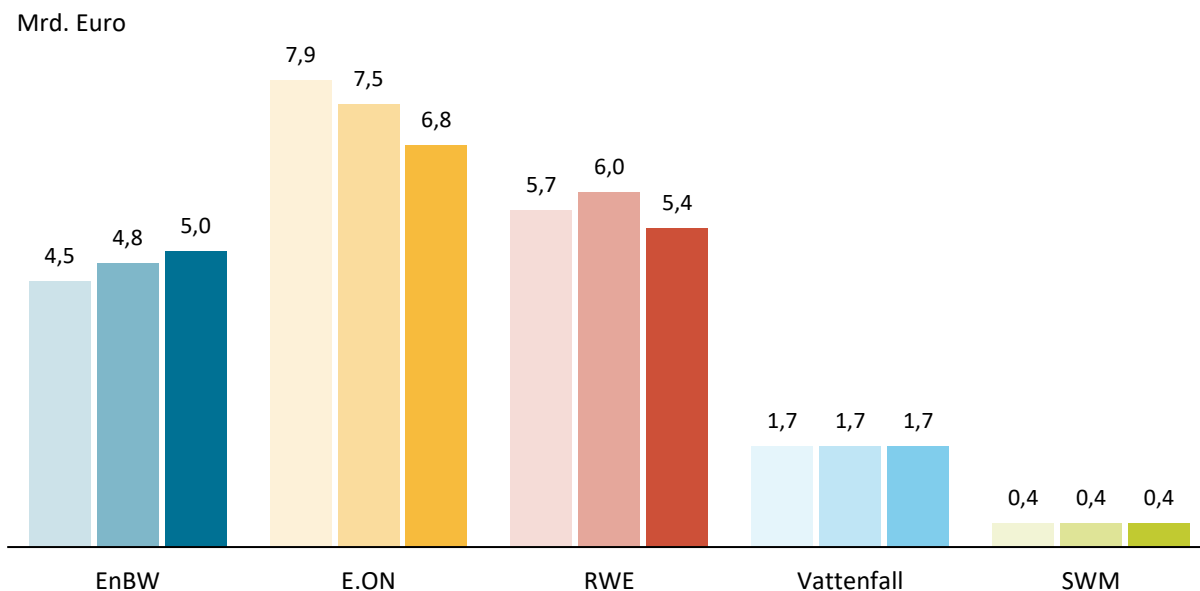
Es liegen keine Anhaltspunkte vor, dass Vattenfall seinen Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen kann.

4 Fazit

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus den Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen zum 31. Dezember 2023 auf Basis der handelsrechtlichen Jahresabschlüsse der Betreiber insgesamt ca. 19,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 20,5 Mrd. Euro).

Diese Rückstellungen sind wie folgt den einzelnen Konzernen zuzuordnen:

Abbildung 8: Rückstellungen der EVU zu den Stichtagen 2021, 2022 und 2023



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.

