

Kurzstellungnahme zum UVP- Bericht „Betriebsverlängerung und Erhöhung der thermi- schen Leistung der Reaktor- blöcke Olkiluoto 1 und Olkilu- oto 2“

Klicken Sie hier, um den Unterti-
tel einzugeben.

W. Klein-Heßling
F. Michel
T. Robbert
L. Hentschel

Januar 2025
Auftrags-Nr.: 813100/03

Anmerkung:

Dieser Bericht wurde von der Gesell-
schaft für Anlagen- und Reaktorsi-
cherheit (GRS) gGmbH im Auftrag
des BMUV im Rahmen des Vorha-
bens 4722I01310 erstellt.

Der Auftraggeber behält sich alle
Rechte vor. Insbesondere darf die-
ser Bericht nur mit seiner Zustim-
mung zitiert, ganz oder teilweise ver-
vielfältigt werden bzw. Dritten
zugänglich gemacht werden.

Der Bericht gibt die Auffassung und
Meinung des Auftragnehmers wie-
der und muss nicht mit der Meinung
des Auftraggebers übereinstimmen.

Deskriptoren

Umweltverträglichkeitsprüfung, Olkiluoto, Laufzeitverlängerung, Leistungserhöhung

Inhaltsverzeichnis

1	Veranlassung, Auftrag und Vorgehensweise	1
2	Zusätzliche Informationen	3
2.1	Anlagenkonzept und Anlagenmodifikationen	3
2.2	Mögliche Folgen von hypothetischen Unfällen in finnischen Kernkraftwerken.....	14
3	Diskussion sicherheitstechnischer und grenzüberschreitender radiologischen Aspekte der UVP.....	17
3.1	Zielsetzung und Aufbau des UVP-Berichts	17
3.2	Allgemeine Beschreibung des Vorhabens	19
3.2.1	Sachverhalt.....	19
3.2.2	Bewertung	21
3.3	Kurzbeschreibung des Standorts	22
3.3.1	Lage des Standorts.....	22
3.3.2	Kühlwasserversorgung	22
3.3.3	Klimatische Bedingungen	23
3.4	Einwirkungen von außen (EvA).....	23
3.4.1	Sachverhalt.....	23
3.4.2	Bewertung	24
3.5	Kurzbeschreibung der Anlage und der Anlagenmodifikationen	25
3.6	Darstellung des Sicherheitsniveaus	27
3.6.1	Sachverhalt.....	27
3.6.2	Bewertung	28
3.7	Alterungsmanagement und Langzeitbetrieb.....	29
3.7.1	Sachverhalt.....	29
3.7.2	Bewertung	30
3.8	Unfallverhalten und Quellterm.....	32
3.8.1	Sachverhalt.....	32
3.8.2	Bewertung	35
3.9	Grenzüberschreitende Auswirkungen	37

3.9.1	Sachverhalt.....	37
3.9.2	Bewertung	41
4	Zusammenfassende Darstellung der Bewertung	45
5	Zusammenfassung	51
	Literaturverzeichnis.....	53
	Abbildungsverzeichnis.....	57
	Tabellenverzeichnis.....	57

1 Veranlassung, Auftrag und Vorgehensweise

Der vorliegende Bericht /TVO 24/ der Teollisuuden Voima Oyj (TVO) zur Umweltverträglichkeitsprüfung beschreibt das Vorhaben zur geplanten Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerksblöcke Olkiluoto 1 und Olkiluoto 2 um zehn beziehungsweise 20 Jahre sowie einer möglichen geplanten Leistungserhöhung um 10 % sowie die daraus folgenden möglichen Umweltauswirkungen sowie die Ergebnisse der Beurteilung der Auswirkungen, die die Grenzen des finnischen Staates überschreiten. Der Freistaat Sachsen hat sich bereits am vorhergehenden Scoping-Verfahren beteiligt und eine Stellungnahme /SME 24/ hierzu abgegeben.

Entsprechend dem LAA-Beschluss vom 01.07.2021 unterstützt das BMUV die Bundesländer bei deren Beteiligung an grenzüberschreitenden UVP-Verfahren, insbesondere bei der Vorbereitung fachlicher Stellungnahmen. Vor diesem Hintergrund wurde die GRS vom BMUV, S I 4, am 08.01.2025 mit der Unterstützung des sächsischen Staatsministeriums für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft (SMEKUL) bei der Vorbereitung einer fachlichen Stellungnahme zu /TVO 24/ beauftragt. Hierfür sind die vorliegenden UVP-Unterlagen zu prüfen und die aus technischer Sicht wesentlichen Punkte zu beschreiben, die Eingang in eine fachliche Stellungnahme finden könnten. Weiterhin soll eine kurze Beschreibung des Vorhabens erfolgen. Die Ausgestaltung der Stellungnahme ist letztendlich Sache des SMEKUL.

Die nachfolgende Ausarbeitung der GRS beschränkt sich ausschließlich auf technische Aspekte, die im Zusammenhang mit der nuklearen Sicherheit und den grenzüberschreitenden radiologischen Auswirkungen stehen. Für die hier vorliegende Stellungnahme wurden auch zusätzliche Unterlagen herangezogen. Darin enthaltene, für die Bewertung der UVP /TVO 24/ relevante Aussagen sind in Kap. 2 umfassend dargestellt. Die eigentliche Analyse des UVP-Berichts erfolgt in Kap. 3, wobei jeweils im ersten Schritt der Sachverhalt dargestellt wird und anschließend eine Bewertung erfolgt. In Kap. 4 erfolgt eine zusammenfassende Darstellung der Bewertung. Dieses Kapitel kann somit als Grundlage für eine Stellungnahme dienen. Eine Zusammenfassung der Kurzstellungnahme der GRS findet sich in Kapitel 5.

Grenzüberschreitende radiologische Auswirkungen sind im Wesentlichen bedingt durch die Eintrittswahrscheinlichkeit von Unfällen sowie die dann mögliche anschließende Ausbreitung der freigesetzten Spaltprodukte. Gerade im Hinblick der geplanten Laufzeitverlängerung in Kombination einer möglichen Leistungserhöhung ist aus Sicht der GRS die

Einhaltung ausreichender Sicherheitsmargen sowie die Umsetzung des sicherheitstechnischen Konzepts nach Stand von Wissenschaft und Technik von Bedeutung. Zur Abschätzung der Folgen einer radiologischen Ausbreitung sollten aussagekräftige Quellterme in der UVP dargestellt werden.

Auf Basis der in diesem Bericht durchgeführten Bewertung der relevanten Sachverhalte werden Fragen abgeleitet. Durch diese Vorgehensweise ist es möglich, noch offene Fragen zur UVP, z. B. im Rahmen eines Konsultationsgesprächs, zu klären.

2 Zusätzliche Informationen

Dieses Kapitel enthält zusätzliche Informationen, welche für die Diskussion und Bewertung des vorliegenden UVP-Berichts herangezogen wurden. Da im UVP-Bericht die Beschreibung zum Anlagenkonzept sowie der durchgeführten Anlagenmodifikationen nur sehr allgemein beschrieben sind, wurden zusätzlich detailliertere Informationen herangezogen. Diese sind im folgenden Kapitel 2.1 zusammenfassend beschrieben. In Kap. 2.2 werden zusätzliche Informationen zum Quellterm dargestellt.

2.1 Anlagenkonzept und Anlagenmodifikationen

Bei den Reaktorblöcken OL1 und OL2 handelt es sich um Siedewasserreaktoren (SWR) von ABB (ehemals Asea-Atom). Beide Reaktorblöcke sind nahezu identisch und gehören zur dritten Generation dieser Baureihe. Die Unterschiede zu den vorhergehenden beiden Generationen der Baureihe finden sich vor allem in der Verstärkung von Sicherheitssystemen und Maßnahmen zum Umgang mit schweren Störfällen sowie Einwirkungen von außen. Die Anzahl der Redundanzen, die räumliche Trennung und die Diversität der Sicherheitssysteme sind bei der dritten Generation stärker ausgeprägt /EIS 16/. Ab der dritten Generation ist das Sicherheitssystem ein viersträngiges, physikalisch getrenntes System (4 x 50 %) mit separater Notstromversorgung. Zwei unabhängige Kernnotkühlsysteme sichern die Kernkühlung. Diese sind das Kernsprühsystem (Niederdruck) und das Notspeisewassersystem (Hochdruck). Das Kernsprühsystem bezieht Kühlmittel aus der Kondensationskammer. Diese beinhaltet 2.600 t Kühlmittel. Das Notspeisewassersystem wird aus separaten Vorrattanks versorgt /STE 21/.

Sicherheitsbehälter

Der Sicherheitsbehälter ist vom Reaktorgebäude umschlossen, welches als sekundäres Containment dient. Der Sicherheitsbehälter ist als Spannbetonkonstruktion mit einem metallischen Innenliner, der die Dichtheit sicherstellt, ausgeführt. Das kompakte Design mit einer minimalen Menge an Ausrüstungen, die im Sicherheitsbehälter installiert sind, sowie die Verwendung interner Hauptumwälzpumpen führen zu einer Reduzierung des Sicherheitsbehältervolumens. Während des Betriebes der Anlage wird das Containment mit Inertgas gefüllt /STE 21/.

Systeme zur Nachwärmeabfuhr

Die reguläre Wärmeabfuhr erfolgt über den Kondensator als erste Wärmesenke, wobei der Reaktordruck über das Turbinenkontrollsystem geregelt wird. Erreicht der Reaktordruck einen Wert unter 12 bar, wird die Nachwärme vom Nachwärmeabfuhrsystem (siehe Abb. 2.1, Nr. 712) abgeführt. Sollte der Kondensator nicht zur Verfügung stehen, wird das Nachwärmeabfuhrsystem genutzt, um den Reaktordruck über die Kondensationskammer bis auf 12 bar abzusenken. Das Nachwärmeabfuhrsystem besteht aus vier Strängen /STE 21/.

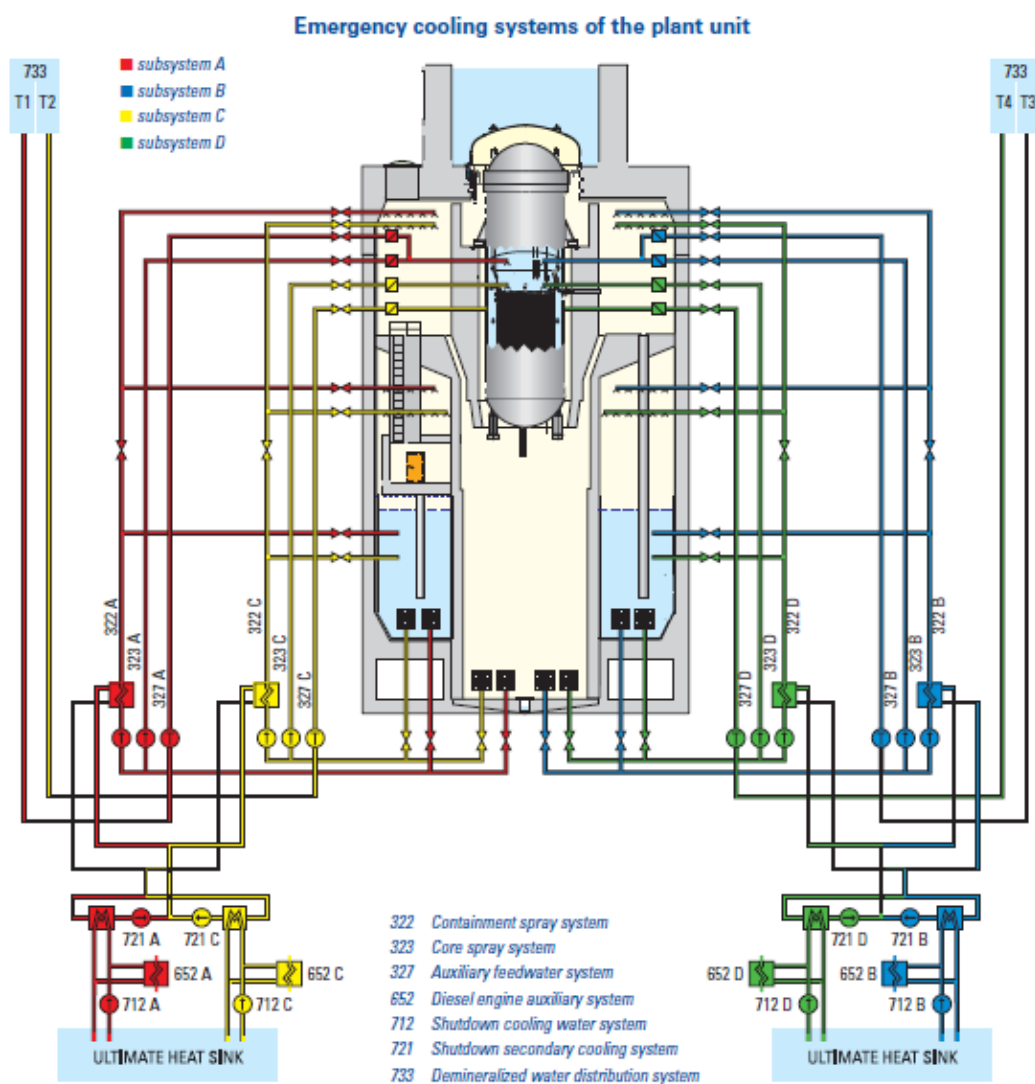


Abb. 2.1 Aufbau der Notkühlsysteme (aus /TVO 08/)

Das Notkühlsystem verfügt über ein Hochdruck- und ein Niederdrucksystem mit jeweils vier getrennten Schienen. Die Systeme verwenden entweder Kühlmittel aus der Kondensationskammer oder aus einer externen Quelle und werden für Kühlmittelverluststörfälle genutzt. Das Kernsprühsystem (Abb. 2.1, Nr. 323), welches aus vier Strängen diversitär zum Nachwärmeabfuhrsystem besteht, wird im Fall von Kühlmittelverlust-Störfällen mit schneller Druckabsenkung (großes Leck) genutzt. Das Notspeisewassersystem (Abb. 2.1, Nr. 327) besteht ebenfalls aus vier unabhängigen Strängen und sichert die Kernkühlung bei kleinen Lecks, die keine schnelle Druckabsenkung zur Folge haben. In diesem Fall wird die automatische Druckentlastung über verschiedene Druckentlastungsventile zur Kondensationskammer ausgeführt und das Kernsprühsystem übernimmt die Kernkühlung. Das viersträngige Containmentsprühsystem (Abb. 2.1, Nr. 322) ist einzelfehlerfest und nach dem N+2 Kriterium ausgelegt (4 x 50 %). Die Deionat-Vorratsbehälter haben eine Kapazität von 900 t was für 1,5 Tage Kernkühlung reicht. Über das Feuerlöschsystem ist eine Auffüllung möglich. Sollten alle oben genannten Systeme ausfallen, wird die Wärme über die gefilterte Druckentlastung an die Umgebung abgegeben. Bei Ausfall der Kühlung der Koka ist eine Druckentlastung des Containments nach acht Stunden notwendig /STE 21/.

Stromversorgung

Bei Revisionen oder Unterbrechungen des Generators wird der Strom aus dem 400 kV Netz oder dem 110 kV Netz über die Starttransformatoren entnommen. Das interne Verteilungsnetz ist in vier parallele Untersysteme unterteilt, die unabhängig und physikalisch voneinander getrennt sind (A, B, C und D). Gleichstromsysteme und batteriegepufferte Wechselstromsysteme versorgen unter anderem Steuerungssysteme und Ventilmotorantriebe mit Strom.