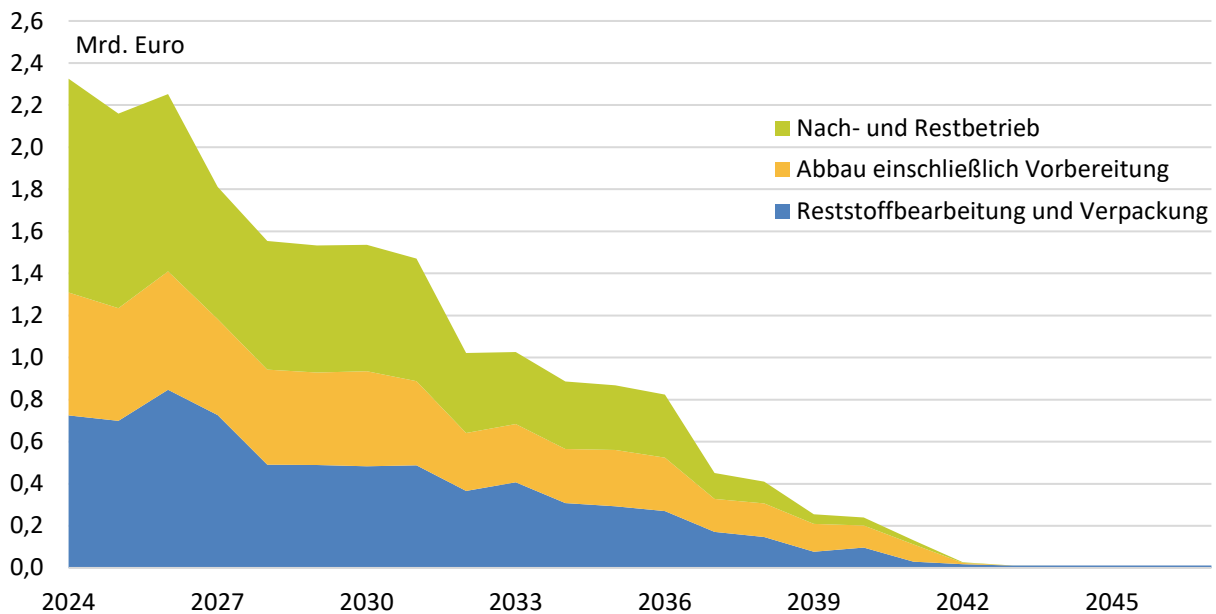
Im Berichtsjahr haben sich die zugrunde gelegten Preissteigerungsraten im Vergleich zum Vorjahr bei allen betrachteten Energieversorgungsunternehmen verringert oder sind konstant geblieben und führten somit zu einer geringeren Rückstellungsbildung. Gleichzeitig wirkten sich die gestiegenen Diskontierungszinssätze rückstellungsmindernd aus. Zudem waren die Inanspruchnahmen von Rückstellungen höher als im Vorjahr. Bei den Zuführungen zu den Rückstellungen hatten einzig EnBW und Vattenfall einen Anstieg im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnen. Unter Berücksichtigung aller oben genannten Effekte führte dies bei EnBW insgesamt dazu, dass sich die Rückstellungen um 0,2 Mrd. Euro erhöhten. Bei den anderen vier EVU hingegen hatten die oben genannten Effekte in Summe eine Abnahme der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen im Jahr 2023 zur Folge, was im Ergebnis zu insgesamt geringeren Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen führte. Somit bestehen Unterschiede zwischen den EVU: In einem Fall haben sich die betrachteten Rückstellungen erhöht (EnBW), in zwei Fällen reduziert (E.ON und RWE) und in ebenfalls zwei Fällen sind sie nahezu gleich geblieben (Vattenfall, SWM).

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

- Nach- und Restbetrieb: 7,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,4 Mrd. Euro)
- Abbau einschließlich Vorbereitung: 5,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 5,3 Mrd. Euro)
- Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle: 6,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,8 Mrd. Euro)

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

Abbildung 9: Eskalierte Ausgaben nach Aufgaben 2024 bis 2047



Die Rückbauverpflichtungen für deutsche KKW fallen über einen langen Zeitraum an. Die Rückstellungsverbräuche verteilen sich voraussichtlich bis zum Jahr 2047, wobei der Hauptteil der Verbräuche in den nächsten Jahren anfallen wird und die Jahresscheiben dann sukzessive kleiner werden.

Im Jahr 2024 planen die Betreiber demnach eskalierte Ausgaben für Rückbauverpflichtungen von ca. 2,3 Mrd. Euro. Ab dem Jahr 2025 betragen die eskalierten Ausgaben für Rückbauverpflichtungen nach derzeitigen Planungen 2,2 Mrd. Euro und ab 2026 werden insgesamt 2,3 Mrd. Euro prognostiziert. Ab 2027 werden kontinuierlich sinkende Ausgaben sowie bis 2029 über alle EVU hinweg Ausgaben von ca. 1,6 Mrd. Euro im jährlichen Durchschnitt erwartet. Mit fortschreitendem Rückbau der Anlagen ist ab dem Jahr 2031 eine deutliche Abnahme der Ausgaben vorgesehen, so dass ab dem Jahr 2034 die Ausgaben aus heutiger Sicht den Betrag von 1 Mrd. Euro pro Jahr dauerhaft unterschreiten würden.

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-⁹ als auch auf Konzernebene analysiert. Es zeigte sich auf Betreiberebene, dass neben den Umsatzerlösen der sich bis zum 15. April 2023 im zeitlich befristeten Weiterbetrieb 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.

⁹ 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 2023 befindet sich die Liquiditätslage über alle EVU hinweg auf einem Niveau welches annähernd vergleichbar mit dem Geschäftsjahr 2021 ist. Im Geschäftsjahr 2022 waren die deutlichen Preissteigerungen an den Commodity-Märkten eine wesentliche Ursache für das hohe Liquiditätsniveau, da die EVU höhere Liquidität halten mussten, um Sicherheitsleistungen für Terminkontrakte zu hinterlegen. Die zum 31. Dezember 2023 in den Geschäftsberichten ausgewiesenen liquiden Mittel betragen zusammengenommen für alle EVU ca. 36 Mrd. Euro (Vorjahr: 54 Mrd. Euro; Geschäftsjahr 2021: 45 Mrd. Euro). Anhand der von allen Betreibern eingereichten Cashflow-Planungen gelangte das BAFA zu der Einschätzung, dass sich in den nächsten drei Jahren voraussichtlich keine Gefährdung der Liquiditätssituation der Konzerne ergeben wird.

Gemeinsam mit den zugesicherten Kreditlinien könnten die Energiekonzerne insgesamt auf Geldmittel von ca. 59,5 Mrd. Euro kurzfristig zurückgreifen. Allerdings unterliegt ein bestimmter Anteil der liquiden Mittel Verfügungsbeschränkungen. Aufgrund der leicht rückläufigen Preisentwicklung an den Commodity Märkten, musste im Vergleich zum Vorjahr weniger an liquiden Mittel bereit gestellt werden, um die Sicherungsgeschäfte an den Terminbörsen abwickeln zu können.

Die gesamten Rückbauverpflichtungen in Höhe von ca. 19,3 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. 6,7 Mrd. Euro geplant. Die zum 31. Dezember 2023 in den Geschäftsberichten ausgewiesenen, verfügbaren liquiden Mittel übersteigen diese um mehr als das Fünffache. Einschränkend ist zu bemerken, dass die in den letzten drei Jahren 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 23,2 Mrd. Euro fast dreieinhalbmal 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.

Im Jahr 2016 hatten die Energiekonzerne EnBW, E.ON und RWE einen Tiefstwert der Eigenkapitalquote zu verzeichnen. 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 finanziellen Verpflichtungen für die Zwischen- und Endlagerung abschließend auf den Staat zu übertragen.

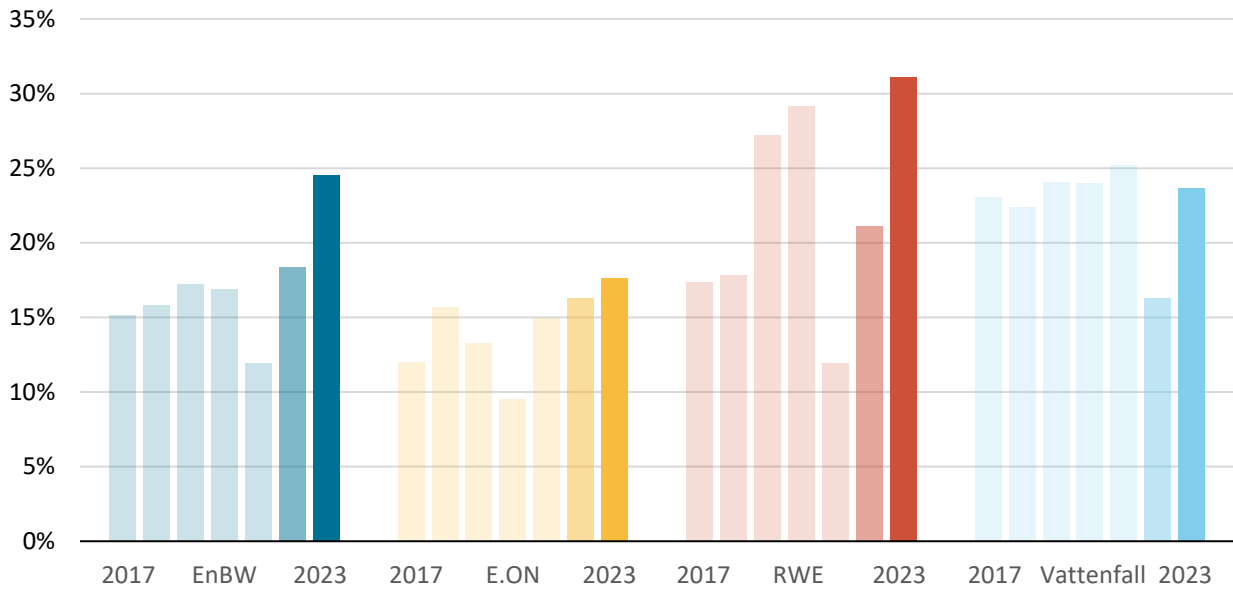
Dies ist in der folgenden Abbildung mittlerweile nicht mehr festzustellen, da die Unternehmen seit diesem Zeitpunkt ihre Eigenkapitalquote signifikant erhöhen konnten.