Wenn der 400 kV Netzanschluss der Anlage unterbrochen wird und der Wechsel auf Eigenlastbetrieb nicht möglich ist, wird automatisch innerhalb von 1 – 2 Sekunden auf das nationale 110 kV Stromnetz umgeschaltet. Wenn das 110 kV Netz verfügbar ist, die automatische Umschaltung jedoch fehlschlägt, kann das Betriebspersonal die Verbindung manuell herstellen. Das 110 kV Netz ist über zwei Transformatoren mit den elektrischen Schienen der Anlage verbunden. Jeder Fremdnetztransformator kann 40 MVA an Leistung, aufgeteilt auf zwei 6,9 kV Anschlüsse, abgeben. Über das 110 kV Netz kann auch ein nahegelegenes Wasserkraftwerk mit dem Standort verbunden werden. Ist keine externe Stromquelle verfügbar, werden die Notstromdieselgeneratoren (4 x 50 %)

automatisch innerhalb von 10 s gestartet. Sollte der automatische Start fehlschlagen, können die Notstromdiesel auch manuell gestartet werden.

Im Fall eines Station-Blackouts (SBO) kann die Anlage über eine Gasturbinenanlage versorgt werden. Die Gasturbinenanlage verfügt über zwei 50 MW Generatoreinheiten mit jeweils zwei Gasturbinen. Jede Gasturbine allein kann alle Blöcke der Anlage mit dem erforderlichen Notstrom versorgen. Die Gasturbinenanlage ist über eigene erdverlegte Leitungen mit den 6,6 kV Eigenbedarfsschienen des Kraftwerkes verbunden.

Bei Verlust der externen Stromversorgung, der Notstromdieselgeneratoren und Verlust der alternativen Notstromversorgung durch Gasturbinen stehen nur die Notstrombatterien zur Verfügung. Die Kapazität der redundanten Notstrombatterien beträgt $4 \times 50 \%$, in einigen Sicherheitsfunktionen der unteren Klasse $2 \times 100 \%$. Jede Redundanz befindet sich in einem eigenen Brandschutzraum. Die Batteriekapazitäten liegen je nach Redundanz zwischen 13 und 30 Stunden /STE 21/.

Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes

Folgende Systeme sind implementiert /STE 21/:

- Die Druckentlastung erfolgt durch Öffnen von acht Ventilen des Reaktorentlüftungssystems. Die Ventile können auch manuell geöffnet werden. Zum Öffnen dieser Ventile wird eine batteriegepufferte Stromversorgung benötigt. Wenn die automatische Druckentlastung des Reaktordruckbehälters nicht funktioniert, stehen zusätzliche S&E-Ventile zur Druckentlastung bereit.
- Das Druckentlastungssystem soll den Sicherheitsbehälter vor Überdruck im Fall eines hohen Kühlmittelverluststörfalls mit gleichzeitiger Beeinträchtigung der Druckunterdrückungs-Funktion schützen. Das Überdruckschutzsystem ist eine Rohrleitung mit einem Durchmesser von 600 mm und einem Überdruckventil mit Berstscheibe (Berstdruck 7 bar). Das System wurde so konzipiert, dass es vom oberen Drywell direkt in die Atmosphäre bläst.
- Das Containment-Sprühsystem wird verwendet, um den Druck zu senken und radioaktive Substanzen in der Atmosphäre in Form von Aerosolen auszuwaschen. Es besteht eine redundante Wasserversorgung des Sprühsystems, was bedeutet, dass das System auch während eines Totalausfalls verfügbar ist.

- Die Funktion des gefilterten Druckentlastungssystems besteht darin, die Freisetzung von Dampf und Gasen aus dem Sicherheitsbehälter in die Umwelt auf kontrollierte Weise zu ermöglichen, wenn ein Druckanstieg die Integrität des Sicherheitsbehälters gefährdet. Das System besteht aus Druckentlastungsleitungen vom Wet- und Drywell, einer zweistufigen Filtereinheit und einer Ablassleitung zur Umgebung. Die Filtereinheit besteht aus einem Nasswäscher mit Venturi-Düsen, gefolgt von einem Tröpfchenabscheider und einem Edelstahlfaserfilter.
- Die Strategie zur Verhinderung des Durchschmelzens der Bodenplatte besteht darin, die Reaktorgrube unter dem Reaktordruckbehälter mit Wasser zu füllen. Dies kann über zwei Rohrleitungen erfolgen, die jeweils mit zwei Ventilen versehen sind. Die Ventile können entweder vom Hauptkontrollraum aus oder lokal manuell geöffnet werden. Um sicherzustellen, dass alles geflutet ist, bevor das geschmolzene Corium in dieses Kompartiment gelangt, muss die Flutung mindestens eine halbe Stunde vor dem Durchschmelzen des Druckbehälters beginnen, das heißt im Zusammenhang mit Worst-Case-Szenarien muss innerhalb von 30 Minuten nach Beginn des Unfalls mit der Flutung der Reaktorgrube begonnen werden. Die Flutung des unteren Drywells ist die zeitkritischste Maßnahme in den Unfallmanagementsystemen.

Anlagenmodifikationen

Die Blöcke wurden im Laufe der Jahrzehnte umfangreichen Änderungen und Modernisierungsarbeiten unterzogen. So wurde die Leistung beider Blöcke in vier Schritten von 660 MW auf 885 MW erhöht (1982 – 1984, 1995 – 1998, 2005 – 2006 und 2010 – 2012). Dabei wurde unter anderem von 8 x 8 Brennelementen auf 10 x 10 Brennelemente umgestellt. Zwischen 1995 und 1998 wurden an beiden Blöcken umfassenden Modernisierungsarbeiten durchgeführt. Es wurden die Dampfabscheider, der Generator und der Haupttransformator gewechselt, die internen Komponenten der Niederdruckturbinen und des Turbinensteuerungssystems und Turbinenschutzsystems wurden ersetzt und die Hochdruckturbine wurde modifiziert. In den Jahren 2005 – 2006 wurde die Modernisierung der Turbinenanlagen fortgeführt. Die Nacherhitzer sowie Hochdruckturbinen, Dampftrockner und 6,6 kV-Schaltanlagen wurden ausgetauscht und die Turbinenprozessautomatisierung modernisiert /STE 21/. Eine detaillierte Aufführung der durchgeführten Modifikationen findet sich in Tab. 2.1.

Tab. 2.1 Übersicht der Anlagenmodifikationen in OL1 und OL2 /DUK 24/

Betrifft	Maßnahme	Erläuterung	Quellen	Block/Datum
Brennelemente	Austausch der 8x8 Brennstoffelemente mit 10x10 Brennstoffelementen	Die neuen Brennstoffelemente sind in der Lage, 40 % mehr Strom zu erzeugen. Dies führt zu einer Erhöhung der thermischen Leistung von 2.150 auf 2.500 MW.	/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1994 – 1998
Dampfabscheider	Austausch	Dies führt zu einer Erhöhung der thermischen Leistung von 2.150 auf 2.500 MW.	/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1994 – 1998
Hochdruckturbine	Austausch der Ventile	Austausch der Ventile an der Hochdruckturbine. Dies führt zu einer Erhöhung der thermischen Leistung von 2.150 auf 2.500 MW.	/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1994 – 1998
Generator	Austausch	Dies führt zu einer Erhöhung der thermischen Leistung von 2.150 auf 2.500 MW.	/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1994 – 1998
Generator	Austausch der Haupttransformatoren	Dies führt zu einer Erhöhung der thermischen Leistung von 2.150 auf 2.500 MW.	/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1994 – 1998
Gleichstromsystem	Austausch der Gleichrichter	Aufgrund von Alterung, der abnehmenden Verfügbarkeit von Ersatzteilen und der steigenden Wartungskosten wurden diese ausgetauscht	/STU 07/	Olkiluoto 1 & 2 2004 – 2007
Containment	Austausch der Dichtungen in der Dehnungsfuge	Die eingebauten Dichtungen in der Dehnungsfuge, welche den oberen Trockenschacht mit dem Nassschacht trennt, wurden ausgetauscht.	/STU 07/	Olkiluoto 1 & 2 2005
Speisewassersystem	Erneuerung der Speisewasserverteiler	Es wurden Risse an den alten Verteilern festgestellt.	/STU 07/	Olkiluoto 1 & 2 2004 – 2005
Dampftrockner	Austausch	Aufgrund der Leistungserhöhung im Jahre 1998 ist der Feuchtigkeitsgehalt zwischen Reaktor und Turbine gestiegen. Es wurden effizientere Dampftrockner eingebaut.	/STU 07/	Olkiluoto 1 & 2 2005 – 2006

Betrifft	Maßnahme	Erläuterung	Quellen	Block/Datum
Hochdruck-turbine	Austausch	Austausch der Hochdruckturbine und des Zwischenüberhitzers aufgrund der Leistungserhöhung.	/STU 07/	Olkiluoto 1 & 2 2005 – 2006
Mittelspan-nungsschalt-anlagen	Austausch der Mittelspan-nungsschaltanlagen	Aufgrund von Alterung, der abnehmenden Verfügbarkeit von Ersatzteilen und der steigenden Wartungskosten wurden diese ausgetauscht	/STU 07/	Olkiluoto 1 & 2 2005 – 2006
Hauptdampf-leitung	Austausch der Absperrventile durch Absperrschieber (wedge gate valves)	Die alten Ventile neigten dazu, sich bei zunehmendem Dampfmassenstrom zu schließen. Dies hat zur Folge, dass der Druck in der Hauptdampfleitung steigt und weitere Absperrventile schließen.	/STU 13/	Olkiluoto 1 2010 Olkiluoto 2 2011
Brandschutz	Austausch der Rohrdurchleitungen durch Gummimanschetten-Durchführungen	Alle in den Räumen der Notkühlsystemumpen befindlichen Rohrdurchführungen wurden unterhalb der Höhe +10 durch zugelassene Brand- und Druckdurchführungen ersetzt.	/STU 13/	Olkiluoto 1 & 2 2010
Strahlenschutz	Austausch der Strahlungsmessgeräte	Die Strahlungsmessgeräte wurden allesamt ausgetauscht sowie weitere Geräte eingesetzt. Ziel ist es, die neuen Geräte an repräsentativeren Stellen zu platzieren, je nach Betriebserfahrung.	/STU 13/	Olkiluoto 1 & 2 2008
Abschlämm-system	Austausch von elektrischen Pilotventilen	Acht elektrische Pilotventile des alten Typs sowie zwei neue wurden ausgetauscht. Die neuen Ventile verfügten über eine neue Beschichtung. Diese Beschichtung oxidierte und verklemmte das Ventil.	/STU 13/	Olkiluoto 1 & 2 2010 – 2011
Hauptdampf-leitung	Einsatz fehlender Ventilsteuerleitung	Es wurde festgestellt, dass die Ventilsteuerleitung entfernt und nicht ersetzt wurde. Dies hätte zur Folge, dass die Absperrventile nicht automatisch schließen, wenn es erforderlich wäre.	/STU 13/	Olkiluoto 1 & 2 2012

Betrifft	Maßnahme	Erläuterung	Quellen	Block/Datum
Strahlenschutz	Austausch der Strahlungsmessgeräte	In beiden Blöcken wurden die radionuklidspezifischen Aktivitätsmessgeräte, die für die Erkennung von Brennstofflecks eingesetzt werden, ausgetauscht.	/STU 16/	Olkiluoto 1 & 2 2014
Niederspannungsverteilungssystem	Austausch der Schaltanlagen	Grund dafür sind die angestiegenen Wartungskosten und die Notwendigkeit der Modernisierung der Schaltanlagen	/STU 16/	Olkiluoto 1 & 2 2016
Hauptspeisewasserpumpe	Austausch der T-Verbindung der Rohrleitungen	Feststellung der Risse durch thermische Ermüdung an der Innenseite der T-Verbindung der Rohrleitungen zwischen dem Speisewassersystem und dem Abschaltkühlsystem	/STU 19/	Olkiluoto 1 & 2 2015 – 2016
Hauptumwälzpumpen	Austausch	Grund dafür ist die Alterung der Pumpen	/STU 19/	Olkiluoto 1 & 2 2016 – 2018
Notstromdieselgeneratoren	Erneuerung	Aufgrund von verschlechterter Ersatzteilversorgung und schwindender Unterstützung der Hersteller wurde die Wartung immer schwieriger. Die neuen Dieselgeneratoren können sowohl mit Luft als auch mit Meerwasser gekühlt werden.	/STU 22a/	Olkiluoto 1 & 2 2021 – 2025
Beladungsmaschine	Erneuerung	Die Erneuerung beinhaltet den Austausch der mechanischen Ausrüstung sowie die elektrischen und leittechnischen Systeme.	/STU 22a/	Olkiluoto 1 & 2 2021 – 2025
Hauptumwälzpumpen	Austausch der Laufräder	Durch den Austausch ist der Betrieb in Volllast und eine Einsparung des Strombedarfs der Pumpen um 25% möglich, da drei von vier Hauptumwälzpumpen für den normalen Betrieb völlig ausreichend sind.	/TVO 22/	Olkiluoto 1 2022
Containment	Austausch der elektrischen Durchführungseinrichtung		/TVO 22/ /TVO 23/	Olkiluoto 1 & 2 2022 – 2023

Betrifft	Maßnahme	Erläuterung	Quellen	Block/Datum
Nachwärme-abfuhrsystem	Austausch der Pumpen und Ventile	Altersbedingter Austausch der Pumpen und Ventile im Nachwärmeabfuhrsystem	/TVO 22/	Olkiluoto 1 2022
Turbine	Modernisierung	Erneuerung der Turbinenleittechnik	/TVO 23/	Olkiluoto 2 2023
Abgasentlüftungssystem	Austausch der Notlüfter		/TVO 23/	Olkiluoto 2 2023
Neue Systeme und Komponenten				
Schwere Unfälle	Installation des Containment-Überdruckschutzsystems		/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1998
Schwere Unfälle	Installation einer gefilterten Druckentlastung		/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1998
Schwere Unfälle	Flutungssystem für die Reaktorgrube	Ein passives System zur Flutung der Reaktorgrube zur Kühlung des Coriums und Verhinderung oder Verzögerung eines Durchschmelzens des Fundaments wurde installiert.	/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1998
Schwere Unfälle	Befüllungssystem des Containments aus externer Quelle		/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1998
Turbinenanlage	Installation eines neuen computergestützten Automatisierungssystems	Das System verbessert das Informationsmanagement und die Steuerung der Turbinenanlage und erleichtert die Wartung von Komponenten	/STU 10/	Olkiluoto 2 2005 Olkiluoto 1 2006
Notfallwarte	Errichtung einer Notfallwarte	Gemäß der STUK-Verordnung Y/1/2016 muss ein KKW über eine zusätzliche von der Hauptschaltwarte unabhängige Schaltwarte verfügen.	/STU 16/	Olkiluoto 1 & 2 2015 – 2016