SWM verfügt über eine Eigenkapitalquote von ca. 51 Prozent und ist in der nachfolgenden Abbildung nicht berücksichtigt. Die Entwicklung der Eigenkapitalquoten der weiteren EVU im Geschäftsjahr 2023 zeigt, dass die Eigenkapitalquote durchweg gesteigert werden konnte. Insgesamt wurde die Entwicklung der Eigenkapitalquoten bei allen Energiekonzernen vor allem durch temporäre Effekte auf den Commodity-Märkten geprägt. Es waren aber auch andere Entwicklungen dafür verantwortlich wie beispielsweise der Konzernüberschuss, Anteilsverkäufe, Dividendenzahlungen an Gesellschafter und Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen.

Die Bilanzsummen haben sich im Vergleich zum Vorjahr bei allen EVU verringert.

Aufgrund der leicht rückläufigen Preisentwicklung an den Energiehandelsmärkten haben sich die Forderungen oder Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten für Commodity-Absicherungsgeschäfte verringert.

Abbildung 10: **Eigenkapitalquote der EVU 31.12.2017 bis 31.12.2023**



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

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. Im Jahr 2023 wurde insbesondere der Abbau der RDB-Einbauten im Block B fokussiert. Ferner erfolgte der Abbau von Systemen und Komponenten in Raumbereichen. Weiterhin fand eine Optimierung der Infrastruktur für die Reststoffbearbeitung statt. 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 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 Corona bedingt 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. Das Atomkraftwerk wurde Ende 2021 abgeschaltet und befindet sich daher seit dem 1. Januar 2022 im sogenannten Nachbetrieb. Innerhalb dieses Nachbetriebs werden die nächsten notwendigen Schritte für den Rückbau der Anlage geschaffen. Der eigentliche Rückbau kann erst erfolgen, wenn die Aufsichtsbehörde die Genehmigung dafür erteilt. In 2023 wurde die Dekontamination des Primärkreislaufes abgeschlossen. Des Weiteren wurden die ersten Stationen der mechanischen Nachzerlegung sowie Reststoffbehandlung, soweit im Rahmen der bestehenden Genehmigung möglich, aufgebaut.

Die Genehmigungsverfahren für Stilllegungs- und erste Abbaugenehmigung (1. SAG) von KBR und zu der am Standort KBR beantragten Genehmigung zur Errichtung eines Zwischenlagers für sonstige radioaktive Abfälle wurden in 2023 fortgeführt. Der Betreiber erwartet, dass der Abbau der Anlage einschließlich des sich des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abriss voraussichtlich bis 2039 andauern wird.

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. Im Jahr 2022 lag der Schwerpunkt weiterhin beim Abbau der RDB-Einbauten. So wurde unter anderem die Zerlegung des Wasser-Dampfabscheiders abgeschlossen. Laut dem Betreiber wurde der Kernmantel bereits zu 50 Prozent zerlegt. Weiterhin lag ein Schwerpunkt in der Aufbereitung der mittlerweile angefallenen Demontagemassen, dem Einrichten von Stau- und Pufferlagerflächen und der Entsorgung von Betriebsabfällen. Im Berichtsjahr 2023 wurde schwerpunktmäßig die Entsorgung in den Fokus gesetzt

indem Freigabeverfahren und weitere Prozesse optimiert wurden. Im März wurde die erste Freigabedokumentation zur Prüfung bei der Behörde eingereicht. Im Jahr 2023 wurde mit der Demontage der Massengewerke fortgeföhren und die Demontearbeiten der RDB-Einbauten im August 2023 abgeschlossen. Nach Angaben des Betreibers wird der Abbau der Anlage voraussichtlich bis 2036 dauern, da sich die 2. Abbaugenehmigung erwartungsgemäß verzögert hat. Des Weiteren plant er, mit dem konventionellen Abriss, der im Anschluss an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung erfolgen soll, sämtliche Abbaupraktivitäten im Jahr 2039 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. Die Anlage nahm am 20. Juni 1988 den kommerziellen Leistungsbetrieb auf, welcher infolge der 13. Novelle des Atomgesetzes von 2011 spätestens mit dem Ablauf des 31. Dezember 2022 beendet werden sollte. Mit der durch den Deutschen Bundestag am 4. Dezember 2022 beschlossenen Erlaubnis eines zeitlich begrenzten Weiterbetriebs der KKW Emsland, Neckarwestheim 2 und Isar 2 wurde das KKW Emsland am 15. April 2023 endgültig abgeschaltet. 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 Ende der 2030er Jahre geplant.