Betrifft	Maßnahme	Erläuterung	Quellen	Block/Datum
Hochdruck-Hilfsspeisewassersystem	Installation eines Hochdrucksystems	Im Falle eines totalen Stromausfalls wäre die Integrität des Reaktorkerns nicht gewährleistet, daher muss ein Hochdrucksystem, bestehend aus einer dampfbetriebenen Turbinenpumpe, installiert werden.	/STU 19/	Olkiluoto 1 & 2 2018
Brennelement-lagerbecken	Installation von Rohrleitungen zur Wassereinspeisung über das Feuerlöschsystem	Primär gilt das Meer als ultimative Wärmesenke. Alternativ dazu kann über das Feuerlöschsystem auch Wärme abgeführt werden.	/STU 14/	Olkiluoto 1 & 2 2013 – 2015
Ertüchtigung, Verbesserung und Modifikation von Systemen und Komponenten				
Hochdruck-turbine	Modifikation	Dies führt zu einer Erhöhung der thermischen Leistung von 2.150 auf 2.500 MW.	/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1994 – 1998
Speisewasser-system	Modifikation	Dies führt zu einer Erhöhung der thermischen Leistung von 2.150 auf 2.500 MW.	/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1994 – 1998
Nachwärme-abfuhrsystem	Erhöhung der Kapazität	Dies führt zu einer Erhöhung der thermischen Leistung von 2.150 auf 2.500 MW.	/STU 01/	Olkiluoto 1 & 2 1994 – 1998
Kondensat-system	Senkung der Temperatur im Kondensatreinigungsfilter	Der Vorwärmer befand sich ursprünglich vor dem Filter und wurde hinter den Filter gesetzt. Dadurch sind die Ionenaustauschharze des Filters länger im Betrieb.	/STU 07/	Olkiluoto 1 & 2 2003 – 2004
Turbinen-/Re-aktorleistungs-überwachung	Erweiterung des Überwachungssystems	Im Falle eines Ungleichgewichts zwischen Turbinen- und Reaktorleistung wird der Reaktor teilweise abgeschaltet und die Reaktorleistung auf ein Niveau begrenzt, dass mit der Turbinenleistung vereinbar ist.	/STU 07/	Olkiluoto 1 & 2 2004
Probenahme-system	Verbesserung des Probenahmesystems	Die Gasprobenahme im Gasraum des RSB muss auch bei schweren Unfällen möglich sein.	/STU 07/	Olkiluoto 1 & 2 2005

Betrifft	Maßnahme	Erläuterung	Quellen	Block/Datum
Hilfsspeise- wassersystem	Modifikation	Bei einem Ausfall der Kühlung durch die primäre ultimative Wärmesenke (Meerwasser) wird durch demineralisiertes Wasser dennoch eine Kühlung der Komponenten gewährleistet.	/STU 21/	Olkiluoto 1 & 2 2020
Nachwärme- abfuhrsystem	Verschiedene Verbesserungen	Ermöglichung einer alternativen Wärmeabfuhr durch Wassereinspeisung in die Brennelementlagerbecken, Ausstattung aller Becken mit einem Temperatur- und Füllstandmesssystem.	/STU 19a/	Olkiluoto 1 & 2
Turbine	Modifikation	Wechsel des Turbinenöls	/TVO 23/	Olkiluoto 1 2023
Gebäude und bauliche Maßnahmen				
Brennelementbecken	Erweiterung des Brennelementzwischenlagerbeckens	Im Rahmen des Projekts wurden drei zusätzliche Becken gebaut. Die Erweiterung erhöht die Kapazität für die Aufnahme der abgebrannten Brennelemente aus den Blöcken 1, 2 und 3 des Kraftwerks Olkiluoto.	/STU 16/	Olkiluoto 1 & 2 2015
EVA	Änderungen an den Betriebsverfahren der Anlage	Damit die in Betrieb befindlichen Blöcke externe Ereignisse standhalten, wurde das Betriebsverfahren geändert.	/STU 19a/	Olkiluoto 1 & 2

2.2 Mögliche Folgen von hypothetischen Unfällen in finnischen Kernkraftwerken

Im Bericht /STU 22/ wurde eine Bewertung der Umweltauswirkungen radioaktiver Freisetzen aus schweren Reaktorunfällen für finnische Kernkraftwerke (KKW) durchgeführt. Drei hypothetische radioaktive Freisetzen (Basisfall, großer und sehr großer Fall) mit unterschiedlichen Ausmaßen wurden berücksichtigt. Der Basisfall stellt eine Freisetzung dar, die dem in den Anforderungen für schwere Reaktorunfälle festgelegten Grenzwert /FIN 20/ entspricht, und die beiden anderen Fälle stellen daher äußerst unwahrscheinliche Situationen dar, in denen die Notmaßnahmen zur Mitigation der Unfallfolgen versagt haben. Das Ausmaß des sehr großen Falls ähnelt dem des KKW-Unfalls in Fukushima und ist ungefähr eine Größenordnung kleiner als das des KKW-Unfalls in Tschernobyl, während das Ausmaß des großen Falls ungefähr eine Größenordnung kleiner ist.

Die Idee hinter der Analyse verschiedener Fälle mit unterschiedlichen Ausmaßen in dem Bericht ist es, Schätzwerte für die Notwendigkeit und das Ausmaß der Schutzmaßnahmen zu erstellen. Die Quellterme sind daher nur grobe Schätzungen der möglichen Freisetzen. So sind beispielsweise genaue Inventare, Freisetzungspfade und Ausgangsumstände, die zum Unfall geführt haben, einzigartig, hängen stark von Faktoren wie Reaktortyp und Abbrand ab und sind im Voraus nicht vorhersagbar. In allen Fällen wird ein (teilweises) Versagen der Barrierefunktion des Containments unterstellt.

Im Basisfall ist die Barrierefunktion des Containments beeinträchtigt. Die Leckage beträgt etwa 10 %/Tag, also mehr als das Zehnfache der Leckage bei intakter Eindämmung. Die Freisetzung in die Umwelt erfolgt sechs Stunden nach Reaktorabschaltung. Die Freisetzung von Cs-137 wurde auf 100 TBq festgelegt und die Freisetzen von Cs-134, I-131, Sr-89, Sr-90 und Te-127m werden anhand des Inventars des Reaktors skaliert. Die Freisetzung dieser Nuklide dauert drei Stunden. Darüber hinaus werden 2 % des Gesamtinventars an Edelgasen (Kr-87, Kr-88, Xe-133 und Xe-135) während der ersten zwölf Stunden freigesetzt.

Im großen Fall ist die Sicherheitshülle beschädigt. Die Leckage beträgt etwa 100 %/Tag, also mehr als das Hundertfache der Leckage bei intakter Sicherheitshülle. Die Leckage beeinflusst den Druckaufbau im Containment. Die Freisetzung erfolgt kurz (eine Stunde) nach Reaktorabschaltung. Bei der Freisetzung werden während der ersten drei Stunden 1 % des Cs-137-, Cs-134- und I-131-Inventars, 0,4 % des Te-127m-Inventars und

0,004 % des Sr-89- und Sr-90-Inventars freigesetzt. Darüber hinaus werden während der ersten zwölf Stunden 20 % der gesamten Edelgasbestände (Kr-87, Kr-88, Xe-133 und Xe-135) freigesetzt.

Im sehr großen Fall handelt es sich um einen Fall im Nichtleistungsbetrieb mit offenem Sicherheitsbehälter. Die Leckage beträgt etwa 1.000 %/Tag, also mehr als das 1.000-fache des Werts bei intaktem Sicherheitsbehälter. Ein Druckanstieg im Sicherheitsbehälter erfolgt nicht. Die Freisetzung erfolgt 48 Stunden nach Beginn der Wartung und Reaktorabschaltung. Die Freisetzung ist etwa eine Größenordnung größer als im großen Fall und bei der Freisetzung werden 10 % des Cs-137-, Cs-134- und I-131-Inventars, 4 % des Te-127m-Inventars und 0,04 % der Sr-89- und Sr-90-Inventars während der ersten drei Stunden freigesetzt. Darüber hinaus werden die Kerninventare an Edelgasen (Kr-87, Kr-88, Xe-133 und Xe-135) während der ersten zwölf Stunden vollständig freigesetzt.

Die angenommenen Quellterme sind in Tab. 2.2 dargestellt.

Tab. 2.2 Ermittelte mögliche Quellterme der betrachteten Fälle (aus /STU 22/)

Case	Radio-nuclide	Loviisa [TBq]	Olkiluoto 1&2 [TBq]	Olkiluoto 3 [TBq]	Hanhikivi [TBq]
Basic	Cs-137	100	100	100	100
	Cs-134	150	110	140	150
	I-131	880	1×10^3	670	880
	Sr-89	3.2	4.4	2.7	3.2
	Sr-90	0.3	0.3	0.3	0.3
	Te-127m	53	5.6	3.9	53
	Kr-87	19	40	60	49
	Kr-88	1×10^3	2×10^3	3.2×10^3	2.5×10^3
	Xe-133	5.8×10^4	1.0×10^5	1.7×10^5	1.5×10^5
	Xe-135	2.2×10^4	4.2×10^4	7.4×10^4	5.5×10^4
Large	Cs-137	1.6×10^3	2.4×10^3	6.1×10^3	4.1×10^3
	Cs-134	2.4×10^3	2.6×10^3	8.3×10^3	6.0×10^3
	I-131	1.5×10^4	2.5×10^4	4.2×10^4	3.7×10^4
	Sr-89	52	110	160	130
	Sr-90	4.7	7.2	18	12
	Te-127m	850	130	240	2.1×10^3
	Kr-87	3.0×10^3	6.0×10^3	9.3×10^3	7.5×10^3
	Kr-88	3.4×10^4	7.0×10^4	1.1×10^5	8.6×10^4
	Xe-133	5.8×10^5	1.0×10^6	1.7×10^6	1.5×10^6
	Xe-135	2.3×10^5	4.5×10^5	8.0×10^5	5.7×10^5
Very Large	Cs-137	1.6×10^4	2.4×10^4	6.1×10^4	4.1×10^4
	Cs-134	2.4×10^4	2.6×10^4	8.3×10^4	6.0×10^4
	I-131	1.5×10^5	2.5×10^5	4.2×10^5	3.7×10^5
	Sr-89	520	1×10^3	1.6×10^3	1.3×10^3
	Sr-90	47	72	180	120
	Te-127m	8.5×10^3	1.3×10^3	2.4×10^3	2.1×10^4
	Kr-87	2.6×10^4	5.2×10^4	8.0×10^4	6.4×10^4
	Kr-88	2.2×10^5	4.5×10^5	6.9×10^5	5.5×10^5
	Xe-133	2.9×10^6	5.2×10^6	8.7×10^6	7.4×10^6
	Xe-135	1.1×10^6	2.3×10^6	4.0×10^6	2.8×10^6

3 Diskussion sicherheitstechnischer und grenzüberschreitender radiologischer Aspekte der UVP

In diesem Kapitel erfolgt die Diskussion und Bewertung des vorliegenden UVP-Berichts /TVO 24/. Die Ausarbeitung der GRS beschränkt sich ausschließlich auf technische Aspekte, die im Zusammenhang mit der nuklearen Sicherheit und den radiologischen Auswirkungen stehen. Die einleitenden Unterkapitel 3.1 und 3.2 beschreiben die Zielsetzung und Aufbau des UVP-Berichts und enthalten eine zusammenfassende Beschreibung des Vorhabens, insbesondere der vorgeschlagenen Alternativen.

3.1 Zielsetzung und Aufbau des UVP-Berichts

Ziel des Umweltverträglichkeitsprüfungsverfahrens ist es, die erheblichen Umweltauswirkungen des geplanten Vorhabens mit ausreichender Genauigkeit zu analysieren. Dazu werden Informationen bereitgestellt, die die Planung und Entscheidungsfindung im Zusammenhang mit dem Vorhaben unterstützen, aber auch den verschiedenen Beteiligten einen besseren Zugang zu Informationen und Beteiligungsmöglichkeiten in der Planungsphase des Vorhabens zu ermöglichen (/TVO 24/, S. 7). Als Hintergrund sind hierzu die Vereinbarungen über die Umweltverträglichkeitsprüfung im grenzüberschreitenden Rahmen in der sogenannten Espoo-Konvention zu nennen. Der Aufbau des UVP-Berichts /TVO 24/ ist in Tab. 3.1 zusammenfassend dargestellt.

Tab. 3.1 Gliederung des UVP-Berichts

Kapitel	Inhalt
1	Darstellung des Betreibers und des Hintergrunds des Vorhabens <ul style="list-style-type: none">• Angaben zum Betreiber TVO• Hintergrund des Vorhabens und Zeitplan• Betrachtete Alternativen• Kurzbeschreibung der Anlage• Kurzbeschreibung des Standorts• Beziehung zu anderen Vorhaben
2	Nukleare Sicherheit und Strahlenschutz <ul style="list-style-type: none">• Gesetzgebung und behördliche Überwachung im Bereich Kernenergie• Nukleare Sicherheit• Strahlenschutz und Strahlenüberwachung

Kapitel	Inhalt
3	<p>Beschreibung des Vorhabens</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zusammenfassung (der Auswirkungen) der Alternativen • Laufzeitverlängerung <ul style="list-style-type: none"> – Alterungsmanagement – Verfügbare Technik – Konstruktion und Anlagenmodifikationen – Kühlwasser – Brennstoff und radioaktiver Abfall – Radiologische Freisetzung • Leistungserhöhung <ul style="list-style-type: none"> – Baumaßnahmen und Anlagenmodifikationen – Kühlwasser – Brennstoff und radioaktiver Abfall – Radiologische Freisetzung • Beendigung der Aktivitäten (Stilllegung)
4	<p>Vorgehensweise der Umweltverträglichkeitsprüfung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausgangslage • Stakeholder • Prozedur der UVP • Zeitplan • Teilnahme • Stellungnahmen und Meinungen • Berücksichtigung des UVP-Verfahrens bei Planung und Entscheidungsfindung
5	<p>Ansatzpunkte für die Umweltverträglichkeitsprüfung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Beschreibung der verwendeten Methoden
6	<p>Umweltverträglichkeitsprüfung (<i>Liste der relevanten Themen</i>)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kap. 6.7: Boden, Felsgestein und Grundwasser (inkl. Erdbeben) • Kap. 6.15: Abfall und Abfallbehandlung • Kap. 6.16: Freisetzung radioaktiver Stoffe und Strahlenbelastung • Kap. 6.17: Gesundheit der Bevölkerung • Kap. 6.18: Störfälle und Unfälle • Kap. 6.19: Grenzüberschreitende Auswirkungen • Kap. 6.20: Gemeinsame Auswirkungen • Kap. 6.21: Beendigung der Aktivitäten (Stilllegung)
7	Zusammenfassung der Umwelteinwirkungen
8	Follow-up und Monitoring der Auswirkungen
9	Der Lizenz- und Genehmigungsprozess des Projekts und die Beziehung des Projekts zu Plänen und Programmen
10	Quellen
A1	Abkürzungsverzeichnis
A2	Beteiligte Experten

Kapitel	Inhalt
A3	Stellungnahme der koordinierenden Behörde zum Programm zur Umweltverträglichkeitsprüfung <ul style="list-style-type: none"> • Inkl. Stellungnahmen der teilnehmenden Länder
A4	Die Berücksichtigung der Stellungnahme der koordinierenden Behörde zum UVP-Programm bei der Erstellung des Bewertungsberichts
A5	Kühlwasser-Modellierungsbericht
A6	Naturata Screening

3.2 Allgemeine Beschreibung des Vorhabens

3.2.1 Sachverhalt

Das Kernkraftwerk umfasst drei Reaktorblöcke: Olkiluoto 1 (OL1), Olkiluoto 2 (OL2) und Olkiluoto 3 (OL3). Die kombinierte Stromproduktion der Kraftwerksblöcke lag im Jahr 2023 bei 24,67 TWh, was ca. 31 % des in Finnland erzeugten Stroms entspricht. Betreiber ist die Teollisuuden Voima Oyj (TVO), welche auch für das UVP-Verfahren des Projekts zuständig ist (/TVO 24a/, S. 6). Im Rahmen des Projekts untersucht TVO die Möglichkeit, den Betrieb der Blöcke OL1 und OL2 zu verlängern und die thermische Leistung zu erhöhen. Die Kraftwerksblöcke OL1 und OL2 am Standort Olkiluoto sind laut /TVO 24a/ identische Siedewasserreaktoren, welche im Jahr 1978 (OL1) bzw. im Jahr 1980 (OL2) in Betrieb genommen worden sind. OL1 und OL2 liefern derzeit eine Nettoleistung von je 890 MW.