Im Geschäftsjahr 2023 ist atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Lingen (Landkreis Emsland, Niedersachsen) die Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH (KLE). Im Geschäftsjahr 2024 wurde die Gesellschaft Kernkraftwerke Lippe-Ems Gesellschaft mit beschränkter Haftung rückwirkend auf den 01. Januar 2024 auf die RWE Nuclear GmbH verschmolzen.

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. Dieser Abbau wurde im Jahr 2022 erfolgreich abgeschlossen. Parallel dazu wurden auch die Hauptkühlmittelleitungen im Reaktorgebäude demontiert und weitere Raumbereiche im Reaktorgebäude-Ringraum freigeräumt. Die Schwerpunkte der Arbeiten lagen in 2023 auf der Reststoffbehandlung und Abschluss der Zerlegung der Reaktorkerneinbauten. Des Weiteren wurde die Wasserfreiheit erreicht. Stillsetzungsarbeiten und Demontagen erfolgen weiterhin in allen Kontrollbereichsgebäuden. Die Arbeiten zur Zerlegung des RDB sind gestartet. Parallel laufen vorbereitende Tätigkeiten zur Gebäudedekontamination.

Der Abbau wird inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses voraussichtlich bis Mitte der 2030er Jahre dauern.

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. Ab dem 1. Januar 2022 wurde der Nachbetrieb eingeleitet. Das letzte Brennelement wurde am 6. Februar 2022 aus dem Reaktor gehoben. Dort wird es zusammen mit den anderen Brennelementen ca. drei bis vier Jahre im Lagerbecken verbleiben. Im Juni 2022 konnte die Dekontamination des Primärkreises erfolgreich abgeschlossen werden. Somit wurde die Voraussetzung für alle weiteren Rückbauvorarbeiten geschaffen.

Das KWG hat am 6. Dezember 2023 die 1. SAG erhalten. In 2023 wurde die Dekontamination des Primärkreislaufes abgeschlossen. Des Weiteren wurden Stationen für die Reststoffbearbeitung und -behandlung aufgebaut und erste Reststoffe im Rahmen der bestehenden Genehmigung bearbeitet. Das Genehmigungsverfahren zu der am Standort KWG beantragten Genehmigung zur Errichtung eines Zwischenlagers für sonstige radioaktive Abfälle wurde in 2023 fortgeführt.

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 2040er 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 beantragt. Die Ende 2014 beantragte erste Genehmigung für KRB B wurde im März 2019 erteilt. Der Abbauschwerpunkt lag auch in 2023 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. Die Kernbrennstofffreiheit in Block B wurde im September 2022 erreicht. Für KRB C ist dies Mitte der 2020er Jahre vorgesehen. 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. Der Abbau des KKI 1 ist in zwei Schritten geplant. Die Stilllegungs- und erste Abbaugenehmigung hatte PEL in 2017 erhalten. Für die 2. Abbauphase wurde am 4. September 2023 die zweite Abbaugenehmigung erteilt. Alle für den Abbau des KKI 1 erforderlichen Genehmigungen liegen somit vor. Im Jahr 2023 wurden die Stillsetzungsarbeiten und Rückbauaktivitäten im KKI 1 in allen Anlagenteilen fortgesetzt mit den Schwerpunkten in der Demontage und Reststoffbehandlung. Das Projekt zur Demontage der Reaktoreinbauten wurde abgeschlossen. Demontagetätigkeiten erfolgen am Sicherheitsbehälter. Vorbereitende Tätigkeiten für die Gebäudedekontamination wurden aufgenommen.

Ein vollständiges Ende der Arbeiten inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses erwartet der Betreiber Ende der 2030er Jahre.

Da die Betreiberin sich entschied, die durch das 19. AtGÄndG eröffnete Möglichkeit das KKI 2 bis zum Ablauf des 15. April 2023 zu nutzen, musste die Rückbauplanung angepasst und einzelne Tätigkeiten vorübergehend ausgesetzt werden.

Das KKI 2 befindet sich seit 1988 im kommerziellen Leistungsbetrieb. Diesen musste die Anlage aufgrund des 13. AtGÄndG von 2011 ursprünglich spätestens zum Ende des Jahres 2022 einstellen. Der Bundestag beschloss am 4. Dezember 2022 das 19. AtGÄndG, welches einen befristeten Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 erlaubte. Der Antrag auf eine erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung wurde Mitte 2019 gestellt, der Scoping-Termin im März 2020 durchgeführt. Die Genehmigungsverfahren zur Stilllegung von KWG, KBR und KKI 2 und zur Errichtung von Zwischenlagern an den Standorten KWG und KBR wurden im Jahr 2022 fortgeführt. Nach Abschaltung von KKI 2 am 15. April 2023 wurden Sonderbrennstäbe in entsprechenden Köchern abgefertigt. Diese verbleiben nun bis zur finalen Beladung in Transport- und Lagerbehältern im Lagerbecken von KKI 2. Des Weiteren liefen die Vorbereitungen zur Reinigung des primären Kühlkreislaufs Anfang 2024. Das Genehmigungsverfahren für die 1. SAG von KKI 2 wurde in 2023 fortgeführt. Die Erteilung der 1. SAG erfolgte am 21. März 2024, so dass im darauf folgenden Monat mit dem Rückbau begonnen werden konnte.