Die ursprüngliche Laufzeit beider Blöcke betrug 40 Jahre. Die Betriebsdauer wurde dann auf 60 Jahre verlängert und ihre derzeitigen Betriebsgenehmigungen haben bis 2038 Gültigkeit. Im Rahmen des zu untersuchenden Projekts wird die Möglichkeit geprüft, die Betriebsdauer der Reaktorblöcke bis 2048 oder alternativ bis 2058 zu verlängern. Laut /TVO 24a/, S. 6 werden in den mit der Fortsetzung des Betriebs zusammenhängenden Studien die Auswirkungen der Verlängerung der Lebensdauer u. a. auf Anlagentechnik, Strahlensicherheit, Entsorgung abgebrannter Brennelemente sowie Lizenzierung untersucht.

Die thermische Leistung der Reaktorblöcke betrug zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme 2.000 MW und wurde in zwei Phasen auf die heutige Leistung von 2.500 MW erhöht. Ausgangspunkt der zu untersuchenden Leistungserhöhung ist eine Steigerung der

thermischen Reaktorleistung um 10 % auf 2.750 MW, was einer Erhöhung der Nennleistung der Kraftwerksblöcke von derzeit 890 MW auf 970 MW entspricht. Laut /TVO 24a/, S. 7 wurde eine Voruntersuchung über die Erhöhung der thermischen Leistung der Reaktorblöcke im Verlauf des Jahres 2022 erstellt. In die Projektplanungsphase fielen u. a. die Durchführung von Sicherheitsanalysen, die Definition der erforderlichen Anlagenänderungen und die Erstellung eines Grundsatzplans, welcher im Frühjahr 2024 fertiggestellt wurde.

Sofern die Durchführung der Leistungserhöhung beschlossen wird, müssen laut /TVO 24a/, S. 7 neue Betriebsgenehmigungen beantragt werden. Laut /TVO 24a/ können die für die Erhöhung der Leistung erforderlichen Anlagenänderungen bereits im Rahmen der derzeitigen Betriebsgenehmigung realisiert und implementiert werden. Der höheren Leistung entsprechende neue Genehmigungen würden frühestens so beantragt, dass sie im Jahr 2028 in Kraft wären. TVO hat bis Ende 2028 eine periodische Sicherheitsüberprüfung für OL1 und OL2 durchzuführen. Laut /TVO 24a/ können die erstellten Dokumente beim Beantragen neuer Betriebsgenehmigungen im Hinblick auf die Leistungserhöhung dienlich sein. Bei Umsetzung der Leistungserhöhung würde der Betrieb der Kraftwerksblöcke entweder bis 2048 oder bis 2058 fortgesetzt.

Laut /TVO 24/, S. 32 ff., wurden die im Hinblick auf das Alterungsverhalten der technischen Einrichtungen erforderlichen Analysen für eine Betriebsdauer von 60 Jahren erstellt. Dabei wurde die Eignung von OL 1 und OL 2 für diese Betriebsdauer nachgewiesen. Ein entsprechender Nachweis für eine Betriebszeit von 70 bzw. 80 Jahren steht noch aus. Dies soll bis zum Erreichen der Betriebsdauer von 60 Jahren im Jahr 2038 erfolgen.

Für beide Aspekte ist gemäß dem finnischen UVP-Gesetz (252/2017) eine UVP durchzuführen. Insgesamt werden somit fünf Optionen betrachtet (Abb. 3.1). Laut /TVO 24a/, S. 8 benötigen die Optionen VE1 und VE2 neue Betriebsgenehmigungen. Bei der Option VE1 werden diese vor dem Jahr 2038 beantragt, in dem die geltenden Betriebsgenehmigungen auslaufen. Bei Option VE2 mit einer Leistungserhöhung erfolgt die Beantragung im Laufe des Jahres 2028. Falls der Betrieb der Kraftwerksblöcke nicht fortgesetzt wird (Option VE0) erfolgt ihre Stilllegung ab 2038. Bei einer Laufzeitverlängerung erfolgt diese nach Ablauf der neuen Betriebsgenehmigung, d. h. ab 2048 bzw. 2058.

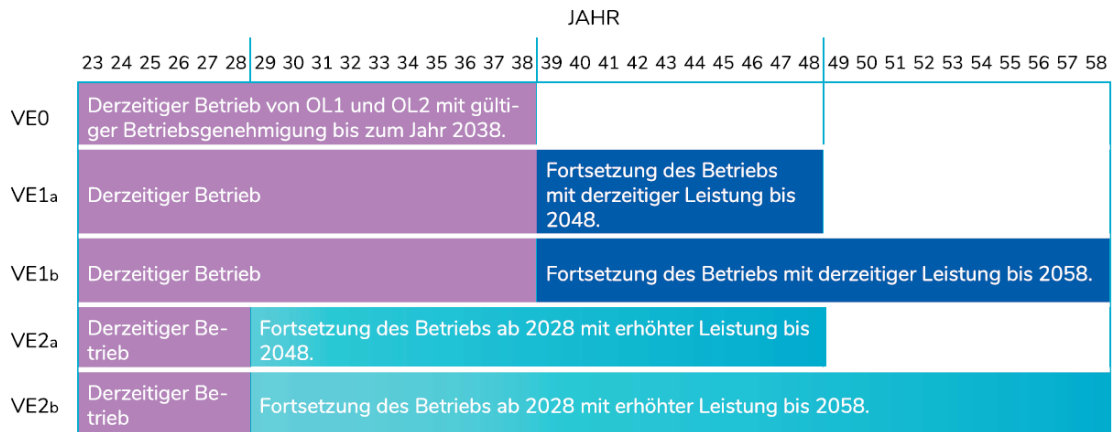


Abb. 3.1 Im Rahmen des UVP-Verfahrens geprüfte Optionen (/TVO 24a/, S. 8)

3.2.2 Bewertung

Laut UVP-Bericht muss TVO bis Ende 2028 eine periodische Sicherheitsüberprüfung vorlegen. Die im Rahmen der periodischen Sicherheitsüberprüfung erstellten Unterlagen können bei der Beantragung neuer Betriebsgenehmigungen infolge der Leistungssteigerung herangezogen werden. Die YVL-Leitfäden und ihre Anforderungen gelten in vollem Umfang nur für neue Kernkraftwerke. Für bestehende Kernkraftwerke wie OL1 und OL2 trifft STUK eine Durchsetzungsentscheidung darüber, wie und in welchem Umfang die Anforderungen des Leitfadens gelten. Die Sicherheitsbewertung erfolgt auf Basis der eingereichten PSÜ, weiteren Dokumenten und den Ansichten der STUK (/TVO 24/, S. 284). Weitere Details zur anstehenden PSÜ werden nicht genannt (Bezug zur Rückmeldung seitens SMEKUL /SME 24/). Laut /TVO 24/, S. 17, wurde bereits im Jahr 2022 eine vorläufige Sicherheitsanalyse zur Leistungserhöhung durchgeführt.

Sofern im Vorhaben eine Leistungserhöhung durchgeführt wird, ist diese für 2028 vorgesehen. Bei Umsetzung der Leistungserhöhung würde der Betrieb der Kraftwerksblöcke entweder bis 2048 oder bis 2058 fortgesetzt. Der Nachweis im Hinblick auf das Alterungsverhalten für eine Betriebszeit von 70 bzw. 80 Jahren soll erst bis zum Erreichen der Betriebsdauer von 60 Jahren im Jahr 2038 erfolgen.

Fragen zum Themenkomplex „Vorhaben OL1 und OL2“

1. Wann wird eine geplante Leistungserhöhung umgesetzt und werden parallel dazu die Nachweise, dass alle sicherheitsrelevanten Alterungsphänomene für die angestrebte Betriebszeit von 70 bzw. 80 Jahren durch geeignete Maßnahmen

(Alterungsmanagementprogramme) beherrscht werden, für die dann angedachte Laufzeitverlängerung vorab erstellt?

3.3 Kurzbeschreibung des Standorts

3.3.1 Lage des Standorts

Der Standort der beiden Kraftwerksblöcke Olkiluoto 1 und 2 befindet sich auf der gleichnamigen Insel an der Südwestküste Finnlands, etwa 870 km Luftlinie von Deutschland entfernt. Die Insel liegt im Bottnischen Meerbusen und ist Teil der Gemeinde Eurajoki. Die nähere Umgebung kann als abgeschieden charakterisiert werden, nur wenige der vereinzelt Wohngebäude in der Gegend werden als ständiger Wohnsitz genutzt. Das Kraftwerksgelände befindet sich am westlichen Ende der Insel, die sich zu zwei Dritteln in Besitz der TVO befindet. Auf dem Gelände befinden neben Olkiluoto 1 und 2 noch ein dritter Kraftwerksblock, Olkiluoto 3 (ein European Pressurized Reactor (EPR), der im Jahr 2023 den Betrieb aufnahm), ein Lager für schwach- und mittelradioaktive Abfälle sowie das finnische Endlager für abgebrannte Brennelemente Onkalo, dessen Testbetrieb im Jahr 2024 begann.

3.3.2 Kühlwasserversorgung

Die Bottensee, ein Teil der Ostsee, fungiert als Hauptwärmesenke für die Kondensator Kühlung. Die Hydrographie wird durch die begrenzte Verbindung zum Rest der Ostsee, den großen Süßwassereintrag aus Flüssen und Niederschlägen sowie die flache Form des Beckens beeinflusst. Der Salzgehalt des Oberflächenwassers ist daher niedriger als in anderen Meeren. Die Bottensee ist im Winter mehrere Monate lang vollständig zugefroren. Die direkte Umgebung der Insel Olkiluoto ist davon jedoch weniger stark betroffen, da durch die Nutzung als Wärmesenke signifikant Einfluss auf die Temperatur der Strömung in der Umgebung genommen wird. Dadurch kann sich im Winter um die Insel eine nicht gefrorene Wasserfläche von einigen Quadratkilometern Größe bilden. Der Einfluss einer Leistungserhöhung von Olkiluoto 1 und 2 auf diesen Effekt wird laut /TVO 24/ als minimal eingeschätzt.

Die Kühlwasserein- und -ableitung von Olkiluoto 1 und 2 hat einen Massestrom von jeweils $38 \text{ m}^3/\text{s}$, die Temperaturdifferenz zwischen Ein- und Austritt beträgt etwa 10 K. Die

geplante Leistungserhöhung soll bei einem gleichbleibenden Massestrom zu einer Erhöhung der Temperaturdifferenz auf etwa 11 K führen.

3.3.3 Klimatische Bedingungen

Die klimatischen Bedingungen am Standort sind durch niedrige Temperaturen und eine hohe Temperaturamplitude gekennzeichnet. Die teils sehr niedrigen Temperaturen (Tiefsttemperaturen bis zu -30°C) führen zu Naturphänomenen wie Nadeleisbildung und Eisregen.

3.4 Einwirkungen von außen (EvA)

3.4.1 Sachverhalt

Die Auslegung der Anlage umfasst naturbedingte EvA wie Windlasten, Überflutungen, Blitzeinschlag, Einwirkungen durch Schnee und Eis sowie niedrige Umgebungs- und Meerwassertemperaturen. Erbeben wurden ursprünglich nicht berücksichtigt, es wurden jedoch mehrere Sicherheitsanalysen und Nachrüstungen hierfür durchgeführt. Ereignisse mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit von mehr als 10^{-5} pro Jahr werden von TVO als Auslegungsereignisse betrachtet (wie von der Aufsichtsbehörde STUK gefordert). Seltenerere Ereignisse werden jedoch auch im Rahmen der Untersuchung von auslegungsüberschreitenden Anlagenzuständen berücksichtigt. Genauere Informationen über die Ergebnisse der Gefährdungsanalysen oder die festgelegten Bemessungsereignisse werden in /TVO 24/ nicht gegeben.

Auswirkungen des Klimawandels werden laut /TVO 24/ bei der Festlegung der Bemessungswerte für Luft- und Meerwassertemperaturen, für die Niederschlagsmenge und die Eintrittswahrscheinlichkeit von Hitzewellen sowie für den Meerwasserspiegel berücksichtigt. Neben diesen üblicherweise betrachteten Werten werden jedoch auch indirekte Auswirkungen, bspw. auf den pH-Wert des Meerwassers untersucht. Für Lufttemperaturen und Niederschlagsmengen wird ein Anstieg insbesondere in der Winterzeit erwartet. Ein Anstieg des Meerwasserspiegels wurde bis zum Jahr 2100 untersucht, wobei als „Worst-Case“-Szenario auch der repräsentative Konzentrationspfad RCP8.5 genutzt wurde. Die postglaziale Landhebung (derzeit 7 mm pro Jahr) wird als dämpfender Faktor gesehen, sodass der Anstieg des Meeresspiegels nicht als signifikantes Risiko angesehen wird. Quantitative Werte werden jedoch nicht gegeben, auch nicht für die in der

Auslegung vorgesehene Überflutung. Auch die Auswirkungen auf die Meerwassertemperaturen gefährden laut /TVO 24/ nicht die kerntechnische Sicherheit, sondern höchstens die Verfügbarkeit der Anlage, und damit deren Wirtschaftlichkeit.

3.4.2 Bewertung

Über die Auslegung gegen EvA liegen nicht genug Informationen für eine Bewertung vor.

Das Vorgehen bei der Berücksichtigung der Auswirkungen des Klimawandels entspricht nach unserer Kenntnis dem Stand von Wissenschaft und Technik, die berücksichtigten Aspekte decken jene ab, die im IAEA Safety Guide SSG-18 Meteorological and Hydrological Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations /IAE 11/ empfohlen werden. Jedoch sind auch hier genauere Informationen über die Methoden für eine Bewertung der Vorgehensweise notwendig.

Fragen/Anmerkungen zum Themenkomplex „Einwirkungen von außen“

1. Generell fehlen Informationen über die Auslegung gegen EvA und über die Ergebnisse des EU-Stresstests nach dem Reaktorunfall in Fukushima-Daiichi.