Das vollständige Ende aller Abbauarbeiten wird Anfang 2040 erwartet.

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. Am 20. Juni 2024 wurde der Antrag auf Stilllegung und Abbau von der Aufsichtsbehörde genehmigt.

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. Schwerpunkt im Geschäftsjahr 2022 waren bei der Entsorgung unter anderem die Konditionierung vorzerlegter Core-Schrotte, die Beschaffung einer Ballenpresse einschließlich einer Aufstellungshalle. Im Bereich Abbau wurden weitere Vorbereitung zur Stilllegung getroffen. So wurde eine neue Abgabeleitung für Abwässer und neue luftgekühlte Druckluftkompressoren in Betrieb genommen. Im Berichtsjahr 2023 wurde schwerpunktmäßig die Entsorgung in den Fokus gesetzt. Einige dieser Punkte waren der Abschluss der anlagenweiten radiologischen Charakterisierung und die Qualifizierung der Ballenpresse. Darüber hinaus wurden bereits in Vorbereitung des Rückbaus der Reaktordruckbehälter systemtechnisch isoliert und mit der Auskleidung des Flutraumbodens begonnen. Nach Erhalt der SAG, welche laut Vattenfall im Juni 2024 durch das MEKUN erteilt wurde, wird zeitnah mit dem Rückbau begonnen werden, 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 Ende 2041 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 anderweiger 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 Reaktorhilfsanlagegebäude. Im Jahr 2023 stand die Baustelleneinrichtung zum Abbau der RDB-Einbauten im Fokus. Auch der Abbau von Einrichtungen wurde weiter betrieben und ist soweit fortgeschritten, dass bereits einige Räume vollständig entkernt sind. 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.

Die Kernkraftwerk Lingen GmbH (KWL) wurde am 9. September 2022 mit Rückwirkung zum 1. Januar 2022 auf die RWE Nuclear GmbH verschmolzen. Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Lingen (Landkreis Emsland, Niedersachsen) ist mithin die RWE Nuclear 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. Im Jahr 2023 wurde schwerpunktmäßig der Abbau der Reaktordruckbehältereinbauten fortgesetzt. Insgesamt ist der Abbau der Systeme und Einrichtungen soweit fortgeschritten, dass unter anderem die Ringräume entkernt und weite Teile des Primärkreises abgebaut sind. 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, so dass der Abbau des Reaktordruckbehälters abgeschlossen werden konnte. In 2022 wurde der Rückbau von Anlagenteilen im Maschinenhaus weitgehend abgeschlossen. Insgesamt wurden sämtliche Großkomponenten der Anlage abgebaut. Auch im Jahr 2023 wurde der konventionelle Abriss im Maschinenhaus fortgesetzt. Darüber hinaus wurde der Reaktordruckbehälter vollständig entfernt. Der Fokus lag jedoch auf dem Abbau von Betonstrukturen innerhalb des Reaktorgebäudes. Ein Ende der Abbau-Arbeiten inklusive der anschließenden Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung wird voraussichtlich Anfang der 2030er Jahre erfolgen. Dem schließt sich ein konventioneller Abriss und/oder eine anderweitige Nutzung verbliebener Gebäude an.