Durch die extremen klimatischen Bedingungen am Standort und die Lage an der Bottensee ergeben sich zudem spezifische Fragen, die sich insbesondere auf Berücksichtigung von bei der Auslegung von Olkiluoto 3 festgestellten standortspezifischen EvA beziehen:

2. Bei der Auslegung von Olkiluoto 3 wurde in der Kombination von Wind und Schnee, die zu einer Verstopfung des Verbrennungslufteinlasses eines Dieselgenerators führen kann, eine potenzielle Gefahrenquelle erkannt. Tritt dieses Phänomen bei mehreren Dieselgeneratoren gleichzeitig auf, kann es zu Verlust der externen Notstromversorgung führen. Die Lufteinlässe von OL3 wurden aus diesem Grund standortspezifisch angepasst, bspw. durch eine Beheizung zur Verhinderung des Einfrierens der Lufteinlässe und Betonabdeckungen gegen durch Wind verursachte Projektile.
3. Aufgrund der niedrigen Temperatur besteht zudem die Möglichkeit der Bildung von Nadeleis am Meerwassereinlass. Nadeleis besteht aus Ansammlungen nadelförmiger Eiskristalle in flüssigem Wasser. Es bildet sich in offenem, turbulentem,

unterkühltem Wasser bei Lufttemperaturen unter $-6\text{ }^{\circ}\text{C}$. Um der Verstopfung des Meerwassereinlasses durch Nadeleis vorzubeugen, wurde für Olkiluoto 3 eine Leitung zur Rückführung von erwärmtem Auslasswasser zum Einlass entworfen. Bei Bedarf kann somit ein Teil der wärmeren Wasser zum Einlasskanal geleitet werden, um die Meerwassertemperatur über den Punkt zu erhöhen, bei dem Nadeleis auftritt.

4. Der Finnische Meerbusen ist eine wichtige Schiffsroute für Öltransporte von Russland nach Westeuropa, die als standortspezifische zivilisatorische Einwirkung von außen untersucht wurden. Die Hauptfahrrinne verläuft dabei etwa 150 km vom Standort entfernt, wodurch sich eine potenzielle Gefährdung des Standorts durch die Auswirkungen durch Ölverschmutzungen ergibt. Die Auswirkungen verschiedener Öltypen auf den Betrieb der sicherheitsrelevanten Wassersysteme und -komponenten wurden durch die TVO untersucht. Im schlechtesten Fall würde ein hochviskoses Öl die Einlaufkanäle verstopfen und damit zu einem Ausfall der Wärmesenke führen. Als Gegenmaßnahme wird die Alarmierung regionaler Rettungsdienste auf See vorgesehen. Für Olkiluoto 3 wurden jedoch zudem weitere Maßnahmen konzipiert, wie die Installation von Ölsperren direkt am Meerwassereinlass.

Hier wären konkrete Informationen über entsprechende Vorsorge- bzw. Nachrüstmaßnahmen an Olkiluoto 1 und 2 von Interesse.

3.5 Kurzbeschreibung der Anlage und der Anlagenmodifikationen

Eine Kurzbeschreibung der Anlage findet sich im Kapitel 1.4 des UVP-Berichts /TVO 24/. Bei OL1 und OL2 handelt es sich um Siedewasserreaktoren. Die Anlage kann jeweils in drei separate Gebäudekomplexe eingeteilt werden: das Reaktorgebäude, die Maschinenhalle und das Nebengebäude (Abb. 3.2).

Zur Beherrschung von Einzelfehlern sind die Sicherheitssysteme in OL1 und OL2 in vier separate Stränge A, B, C und D aufgeteilt. Diese Systeme befinden sich in räumlich getrennten Bereichen. Das gleiche Prinzip gilt auch für die Stromversorgung und die Steuerungssysteme (/TVO 24/, S. 282). Der Reaktor hat zwei jeweils viersträngige Notkühlsysteme: Notspeisewassersystem (Hochdruck) und das Kernsprühsystem (Niederdruck). Zusätzlich wurde eine dampfbetriebene Hochdruckhilfsspeisewasserpumpe installiert, welche im Fall eines totalen Ausfalls der Wechselstromversorgung verwendet werden kann.



Abb. 3.2 Schnitt der Reaktorblöcke OL1 und OL2 (aus /TVO 24/)

Die Leistungserhöhung auf 890 MW_e ist Resultat der Modernisierung der Turbine in 2005 – 2006 und in 2010 – 2012 (/TVO 24/, S. 5). Weitere Modernisierungen und Austausch von Komponenten werden durchgeführt (/TVO 24/, S. 36). Bereits jetzt wird an der Erneuerung der Notstromdiesel und der Leittechnik im Sinne des Lebensdauermanagements gearbeitet. Im Rahmen der derzeit in den Kraftwerksblöcken OL1 und OL2 laufenden Leittechnik-Modernisierung werden die Leittechniksysteme erneuert, die den Betrieb des Reaktors steuern. Im Rahmen der Modernisierung werden die Leistungsmess- und Steuerungssysteme sowie die Druck- und Wasserstandsregelungssysteme ersetzt.

Zur Erhöhung der thermischen Leistung um 10 % (von 2.500 auf 2.750 MW) sind laut /TVO 24/, S. 46 folgende Modifikationen vorgesehen: Die Leistungssteigerung würde durch eine Erweiterung des Betriebsbereichs des Reaktors erreicht werden, indem der Kühlmittelstrom des Reaktors von den gegenwärtigen 8.360 kg/s auf einen neuen Wert von 10.000 kg/s erhöht wird. Laut /TVO 24/, S. 47 kann eine Steigerung der thermischen Leistung des Reaktors durch Modifikationen und Neuparametrierung bestehender Systeme (z. B. Frequenzkonverter der Kühlpumpen) durchgeführt werden, ohne deren Funktionalität wesentlich zu verändern. Bei allen Anlagenumbaumaßnahmen im Rahmen der Leistungssteigerung werden die auszutauschenden Betriebsmittel unter Berücksichtigung einer längeren Lebensdauer ausgelegt. Die Erhöhung des Kühlmittelstroms wird durch die im Jahr 2010 ausgetauschten Hauptkühlmittelpumpen des

Reaktors und durch den Austausch der Dampfabscheider des Reaktors ermöglicht, der in den Jahren 2027 bis 2028 erfolgen soll.

Die durch die Leistungserhöhung höhere Nachzerfallswärme erfordert eine Kapazitätserhöhung der Nachwärmeabfuhrpumpen /TVO 24/, S. 47, hierzu sollen Komponenten ausgetauscht werden. Im Zusammenhang mit der Leistungserhöhung wird eine zusätzliche dieselbetriebene Notspeisewasserversorgung realisiert.

Weitere Details zur Anlage und zu bisherigen Anlagenmodifikationen finden sich in Kap. 2.1

3.6 Darstellung des Sicherheitsniveaus

In diesem Kapitel wird das Sicherheitsniveau der Reaktorblöcke OL1 und OL2 diskutiert. Zu betrachten sind dabei das Anlagenkonzept inklusive der durchgeführten Anlagenmodifikationen und die u. U. geplante Leistungserhöhung um 10 %.

3.6.1 Sachverhalt

Anlagenkonzept

Die nukleare Sicherheit der Anlagenblöcke OL1 und OL2 wird durch Sicherheitsfunktionen gewährleistet, die das Auftreten von Störfällen und Unfällen verhindern, deren Fortschreiten aufhalten oder die Unfallfolgen mildern sollen. Diese Sicherheitsfunktionen wurden definiert, um die Integrität der Barrieren hinsichtlich der Freisetzung von radioaktiven Stoffen sicherzustellen (/TVO 24/, S. 26). Laut /TVO 24/, S. 27 wurden im Laufe der Geschichte der Kernkraftwerksblöcke OL1 und OL2 zahlreiche Projekte zur Verbesserung der nuklearen Sicherheit umgesetzt; dadurch sind die Kraftwerksblöcke heute deutlich sicherer als bei ihrer Inbetriebnahme.

Geplante Leistungserhöhung

Laut /TVO 24/, S. 17, wurde im Jahr 2022 eine vorläufige Sicherheitsanalyse zur Leistungserhöhung durchgeführt. Zusätzlich zu den technischen Analysen zu Anlagenbau und Brennstoff enthält die vorläufige Sicherheitsanalyse Bewertungen zur nuklearen Sicherheit, vorläufige Pläne zur Genehmigung und Durchführung. Die notwendigen Anlagenänderungen wurden festgelegt und der Arbeitsplan Anfang 2024 fertiggestellt. Wie

in Kap. 3.5 dargestellt, erfolgt zur Leistungserhöhung eine Neuparametrierung bestehender Systeme (/TVO 24/, S. 47).

Laut /TVO 24/, S. 49 muss der im Reaktor verwendete Brennstoff für die neue Reaktorleistung zugelassen sein. Im Zuge der Leistungssteigerung werden auch Änderungen an der Brennstofftechnologie vorgenommen, die unter anderem zu einer Erhöhung der Anreicherung und des Abbrands des Brennstoffes führen (/TVO 24/, S. 50)

3.6.2 Bewertung

Im Laufe des Betriebs der Kernkraftwerksblöcke OL1 und OL2 wurden, wie im UVP-Bericht /TVO 24/ grob beschrieben, zahlreiche Anlagenmodifikationen durchgeführt. Diese betreffen unter anderem Maßnahmen zur Mitigation von Unfallfolgen. Weitere Details sind hierzu insbesondere in den CNS-Berichten zu finden (siehe Kap. 2.1). Laut dem UVP-Bericht führen diese Änderungen zu einem Gewinn der Sicherheit, konkrete Zahlen werden aber nicht genannt. Gerade im Hinblick auf das sogenannte „konzeptionelle Veralten“ wären Angaben hierzu von Bedeutung.

Laut UVP-Bericht ist im Zusammenhang mit der Leistungserhöhung um 10 % unter anderem eine Neuparametrierung bestehender Systeme notwendig. Insbesondere im Zusammenhang mit der geplanten Laufzeitverlängerung um zehn bzw. 20 Jahre ist von Bedeutung, ob, beziehungsweise inwieweit, Sicherheitsmargen reduziert werden. Diese Thematik wird im Zusammenhang der nuklearen Sicherheit nicht angesprochen.

Laut UVP-Bericht muss der verwendete Brennstoff für die neue Reaktorleistung zugelassen sein. Weitere Informationen zum Stand der Entwicklung der Brennelemente werden nicht genannt.

Fragen zum Themenkomplex „Sicherheitsniveau von OL1 und OL2“

1. Inwieweit wurde die Kernschmelzhäufigkeit (CDF-Wert) im Zusammenhang mit den in OL1 und OL2 durchgeführten Anlagenmodifikationen reduziert (konkrete Angaben zum Sicherheitsgewinn)?
2. Inwieweit verändern sich Sicherheitsmargen im Zusammenhang mit der geplanten Leistungserhöhung?

3. Wie ist die Änderung von Sicherheitsmargen im Zusammenhang mit der geplanten Laufzeitverlängerung zu bewerten?
4. Sind im Zusammenhang mit Modifikationen des Brennstoffs bzw. der Brennelemente noch Entwicklungen bzw. Nachweise notwendig? Werden diese Brennelemente bereits in anderen Reaktoren eingesetzt?

3.7 Alterungsmanagement und Langzeitbetrieb

In diesem Kapitel werden Aspekte des Alterungsmanagements und des Langzeitbetriebs diskutiert.

3.7.1 Sachverhalt

Wesentliche Ausführungen zum Alterungsmanagement der Blöcke 1 und 2 des KKW Olkiluoto (OL1 und OL2) finden sich in Abschn. 5.4 der deutschen Kurzfassung des Umweltverträglichkeitsberichtes /TVO 24a/, S. 19 – 20 sowie im Abschnitt 3.2.1 der ausführlichen englischen Fassung /TVO 24/, S. 30 ff. Danach zählen OL1 und OL2 in Bezug auf Sicherheit und Verfügbarkeit zu den besten Kernkraftwerken der Welt. Ihre durchschnittliche jährliche Auslastung lag durchweg über 90 % und ihre Sicherheitsindikatoren seien durchweg auf hohem Niveau. Dies wird insbesondere zurückgeführt auf realisierte Maßnahmen zur laufenden Verbesserung der Sicherheit und Verfügbarkeit. Explizit genannt werden bezüglich der Sicherheit die kontinuierliche proaktive Erneuerung der Anlagen und eine umfassende vorbeugende Instandhaltung. Der Betreiber TVO modernisiere OL1 und OL2 gezielt im Rahmen jährlicher Modernisierungs- und Wartungsprojekte. Das Alterungsmanagement sei in den normalen Alltagsbetrieb integriert mit dem Ziel, den guten Zustand der sicherheitsrelevanten technischen Einrichtungen zu wahren.

Das Management der physikalischen Alterung der sicherheitstechnisch bedeutsamen technischen Einrichtungen der Kraftwerksblöcke OL1 und OL2 beinhaltet nach /TVO 24a/ die Identifikation der relevanten Schädigungsmechanismen, die Prüfung und Überwachung der technischen Einrichtungen sowie Korrekturmaßnahmen im Rahmen der Instandhaltung. Für die Festlegung der Prüforten kommen auch risikobasierte Methoden zum Einsatz. Die Störfallfestigkeit leittechnischer Einrichtungen wird durch geeignete Analyse- und Austauschmaßnahmen sichergestellt. Das Alterungsmanagement beinhaltet auch Fragen des technologischen Veralterens, d. h. insbesondere der Sicherstel-

lung der Verfügbarkeit von Ersatzteilen. Es unterliegt der Aufsicht der zuständigen Behörde (STUK).

Die im Hinblick auf das Alterungsverhalten der technischen Einrichtungen erforderlichen Analysen wurden für eine Betriebsdauer von 60 Jahren erstellt. Dabei wurde die Eignung von OL1 und OL2 für diese Betriebsdauer nachgewiesen. Ein entsprechender Nachweis für eine Betriebszeit von 70 bzw. 80 Jahren steht noch aus. Dies soll bis zum Erreichen der Betriebsdauer von 60 Jahren im Jahr 2038 erfolgen. Laut /TVO 24/, S. 31 würden aus heutiger Sicht keine alterungsbedingten Schädigungsmechanismen erwartet, welche eine Betriebsdauer der beiden Blöcke bis zu 80 Jahren in Frage stellen würden. Allerdings könne der Austausch technischer Einrichtungen erforderlich werden.

Hinsichtlich des Einflusses einer zusätzlichen Leistungserhöhung der Blöcke OL1 und OL2 wird in Abschnitt 3.3.1 von /TVO 24/, S. 46 ausgeführt, dass diese keine Auswirkungen auf das Lebensdauermanagement der Anlagen habe.

3.7.2 Bewertung

Nach Verständnis der GRS sind hinsichtlich der sicherheitstechnischen Bewertung des Langzeitbetriebs von Kernkraftwerken insbesondere die drei Aspekte konzeptionelles Veralten, physische Alterung der technischen Einrichtungen und technologisches Veralten zu betrachten. Im Falle einer Leistungserhöhung kommen noch Fragen hinsichtlich möglicher Wechselwirkungen mit der physischen Alterung hinzu.

Mit zunehmender Betriebsdauer eines Kernkraftwerks nimmt der Abstand zum Stand von Wissenschaft und Technik, wie er sich in den sicherheitstechnischen Anforderungen an neue Reaktoren manifestiert, zu. Dies kann bei älteren Anlagen teilweise durch geeignete Nachrüst- bzw. Modernisierungsmaßnahmen kompensiert werden. In /TVO 24/ wird allgemein ausgeführt, dass in OL1 und OL2 entsprechende Maßnahmen durchgeführt wurden. Die der GRS bekannten Maßnahmen sind in Abschnitt 2.1 unserer Stellungnahme aufgelistet. Für die GRS ergeben sich bezüglich des Abstands der Anlage zum Stand von Wissenschaft und Technik die untenstehenden Fragen 1 bis 3.

Kern des „klassischen“ Alterungsmanagements ist die Beherrschung der physischen Alterung der sicherheitstechnisch bedeutsamen technischen Einrichtungen. Hierzu wurde im Rahmen der internationalen Zusammenarbeit ein gemeinsames Verständnis entwickelt, dass sich insbesondere in den im IAEA SSG-48 /IAE 18/ formulierten Anfor-

derungen an „Alterungsmanagement und Programme zum Langzeitbetrieb“ sowie in den WENRA SRL, Issue I, /WEN 21/ widerspiegelt. Bei sehr langen Betriebszeiten ist nach Kenntnisstand der GRS nicht ausgeschlossen, dass auch neue Schädigungsmechanismen auftreten können, z. B. strahlungsinduzierte Spannungsrisskorrosion (IASCC) infolge hoher Fluenzen. In /TVO 24/, Abschnitt 3.2.1 finden sich nur allgemeine Ausführungen zum Alterungsmanagement von OL1 und OL2. Daher ergeben sich die untenstehenden Fragen 4 bis 6.

Zentrales Element des Managements des technologischen Veralterens ist die Sicherstellung von Ersatzteilen über eine entsprechende Vorratslagerhaltung sowie die Sicherstellung entsprechender Lieferketten. Mit zunehmender Betriebsdauer, insbesondere über 60 Jahre, ist zu erwarten, dass insbesondere die Vorratslagerhaltung aber auch die Verfügbarkeit von Lieferketten schwieriger aufrechtzuerhalten ist. Daraus ergibt sich die untenstehende Frage 7.

Aus der physischen Alterung technischer Einrichtungen ergibt sich naturgemäß eine (zulässige) Verringerung der Sicherheitsmargen technischer Einrichtungen, z. B. durch Versprödung von Komponenten oder Verringerung des tragenden Querschnitts von Rohrleitungen durch Korrosionsprozesse. Andererseits sind mit einer Leistungserhöhung Änderungen verschiedener Betriebsparameter verbunden, die zu erhöhten Beanspruchungen insbesondere mechanischer Komponenten führen können. Daraus ergeben sich die untenstehenden Fragen 8 und 9.

Fragen zum Themenkomplex „Alterungsmanagement und Langzeitbetrieb“

1. Wie wird der aktuelle Abstand von OL1 und OL2 zum aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik bewertet?
2. Welche Modernisierungsmaßnahmen sind im Falle einer Betriebsverlängerung auf 70 bzw. 80 Jahre noch vorgesehen, um OL1 und OL2 weiter an den Stand von Wissenschaft und Technik heranzuführen?
3. Wie wird der Zustand der sicherheitstechnisch bedeutsamen Komponenten von OL1 und OL2, welche nicht ausgetauscht werden können (z. B. des Reaktordruckbehälters), bewertet?
4. Sind die für OL1 und OL2 zum Alterungsmanagement und Langzeitbetrieb implementierten Programme konform mit den in SSG-48 und den WENRA SRL

formulierten Anforderungen? Worauf basiert diese Einschätzung? Welche Abweichungen gibt es ggf.?

5. Wie ist der Betrachtungsumfang der technischen Einrichtungen für das Alterungsmanagement von OL1 und OL2 definiert?
6. Auf welchen Analysen basiert die Aussage, dass keine alterungsbedingten Schädigungsmechanismen erwartet werden, welche eine Betriebsdauer der beiden Blöcke bis zu 80 Jahren in Frage stellen könnten?
7. Welche Maßnahmen wurden/werden für OL 1 und OL2 zur Sicherstellung der Lieferketten getroffen?
8. Welche konkreten Änderungen der relevanten Betriebsparameter sind bei einer Leistungserhöhung von OL1 und OL2 auf 10 % zu erwarten?
9. Wie werden die Änderungen der relevanten Betriebsparameter bei der Analyse des Alterungsverhaltens sicherheitstechnisch bedeutsamer technischer Einrichtungen berücksichtigt?

3.8 Unfallverhalten und Quellterm

In diesem Kapitel werden Aspekte zu Störfällen und insbesondere zu Unfällen diskutiert.

3.8.1 Sachverhalt

Laut /TVO 24/, S. 26 muss in Finnland ein Kernkraftwerk in Bezug auf Unfälle mit signifikanter Zerstörung des Reaktorkerns vorbereitet sein. Auch wenn ein solcher Unfall sehr unwahrscheinlich ist, sind die Kraftwerksblöcke OL1 und OL2 mit Systemen zur Bewältigung eines schweren Reaktorunfalls ausgestattet. Laut /TVO 24/, S. 26 soll mit diesen Systemen sichergestellt werden, dass das Kraftwerk keine radioaktiven Stoffe in Mengen freisetzt, die eine erhebliche Gefahr für Menschen, Umwelt oder Eigentum darstellen. Die finnische Kernenergieverordnung (161/1988) /FIN 20/ und der Regierungserlass (1034/2018) zu ionisierender Strahlung /FIN 18/ legt die Grenzwerte für Strahlendosen sowohl für den Normalbetrieb von Kernanlagen als auch für Stör- und Unfälle (siehe Kap. 3.9.1) fest (/TVO 24/, S. 274). Weitere Akzeptanzkriterien sind in den YVL-Leitlinien von STUK zu finden.

Tab. 3.2 Beschränkungen der jährlichen Strahlendosis (/TVO 24/, Tabelle 63)

Radiation dose	Description
0.01 mSv	Nuclear waste cleared from regulatory control
0.01 mSv	Decommissioning of a nuclear facility pursuant to plan
0.01 mSv	Normal operation of a nuclear waste facility
0.1 mSv	Final disposal facility for nuclear waste following closure
0.1 mSv	Normal operation of a nuclear power plant (DBC 1) or operational occurrence at a nuclear facility (DBC 2)
1 mSv	Effective annual dose limit for the general population and a comparable employee
1 mSv	Class 1 postulated accident (DBC 3)
5 mSv	Class 2 postulated accident (DBC 4)
20 mSv	Design extension condition (DEC)
20 mSv	Effective annual dose limit for a radiation worker

Folgende Ereignisse werden unterschieden (/TVO 24/, S. 275 ff.) (Tab. 3.3):

Tab. 3.3 Einteilung von Ereignissen (/STU 18/)

Bezeichnung	Beschreibung	Wahrscheinlichkeit
AOO DBC 2	Anormaler Betrieb (Störungen)	$1 \cdot 10^{-2}/a$
PA (Class 1) DBC 3	Postulierte Auslegungsstörfälle (entspricht DBA)	$< 1 \cdot 10^{-2}/a$
PA (Class 2) DBC 4	Postulierte Auslegungsstörfälle (entspricht DBA)	$< 1 \cdot 10^{-3}/a$
DEC (Class A)	Beinhaltet Situationen mit gemeinsamem Ausfall von Sicherheitssystemen (Class 1) (ohne signifikante Kernzerstörung, entspricht DEC-A)	
DEC (Class B) DBC 4	Ereignisse mit komplexen Kombinationen von Ausfällen während des Störfalls (ohne signifikante Kernzerstörung, entspricht DEC-A)	
DEC (Class C)	Ereignis infolge seltener äußerer Einwirkungen (ohne signifikante Kernzerstörung, entspricht DEC-A)	
Unfall (Severe accident)	Schwerer Störfall (Unfall) mit signifikanter Zerstörung des Reaktorkerns oder der Brennelemente im Brennelementlagerbecken mit der Folge signifikanter Freisetzung von Spaltprodukten (entspricht DEC-B)	

Laut /TVO 24/, S. 284 wird die Einhaltung der festgelegten Abnahmekriterien durch Betriebsereignis- und Störfallanalysen nachgewiesen. Ferner werden periodische Sicherheitsüberprüfungen durchgeführt. Die YVL-Leitfäden und ihre Anforderungen gelten in vollem Umfang nur für neue Kernkraftwerke. Für bestehende Kernkraftwerke wie OL1 und OL2 trifft STUK eine Durchsetzungsentscheidung darüber, wie und in welchem Umfang die Anforderungen des Leitfadens gelten. Ferner werden laut Betreiber die internationalen Anforderungen der IAEA und WANO erfüllt.

Zur Bestimmung eines Quellterms wurden laut /TVO 24/, S. 287 Analysen mit Berücksichtigung der Leistungserhöhung durchgeführt. Aus den analysierten Szenarien wurde der Fall mit der frühesten Kernzerstörung und höchsten Freisetzung in die Atmosphäre ausgewählt. In diesem Szenario wird ein 2F-Bruch der Speisewasserleitung, ein vollständiger Ausfall der Wechselstromversorgung sowie ein kleines Leck von 5 cm² zu der Zwischenebene des Containments unterstellt (/TVO 24/, S. 287). Der Unfallablauf und die Freisetzung in die Umgebung werden für 72 Stunden simuliert. Als Folge des Unfalls wird die Kernoberkante nach ca. 6 min freigelegt und nach ca. 17 min vollständig. Nach 19 min beginnt die Kernschmelze mit der Freisetzung von Spaltprodukten in den Sicherheitsbehälter. Die Verlagerung in den RDB-Boden beginnt nach ca. 42 min und dieser versagt nach 53 min. Die Kernschmelze fließt in die geflutete Kaverne, wobei das Fluten nach 34 min initiiert wird. Nach ca. 6,5 h wird mit der gefilterten Druckentlastung begonnen. Die Rückhaltefaktoren sind 99,9 % für Aerosole, 99 % für elementares Iod und 80 % für molekulares Iod. Die in das Containment freigesetzte Iodzusammensetzung wird mit 95 % aerosolförmig (I⁻), 4,85 % elementares I₂ und 0,15 % organisches Iod angenommen.

Da die resultierende Cs-137-Freisetzung unterhalb von 100 TBq liegt (siehe Kap. 2.2), wurde der Quellterm entsprechend hochskaliert. Der Skalierungsfaktor wird im UVP-Bericht mit 734,5 angegeben. Die anderen Spaltprodukte werden entsprechend hochskaliert, mit Ausnahme der Edelgase, welche bereits zu 99,5 % freigesetzt werden. Ferner wird überprüft, dass die Gesamtmasse des Nuklids das Kerninventar nicht übersteigt.

In /TVO 24/, S. 294 ff., wird der für die Ausbreitungsrechnung verwendete Quellterm (100 TBq Cs-137) mit Daten des Fukushima Daiichi Unfalls verglichen. Danach waren die Freisetzungen in Fukushima bzgl. I-131 um einen Faktor 14 – 68 und bzgl. Cs-137 um einen Faktor 60 – 200 höher. Weitere Details sind in Tab. 3.4 zu finden. Es wird hervorgehoben, dass die radiologischen Folgen von den lokalen Bedingungen sowie den

vorhandenen Wetterbedingungen abhängig sind und somit ein Vergleich nicht ganz einfach ist.

Tab. 3.4 Vergleich zwischen dem Fukushima Daiichi Unfall und dem modellierten Unfall in OL1 bzw. OL2 /TVO 24/, S. 295

	Fukushima nuclear power plant accident		Olkiluoto power plant – modelled severe reactor accident	
Release into the air [TBq]				
I-131	100,000–500,000 ^{d)}		7,370	
Cs-137	6,000–20,000 ^{d)}		100	
Fallout inside an area approximately 100 km from the power plant [kBq/m²]				
I-131, min	4,400 (67.1 km) ^{a)}		146 (50 km) ^{c)}	
I-131, max	64,000 (24.0 km) ^{a) ja b)}		409 (20 km) ^{c)}	
Cs-137, min	1.3 (94.5 km) ^{a)}		0.8 (100 km) ^{b)}	
Cs-137, max	5,700 (24.0 km) ^{a) ja b)}		5 (20 km) ^{b)}	
Radiation dose [mSv]	1-year exposure ^{d)}	Lifetime exposure ^{d)}	1-year exposure ^{e)}	Lifetime exposure ^{e)}
1-year-old	0.1–5.3	0.3–19.0	2.3–13.3	2.6–14.8
10-year-old	0.1–4.5	0.2–17.0	1.6–8.3	2.2–12.0
Adult	0.1–3.8	0.2–15.0	1.3–6.5	2.0–10.3

3.8.2 Bewertung

Aufgrund der regulatorischen Anforderung /FIN 20/ soll die Cs-137-Freisetzung den Wert von 100 TBq nicht überschreiten. Die Wahrscheinlichkeit, diesen Wert zu überschreiten, sollte extrem niedrig sein. Im UVP-Bericht /TVO 24/ erfolgt die Bewertung möglicher radiologischer Folgen in der Umgebung auf Basis des regulatorisch vorgegebenen Grenzwerts, wobei dann allerdings impliziert wird, dass die regulatorischen Anforderungen erfüllt werden. In /STU 22/ (siehe Kap. 2.2) wird diese Freisetzung als Basisfall angenommen und weitere Fälle mit Versagen der Barrierefunktion des Containments und einer entsprechenden höheren Freisetzung für die Festlegung von Schutzmaßnahmen betrachtet. Auch laut IAEA Specific Safety Guide SSG-4 /IAE 10/ sollten in probabilistischen Sicherheitsanalysen Fälle mit Versagen der Containmentfunktion betrachtet werden.

Auch als Rückmeldung /SME 24/ zum vorauslaufenden Scoping-Verfahren wurde seitens SMEKUL angeregt, mehrere Quellterme zu verschiedenen Szenarien als auch zu den möglichen Alternativen des Vorhabens darzustellen.

Die im UVP-Bericht verwendete Einteilung der Ereignisse und Anlagenzustände entspricht im Wesentlichen der internationalen Vorgehensweise mit DBA, DEC-A und DEC-B, wobei in Finnland zusätzlich eine weitere Unterteilung in Klassen vorgenommen wird.

Im UVP-Bericht wird in groben Zügen der Unfallablauf dargestellt, welcher für die konservative Abschätzung des Quellterms verwendet wurde. Nach den der GRS vorliegenden Informationen (siehe Kap. 2.1) muss die Flutung mindestens eine halbe Stunde vor dem Durchschmelzen des Druckbehälters beginnen, d. h. im Zusammenhang mit Worst-Case-Szenarien muss innerhalb von 30 Minuten nach Beginn des Unfalls mit der Flutung der Reaktorgrube begonnen werden. Falls nicht genügend Wasser in der Kaverne vorhanden ist, besteht ein höheres Risiko für eine Dampfexplosion. Die Flutung des unteren Drywells ist somit die zeitkritischste Maßnahme in den Unfallmanagementsystemen.

Im UVP-Bericht wird erläutert, dass die Freisetzung der Edelgase nicht hochskaliert wird, da diese bereits zu 99,5 % freigesetzt wurden. Nach den Informationen in /STU 22/ werden im Basisfall nur 2 % der Edelgase in die Umgebung freigesetzt, während im sehr großen Fall eine vollständige Freisetzung erfolgt (siehe Tab. 2.2). Somit erscheinen die Angaben in beiden Berichten widersprüchlich. Allerdings ist aus radiologischer Sicht die Freisetzung von radioaktiven Edelgasen nicht relevant.