GKN 2 nahm den kommerziellen Leistungsbetrieb im Jahr 1989 auf. Der Betreiber nutzte die Möglichkeit gemäß des 19. AtGÄndG vom 4. Dezember 2022 GKN 2 bis zum Ablauf des 15. April 2023 – und somit über das zuvor vorgesehene Enddatum für den Leistungsbetrieb am 31. Dezember 2022 hinaus – 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. Am 5. April 2023 hat das Umweltministerium Baden-Württemberg die 1. SAG vor dem Ende des Leistungsbetriebs zum 15. April 2023 erteilt und von der EnKK am 16. Mai 2023 in Anspruch genommen. Im laufenden Jahr 2023 konnte die erste größere Rückbau-Aktivität, die Dekontamination des Primärkreises, abgeschlossen werden. 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. Zuletzt wurden die Oberflächendekontamination in den Räumen des Kontrollbereichs sowie weitere Arbeiten fortgesetzt. Auch im Jahr 2023 wurden diese Dekontaminationsmaßnahmen weiter fortgesetzt um das angestrebte Ziel, die Entlassung der Anlage aus der atomrechtlichen Überwachung, zu erreichen. Der Betreiber geht davon aus, dass der Abbau des atomrechtlich überwachten Teils Ende 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 Abbauschwerpunkte lagen in 2022 auf Arbeiten im Maschinenhaus, welche weiter fortgeschritten sind sowie Abbauarbeiten am Sicherheitsbehälter im Reaktorgebäude. Darüber hinaus wurde mit dem Abbau des Reaktordruckbehälters begonnen. Auch im Jahr 2023 wurden diese Abbauschwerpunkte weiter in den Fokus gelegt. 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. Als Voraussetzung für die geplante Demontage der Einbauten des Reaktordruckbehälters, wurde in 2022 im Besonderen mit der Überführung der noch vorhandenen abgebrannten Brennelemente in das Brennelement-Zwischenschichtlager am Standort begonnen. Im Jahr 2023 wurde die Überführung dieser letzten Brennelemente in das Zwischenlager am Standort abgeschlossen. Im Anschluss daran konnte mit der Demontage der Einbauten des Reaktordruckbehälters begonnen werden. Ein vollständiges Ende der Abbauarbeiten inklusive der anschließenden Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung ist nach Betreiberangabe voraussichtlich Mitte der 2030er Jahre möglich. Dem schließt sich ein konventioneller Abriss und/oder eine anderweitige Nutzung verbliebener Gebäude an. Der Betreiber berichtet ferner, dass es in 2022 an den EnKK-Standorten zum Teil noch zu terminkritischen Auswirkungen durch die anhaltende COVID-19-Pandemie kam.

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. Im Jahr 2022 wurde ein weiterer Meilenstein erreicht, da der Ausbau der Betonstrukturen des Sicherheitsbehälters nach rund fünfjähriger Arbeit am 14. November 2022 erfolgreich beendet werden konnte. Im KKS wurden 2023 Arbeiten zur Geländefreigabe und Gebäudedekontamination fortgeführt. Der Kontrollbereich im Reaktorgebäude wurde umgewidmet und somit der letzte permanente Kontrollbereich am Standort aufgelöst. Der konventionelle Abriss hat begonnen. Der Fertigstellungstermin für den Abbau ist weiterhin für 2026 geplant. Das vollständige Ende aller Abbauarbeiten wird in 2029 erwartet.

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 Zerlege-Arbeiten an Einbauten des Reaktordruckbehälters, die dann im Februar 2020 begonnen und im Mai 2021 abgeschlossen werden konnten. In 2021 wurden die Grundlagen (Reinigung und Entleerung des Lagerbeckens) gelegt welche zur Wasserfreiheit des RDB führen. Im Jahr 2022 wurde der Meilenstein der Wasserfreiheit dann erreicht. Aktuell wird die Demontage des Reaktordruckbehälters und vorbereitende Arbeiten zur Gebäudekontamination aufgenommen.

Im KKKU ist im Geschäftsjahr 2023 die Demontage RDB abgeschlossen. Derzeit wird das Bioschild rückgebaut. Parallel laufen vorbereitende Arbeiten zur Gebäudedekontamination. Des Weiteren werden die anfallenden Reststoffe im Reststoffbehandlungszentrum bearbeitet sowie vorbereitende Tätigkeiten zum Ausbau der Dampferzeuger aufgenommen. Der Abbau wird inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses voraussichtlich bis Mitte der 2030er Jahre dauern.

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. Auch das Jahr 2022 stand im Zeichen der Auslagerung. So wurde im Januar 2022 eine Leichtbauhalle im Überwachungsbereich errichtet um dort anschließend eine Betonier Straße mit der entsprechenden Gerätetechnik aufzubauen.