Die Angaben im UVP-Bericht zu der chemischen Zusammensetzung des in den Sicherheitsbehälter freigesetzten Iods sind nachvollziehbar. Entsprechendes gilt für die verwendeten Dekontaminationsfaktoren. Es gibt allerdings keine Informationen zu der chemischen Zusammensetzung des Iods im Quellterm.

Der Vergleich im UVP-Bericht zwischen den modellierten Quelltermen und den in Fukushima rückgerechneten Quelltermen ist im Grunde nicht zulässig, da

- der Quellterm in Fukushima alle drei Blöcke umfasst und
- teilweise ein Versagen der Containmentfunktion vorlag.

Für die grenzüberschreitenden radiologischen Auswirkungen ist dieser Vergleich nicht relevant.

Fragen zum Themenkomplex „Unfallverhalten und Quellterm“

1. Inwieweit ist der im UVP-Bericht verwendete Quellterm im Hinblick auf radiologische Auswirkungen abdeckend?
2. Wurden in den durchgeführten probabilistischen Sicherheitsanalysen zu OL1 und OL2 Fälle mit Versagen der Containmentfunktion (Containment-Bypass) betrachtet und wie sind die Quellterme dieser Freisetzungskategorien?
3. Wie wird sichergestellt, dass die Flutung der Reaktorkaverne rechtzeitig vor dem Versagen des RDBs erfolgt?
4. Wie ist die Aussage einer 99,5 % Freisetzung der Edelgase im Zusammenhang mit den in /STU 22/, Tabelle 2.2, zu verstehen?

3.9 Grenzüberschreitende Auswirkungen

3.9.1 Sachverhalt

Als grenzüberschreitende Auswirkungen werden die radiologischen Folgen bezeichnet, die diese beim Betrieb des Kernkraftwerks für die Bevölkerung und die Umwelt über die finnische Staatsgrenze hinaus haben können.

Annahmen zum Quellterm

Gemäß Betreiber sind die Grenzen des finnischen Staatsgebietes überschreitende Auswirkungen nur im Zusammenhang mit einem schweren Reaktorunfall möglich (/TVO 24a/ S. 40). Bei diesem, laut Betreiber, sehr unwahrscheinlichen Szenario wird eine Freisetzung von Cs-137 von 100 TBq angenommen. Dies entspricht dem in der finnischen Kernenergieverordnung (161/1988) /FIN 20/ festgelegten Wert für die Freisetzung von radioaktivem Material bei schweren Reaktorunfällen. Bei dieser Freisetzungsmenge ist es unwahrscheinlich, dass großflächige und längerfristige Schutzmaßnahmen für die Bevölkerung erforderlich sind und die Möglichkeit einer Freisetzung in der Frühphase eines Unfalls, die Maßnahmen zum Schutz der Bevölkerung erfordert, äußerst gering (161/1988) /FIN 20/. Zusammen mit weiteren berücksichtigten Nukliden, die verglichen mit ihrem Ursprungsinventar im selben Verhältnis freigesetzt werden wie Cs-137, wird dieses Szenario als ein Ereignis der INES-Stufe 6 klassifiziert.

Ausbreitungsmodellierung und Expositionsrechnungen

Für die Bewertung der grenzüberschreitenden Auswirkungen wurden die für einen solchen schweren Reaktorunfall zu erwartenden Freisetzen herangezogen und unter Berücksichtigung von Niederschlägen die resultierende Exposition für eine Einzelperson der Bevölkerung modelliert. Diese Ausbreitungs- und Expositionsrechnungen wurden im Zuge der Bewertung der grenzüberschreitenden Auswirkungen für einen Umkreis von 1.000 km um den Freisetzungsstandort durchgeführt. Abb. 3.3 zeigt die sich in diesem Umkreis befindenden Gebiete, einschließlich Teilgebiete Deutschlands in ca. 900 bis 1.000 km süd-westlicher Entfernung vom Kernkraftwerksstandort.

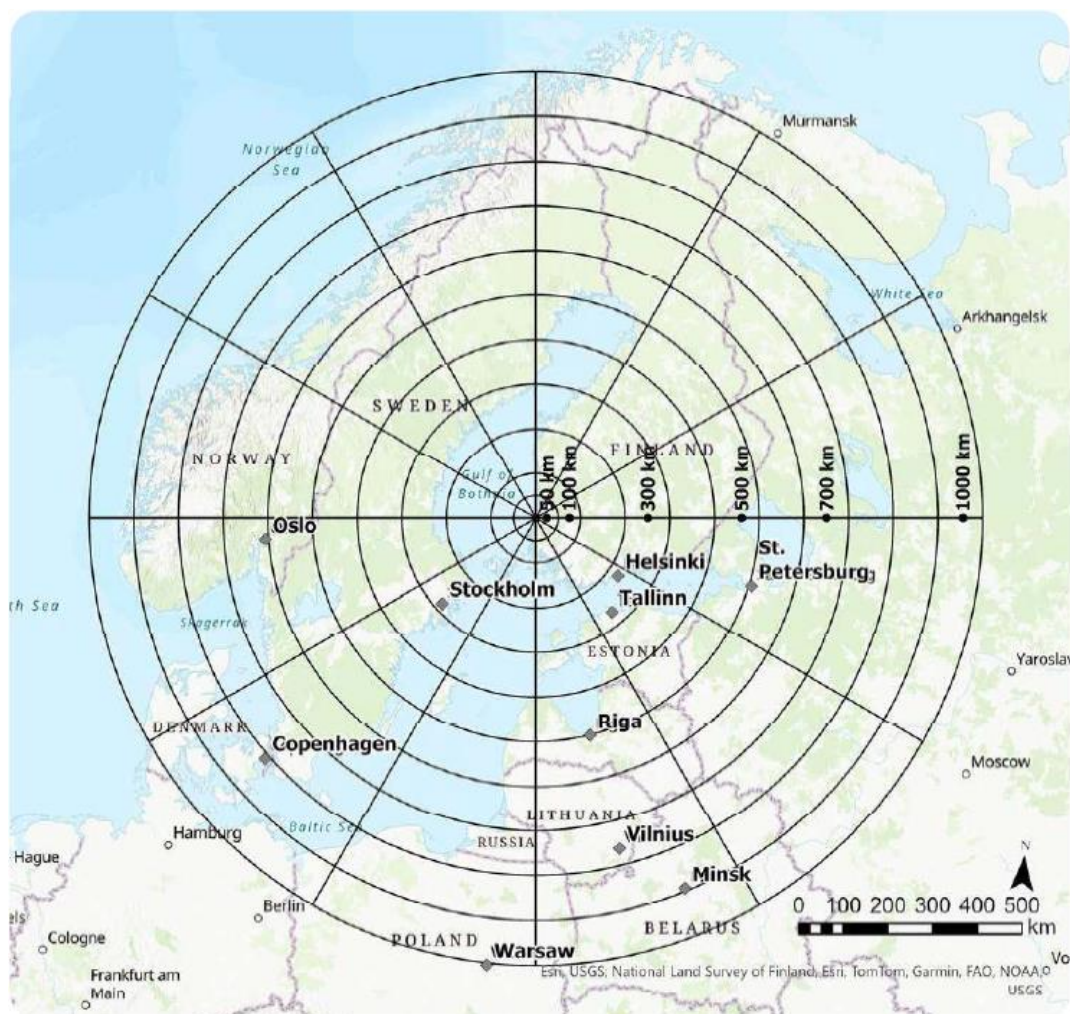


Abb. 3.3 Darstellung der Entfernungen von den Kernkraftwerksblöcken OL1 und OL2 bis zu 1.000 km (/TVO 24a/ S. 41)

Für die Ausbreitungsmodellierung wurde die Softwareversion Tuulet 2.0.0 genutzt. Die Software berücksichtigt den Einfluss der Reaktorgebäudehöhen auf die Windverhältnisse und damit den Einfluss der initialen Emissionshöhe auf die vertikale Ausbreitung der Abgasfahne (bzw. radioaktiven Wolke). Die horizontale Ausbreitung der radioaktiven Wolke wird durch ein Gauß-Fahnenmodell beschrieben, welches sowohl den radioaktiven Zerfall der emittierten Nuklide als auch trockene und nasse Ablagerung berücksichtigt. Um eine statistische Auswertung der Ergebnisse zu ermöglichen, wurden für die Ausbreitungsmodellierung Wetterdaten von drei Jahren der Wetterstation in der Nähe des Kernkraftwerks Olkiluoto verwendet. Die Wetterdaten wurden so ausgewählt, dass sie repräsentativ für die klimatischen Bedingungen in den Gebieten in der Nähe des Kraftwerks sind (/TVO 24/, S. 288).

Die effektive Dosis einer Einzelperson der Bevölkerung wurde für jede Elementarzelle des Polargitters (siehe Abb. 3.3) ermittelt. Dabei wurde sowohl die direkte Exposition durch Gammastrahlung der radioaktiven Wolke („gamma radiation from the release plume“) sowie die Gamma- und Betastrahlung der Bodenkontamination („gamma and beta radiation from the fallout and the lake water“) als auch die interne Exposition durch Ingestion kontaminierter Lebensmittel („internal dose caused by radioactive substances carried into the body via food“) miteinbezogen. Schutzmaßnahmen (z. B. Aufenthalt in Gebäuden oder veränderte Verzehrsgewohnheiten) wurden nicht angenommen. Die Exposition einer Einzelperson der Bevölkerung wurde für eine 1-jährige, 10-jährige und erwachsene Person berechnet (gemäß ICRP-Empfehlung 2006 /ICR 06/). Die Integrationszeit zur Abschätzung der im gesamten Leben einer Person akkumulierten Dosis (Lebensdosis) wird jeweils zu 70 Jahren für 1-Jährige, 60 Jahren für 10-Jährige und 50 Jahren für Erwachsene angenommen. Für die Bewertung notwendiger Katastrophenschutzmaßnahmen wurde eine Expositionszeit von zwei bzw. sieben Tagen angenommen, siehe auch Tab. 3.5 (/TVO 24/, S. 288 ff.).

Ergebnisse der Expositionsrechnungen

Bei den berechneten Dosiswerten wird das 95. Perzentil angegeben (/TVO 24/, S. 289). Auf Grundlage der Berechnungsergebnisse werden unter den o. g. Annahmen und Randbedingungen des betrachteten Unfalls keine unmittelbaren gesundheitlichen Auswirkungen erwartet, weder für die Bevölkerung in der Nähe des Kernkraftwerks noch im Ausland (/TVO 24/, S. 306).

In 5 km Entfernung zum Kernkraftwerk (Radius der sog. „precautionary action zone“, kurz PAZ¹ /SSK 14/) wird eine effektive Dosis von 9,0 mSv (Erwachsene) bis 9,6 mSv (10-Jährige) innerhalb der ersten zwei Tage erwartet. Weder das Dosiskriterium für den Aufenthalt in Gebäuden (> 10 mSv innerhalb der ersten zwei Tage) noch für die Evakuierung (> 20 mSv innerhalb der ersten sieben Tage) werden außerhalb der „precautionary action zone“ überschritten (/TVO 24/, S. 306). Katastrophenschutzmaßnahmen sind außerhalb dieser Zone und damit auch im Ausland nicht notwendig (vgl. Tab. 3.5).

Tab. 3.5 Katastrophenschutzmaßnahmen, Dosiskriterien, Maximaldistanz für Katastrophenschutzmaßnahmen und Kontaminationsrichtwerte in Finnland

Maßnahme	Dosiskriterium	Maximaldistanz	Kontaminationsrichtwert
Aufenthalt in Gebäuden	> 10 mSv innerhalb der ersten zwei Tage	„Emergency planning zone“ (20 km)	> 10 ⁷ Bq/m ² durch Beta- und Gammastrahler
Evakuierung	> 20 mSv innerhalb der ersten sieben Tage für den Aufenthalt im Freien	„Precautionary action zone“ (5 km)	> 10 ⁷ Bq/m ² durch Beta- und Gammastrahler für mehr als zwei Tage

Für verschiedene europäische Staaten wurde gemäß ihres Abstandes zum Freisetzungsort jeweils eine zu erwartende Schwankungsbreite der Lebenszeitdosis angegeben (siehe Tab. 3.6). Für Schweden und Estland, deren Grenzen ca. 200 bis 300 km vom Freisetzungsort entfernt sind, werden die höchsten Dosiswerte erwartet. Für Schweden beträgt die maximale resultierende Lebensdosis für Erwachsene ca. 0,43 mSv. Für jüngere Personen ist sie leicht erhöht (bis zu 0,6 mSv). Für Deutschland wurde eine Lebenszeitdosis von 0,02 mSv ermittelt.

Neben den Auswirkungen eines schweren Reaktorunfalls wird vom Betreiber nicht davon ausgegangen, dass die Verlängerung der Betriebsdauer oder die Leistungserhöhung andere grenzüberschreitende Auswirkungen haben wird (/TVO 24/, S. 307).

¹ In Deutschland wird für PAZ der Begriff „Zentralzone“ verwendet.

Tab. 3.6 Länderspezifische Angaben zur ermittelten Lebenszeitdosis

Land	Grobe Distanz zu OL1 und OL2 (min, max) [km]	Schwankungsbreite der Lebenszeitdosis eines 1-Jährigen [mSv]	Schwankungsbreite der Lebenszeitdosis eines 10-Jährigen [mSv]	Schwankungsbreite der Lebenszeitdosis eines Erwachsenen [mSv]
Schweden	200, 800	0,03 – 0,60	0,03 – 0,49	0,03 – 0,43
Estland	300, 500	0,08 – 0,29	0,07 – 0,24	0,06 – 0,22
Lettland	400, 700	0,05 – 0,19	0,05 – 0,17	0,04 – 0,15
Russland	400, 1.000	0,03 – 0,17	0,02 – 0,13	0,02 – 0,10
Norwegen	500, 1.000	0,02 – 0,11	0,02 – 0,08	0,02 – 0,07
Litauen	550, 800	0,06 – 0,10	0,04 – 0,08	0,04 – 0,07
Belarus	700, 1.000	0,03 – 0,06	0,03 – 0,05	0,02 – 0,04
Dänemark	750, 1.000	0,02 – 0,03	0,02 – 0,03	0,02 – 0,03
Polen	750, 1.000	0,02 – 0,06	0,02 – 0,04	0,02 – 0,04
Deutschland	900, 1.000	0,02	0,02	0,02

3.9.2 Bewertung

Das Vorgehen zur Bewertung der grenzüberschreitenden Auswirkungen, einschließlich der Angaben zum Quellterm, der Ausbreitungsmodellierung sowie der Ermittlung der resultierenden effektiven Dosis, sind grundsätzlich plausibel und nachvollziehbar. Das prinzipielle Vorgehen, obgleich für nationale oder grenzüberschreitende Auswirkungen, ist vergleichbar mit den deutschen Störfallberechnungsgrundlagen /SSK 03/ zur Berechnung der Strahlenexposition. Im Folgenden werden die wenigen Inkonsistenzen bzw. Unstimmigkeiten, die sich aus der Prüfung des UVP-Berichts im Hinblick auf die grenzüberschreitenden Auswirkungen ergeben haben, dargestellt.