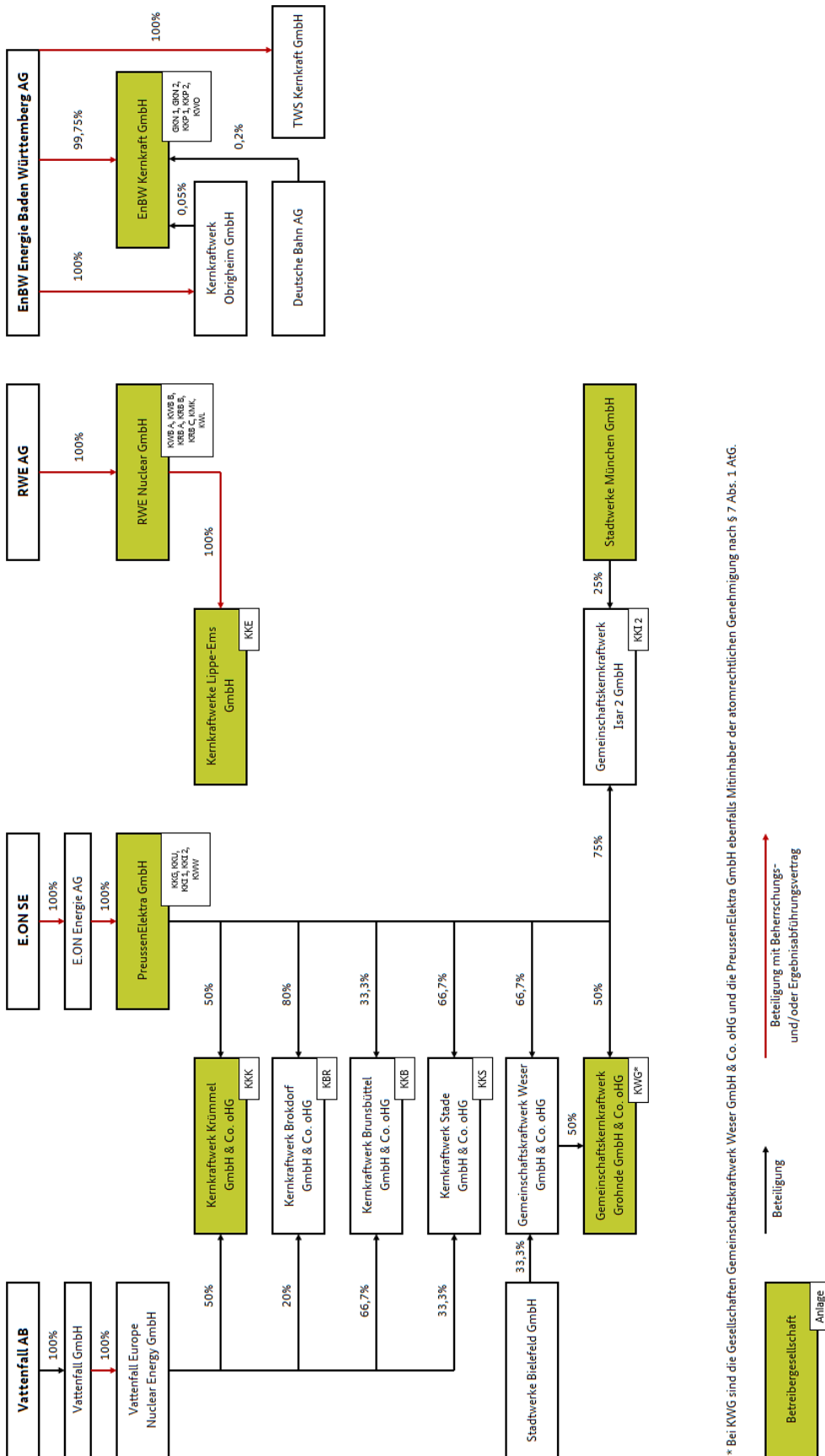
Im KWW wurden in 2023 die Arbeiten zur Auslagerung und Verpackung von Fassgebinden aus dem Gebäude des ehemaligen unabhängigen Nachkühlsystems (UNS) in Endlagercontainer weitergeführt. Zudem wurde im Überwachungsbereich des KWW die Betonier-Straße in der eigens dafür errichteten Leichtbauhalle abgenommen. Im UNS-Zwischenlager begann der Aufbau der umfangreichen Gerätetechnik zur fernhantierten Handhabung, Bearbeitung und Verpackung von Fässern. Die Beladung des ersten Konrad Containers erfolgte am 23. Oktober 2023 mit anschließender Betonierung zur endlagergerechten Verpackung.

Der Abbau wird inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses voraussichtlich bis Mitte der 2030er Jahre dauern.

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

Vorabfassung - wird durch eine lektorierte fassung ersetzt.

B: Organigramm der Betreiber und der EVU



* Bei KWG sind die Gesellschaftern Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG und die PreussenElektra GmbH ebenfalls Mitinhaber der atomrechtlichen Genehmigung nach § 7 Abs. 1 AG.