Der angenommene Quellterm von 100 TBq Cs-137 (inkl. weiterer freigesetzter Radionuklide) entspricht dem Grenzwert für die Freisetzung von radioaktivem Material bei einem schweren Reaktorunfall gemäß finnischer Kernenergieverordnung. Bei diesem Quellterm wird davon ausgegangen, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit keine weitreichenden und langfristigen Schutzmaßnahmen erforderlich sind. Es ist daher folgerichtig, dass bei der Freisetzung der angenommenen Menge an Radionukliden insbesondere für das Ausland keine radiologisch bedeutsamen Auswirkungen erwartet werden.

Der Betreiber gibt an, dass das angenommene Szenario als ein Ereignis der INES-Stufe 6 klassifiziert werden kann. Ein Ereignis der INES-Stufe 6 wird als schwerer Unfall

bezeichnet und ist dadurch charakterisiert, dass es zu bedeutenden Freisetzungen radioaktiver Stoffe kommt, welche die Notwendigkeit einer Umsetzung geplanter Gegenmaßnahmen wahrscheinlich macht. Im internationalen INES-Handbuch wird zur Gewährleistung einer international möglichst einheitlichen Interpretation dieses allgemeine Kriterium vorgeschlagen, konkrete Werte für die radiologische Äquivalenz von I-131 als Grenzen zwischen den Ereignisstufen zu verwenden. Im Hinblick auf die hier angenommenen Freisetzungsmengen ($1 \cdot 10^{14}$ Bq Cs-137 und $7,37 \cdot 10^{15}$ Bq I-131 (siehe /TVO 24/, S. 295)) entspricht das angenommene Unfallszenario in der Tat der INES-Stufe 6 /IAE 13/. Im Hinblick auf das o. g. allgemeine Kriterium hinsichtlich der Auswirkung auf Mensch und Umwelt sowie hinsichtlich geplanter Gegenmaßnahmen (Katastrophenschutzmaßnahmen) entspricht es der INES-Stufe 6 gerade nicht².

Im UVP-Bericht wird auf S. 288 auf die Modellierung der Ausbreitung radioaktiver Stoffe eingegangen. Aus den Textstellen lässt sich ableiten, dass für die Ausbreitungsmodellierung ein probabilistisches Berechnungsverfahren genutzt wurde („The weather data has been chosen in a manner that makes it representative of the climate in the areas near the power plant“, „The fallouts and radiation doses are presented with a 5% probability of being exceeded“ (/TVO 24/, S. 288 ff.)). Im Gegensatz zu deterministischen Berechnungsverfahren, bei denen Parameter und Wetterbedingungen im Vorfeld festgelegt werden, werden bei einer probabilistischen Berechnung reale Wetterdaten herangezogen. Für die Berechnung sind detaillierte Wetterdaten mit einer gewissen hinreichenden zeitlichen Auflösung über einen repräsentativen Zeitraum von mehreren Jahren notwendig. An jedem betrachteten Gitterpunkt werden die effektiven Dosiswerte für jedes festgelegte Zeitintervall bestimmt und die Dosiswerte über die gesamte Freisetzungszeit aufaddiert. Anschließend wird der höchste Wert im Gitter ermittelt. Die Bestimmung dieser Maximalwerte wird für eine hinreichende Anzahl an Wetterabläufen durchgeführt. Aus der Gesamtheit der Maximalwerte für alle Wettersituationen wird eine Häufigkeitsverteilung erstellt, aus der jeweils der Wert herausgelesen wird, unterhalb dessen 95 % aller Maximalwerte liegen (95. Perzentil). Gemäß dieser Berechnungsansätze wurden auch im UVP-Bericht die Dosiswerte richtungs- und distanzabhängig bestimmt und den umliegenden Ländern bis in einer Entfernung von 1.000 km zugeordnet (siehe Tab. 3.6).

² „With such a release, it is very likely that protective action such as sheltering and evacuation will be judged necessary to prevent or limit health effects on members of the public.“

Die Ergebnisse der Dosisberechnung für die betrachteten Altersgruppen sind plausibel im Hinblick auf die angenommenen Freisetzungsmengen. Gemäß den finnischen Richtwerten für die effektive Dosis und Bodenkontamination werden außerhalb der PAZ keine Katastrophenschutzmaßnahmen erwartet (vgl. Tab. 3.5). Tab. 3.7 stellt die in Finnland und Deutschland geltenden Kriterien und Richtwerte für Katastrophenschutzmaßnahmen gegenüber.

Tab. 3.7 Vergleich der Kriterien für Katastrophenschutzmaßnahmen in Finnland und Deutschland

Land	Maßnahme	Dosiskriterium	Richtwert für Kontamination bzw. ODL
Finnland (TVO 24/, S. 306)	Aufenthalt in Gebäuden	> 10 mSv innerhalb der ersten zwei Tage	> 10 ⁷ Bq/m ² durch Beta- und Gammastrahler
	Evakuierung	> 20 mSv innerhalb der ersten sieben Tage für den Aufenthalt im Freien	> 10 ⁷ Bq/m ² durch Beta- und Gammastrahler für mehr als zwei Tage
Deutschland (/BMU 23/)	Aufenthalt in Gebäuden	10 mSv innerhalb der ersten sieben Tage für den Aufenthalt im Freien	100 µSv/h oder 10 ⁶ Bq/m ² Alpha-Kontamination oder 10 ⁷ Bq/m ² Beta-Kontamination
	Evakuierung	100 mSv innerhalb der ersten sieben Tage für den Aufenthalt im Freien	1.000 µSv/h oder 10 ⁷ Bq/m ² Alpha-Kontamination oder 10 ⁸ Bq/m ² Beta-Kontamination

Bei der Dosisberechnung werden verschiedene Expositionspfade berücksichtigt. Anders als bei der Ermittlung gemäß der deutschen Störfallberechnungsgrundlage werden laut UVP-Bericht weder die Betasubmersion (äußere Exposition durch Betastrahlung innerhalb der radioaktiven Wolke) noch die Inhalation (innere Exposition durch Aufnahme radioaktiver Stoffe durch die Atemluft) berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Kontaminationsberechnung werden in Tabelle 67 des UVP-Berichts dargestellt. Angegeben werden die Bodenkontaminationswerte für verschiedene Cäsium- und Jodisotope sowie Te-132 und Sr-90, als die die Dosis dominierenden Nuklide, in Abhängigkeit der Distanz zum Freisetzungsort. Im Abstand von 1 km zum

Freisetzungsort wird eine Bodenkontamination von Cs-137 von ca. 84 kBq/m² erwartet. In 100 km Entfernung beträgt die Cs-137 Bodenkontamination nur noch ca. 1 kBq/m². In ca. 1.000 km Entfernung (Deutschland), beträgt sie nur noch ca. 0,03 kBq/m². Einen konkreten Bezug zum Ausland bzw. konkrete Angaben, welche Schwankungsbreiten an Bodenkontaminationswerten in den einzelnen umliegenden Ländern zu erwarten sind, ähnlich der Tab. 3.6 zu den Lebenszeitdosen, wird im Rahmen der Bewertung der grenzüberschreitenden Auswirkungen nicht gemacht.

Eine Einschätzung für Verbote und Beschränkungen des Inverkehrbringens von Lebens- und Futtermitteln sowie für Verhaltensempfehlungen zum Verzehr von Lebensmitteln für die jeweiligen betrachteten Gebiete gemäß der Verordnung 2016/52/Euratom /EUR 16/ zu Höchstwerten für die notfallbedingte Kontamination von Lebensmitteln wurde nicht vorgenommen. Möglicherweise wurden keine Aussagen getroffen, wenn bei den ermittelten Bodenkontaminationswerten für das angenommene Unfallszenario die EU-Höchstwerte für Lebensmittel (1.250 Bq/kg für Cs-137 und Cs-134) nicht überschritten werden.

Fragen zum Themenkomplex „grenzüberschreitende Auswirkungen“

1. Das angenommene Unfallszenario wird als Ereignis der INES-Stufe 6 klassifiziert, bei dem es gemäß Definition zu bedeutenden Freisetzungen radioaktiver Stoffe kommt, welche die Notwendigkeit einer Umsetzung geplanter Gegenmaßnahmen wahrscheinlich macht. Inwiefern kann bei der in diesem Unfallszenario angenommenen Freisetzungsmenge davon ausgegangen werden, dass keine weitreichenden Schutzmaßnahmen erforderlich sind?
2. Gibt es Gründe, warum zur Bewertung grenzüberschreitender Auswirkungen nicht ein Unfallszenario mit höheren Freisetzungsmengen in Betracht gezogen wurde?
3. Gibt es Gründe, warum zur Ermittlung der effektiven Dosis nicht die Betasubmersion und Inhalation als mögliche Expositionspfade berücksichtigt wurden?
4. Gibt es Gründe, warum keine Schwankungsbreiten der ermittelten Bodenkontaminationswerte für die jeweiligen betrachteten Staaten angegeben wurden?
5. Werden anhand der Kontaminationsberechnungen Einschränkungen für den Verzehr und für das Inverkehrbringen von Lebens- und Futtermitteln erwartet?

4 Zusammenfassende Darstellung der Bewertung

In diesem Kapitel werden die aus der Bewertung des UVP-Berichts /TVO 24/ abgeleiteten Fragen und Anmerkungen zusammenfassend dargestellt. Dieses Kapitel kann somit als Grundlage für eine Stellungnahme dienen.

Fragen zum Themenkomplex „Vorhaben OL1 und OL2“

Laut /TVO 24a/, S. 7 würden der höheren Leistung entsprechende neue Genehmigungen frühestens so beantragt, dass sie im Jahr 2028 in Kraft wären. Bei Umsetzung der Leistungserhöhung würde der Betrieb der Kraftwerksblöcke entweder bis 2048 oder bis 2058 fortgesetzt. Der Nachweis im Hinblick auf das Alterungsverhalten für eine Betriebszeit von 70 bzw. 80 Jahren soll erst bis zum Erreichen der Betriebsdauer von 60 Jahren im Jahr 2038 erfolgen (/TVO 24/, S. 33). Dadurch entsteht der Eindruck, dass die Nachweise im Hinblick auf das Alterungsverhalten erst nach der Leistungserhöhung erfolgt.

1. Wann wird eine geplante Leistungserhöhung umgesetzt und werden parallel dazu die Nachweise, dass alle sicherheitsrelevanten Alterungsphänomene für die angestrebte Betriebszeit von 70 bzw. 80 Jahren durch geeignete Maßnahmen (Alterungsmanagementprogramme) beherrscht werden, für die dann angedachte Laufzeitverlängerung vorab erstellt?

Fragen/Anmerkungen zum Themenkomplex „Einwirkungen von außen“ (EvA)

Generell fehlen Informationen über die Auslegung gegen EvA und über die Ergebnisse des EU-Stresstests nach dem Reaktorunfall in Fukushima-Daiichi.

2. Wurden als Ergebnis des EU-Stresstests nach dem Reaktorunfall in Fukushima-Daiichi für OL1 und OL2 Maßnahmen im Hinblick auf die Auslegung gegen EvA durchgeführt?

Durch die extremen klimatischen Bedingungen am Standort und die Lage an der Bottensee ergeben sich zudem spezifische Fragen, die sich insbesondere auf Berücksichtigung von bei der Auslegung von Olkiluoto 3 festgestellten standortspezifischen EvA beziehen:

- Bei der Auslegung von Olkiluoto 3 wurde in der Kombination von Wind und Schnee, die zu einer Verstopfung des Verbrennungslufteinlasses eines Dieselgenerators

führen kann, eine potenzielle Gefahrenquelle erkannt. Tritt dieses Phänomen bei mehreren Dieselgeneratoren gleichzeitig auf, kann es zu Verlust der externen Notstromversorgung führen. Die Lufteinlässe von OL3 wurden aus diesem Grund standortspezifisch angepasst, bspw. durch eine Beheizung zur Verhinderung des Einfrierens der Lufteinlässe und Betonabdeckungen gegen durch Wind verursachte Projektile.

- Aufgrund der niedrigen Temperatur besteht zudem die Möglichkeit der Bildung von Nadeleis am Meerwassereinlass. Nadeleis besteht aus Ansammlungen nadelförmiger Eiskristalle in flüssigem Wasser. Es bildet sich in offenem, turbulentem, unterkühltem Wasser bei Lufttemperaturen unter $-6\text{ }^{\circ}\text{C}$. Um der Verstopfung des Meerwassereinlasses durch Nadeleis vorzubeugen, wurde für Olkiluoto 3 eine Leitung zur Rückführung von erwärmtem Auslasswasser zum Einlass entworfen. Bei Bedarf kann somit ein Teil der wärmeren Wasser zum Einlasskanal geleitet werden, um die Meerwassertemperatur über den Punkt zu erhöhen, an dem Nadeleis auftritt.
 - Der Finnische Meerbusen ist eine wichtige Schiffsroute für Öltransporte von Russland nach Westeuropa, die als standortspezifische zivilisatorische Einwirkung von außen untersucht wurden. Die Hauptfahrrinne verläuft dabei etwa 150 km vom Standort entfernt, wodurch sich eine potenzielle Gefährdung des Standorts durch die Auswirkungen durch Ölverschmutzungen ergibt. Die Auswirkungen verschiedener Öltypen auf den Betrieb der sicherheitsrelevanten Wassersysteme und -komponenten wurden durch die TVO untersucht. Im schlechtesten Fall würde ein hochviskoses Öl die Einlaufkanäle verstopfen und damit zu einem Ausfall der Wärmesenke führen. Als Gegenmaßnahme wird die Alarmierung regionaler Rettungsdienste auf See vorgesehen. Für Olkiluoto 3 wurden jedoch zudem weitere Maßnahmen konzipiert, wie die Installation von Ölsperren direkt am Meerwassereinlass.
3. Hier sind konkrete Informationen über entsprechende Vorsorge- bzw. Nachrüstmaßnahmen an OL1 und OL2 von Interesse. Wurden entsprechende Vorkehrungen auch für OL1 und OL2 getroffen bzw. sind diese geplant?

Fragen zum Themenkomplex „Sicherheitsniveau von OL1 und OL2“

Laut /TVO 24/, S. 17, wurde im Jahr 2022 eine vorläufige Sicherheitsanalyse zur Leistungserhöhung durchgeführt. Zusätzlich zu den technischen Analysen zu Anlagenbau und Brennstoff enthält die vorläufige Sicherheitsanalyse Bewertungen zur nuklearen Sicherheit, vorläufige Pläne zur Genehmigung und Durchführung. Die notwendigen

Anlagenänderungen wurden festgelegt und der Arbeitsplan Anfang 2024 fertiggestellt. Zur Leistungserhöhung erfolgt eine Neuparametrierung bestehender Systeme (/TVO 24/, S. 47).

4. Inwieweit konnte die Kernschmelzhäufigkeit (CDF-Wert) im Zusammenhang mit den in OL1 und OL2 durchgeführten Anlagenmodifikationen reduziert werden (konkrete Angaben zum Sicherheitsgewinn)?
5. Inwieweit verändern sich Sicherheitsmargen im Zusammenhang mit der geplanten Leistungserhöhung.
6. Wie ist die Änderung von Sicherheitsmargen im Zusammenhang mit der geplanten Laufzeitverlängerung zu bewerten?

Laut /TVO 24/, S. 49 muss der im Reaktor verwendete Brennstoff für die neue Reaktorleistung zugelassen sein. Im Zuge der Leistungssteigerung werden auch Änderungen an der Brennstofftechnologie vorgenommen, die unter anderem zu einer Erhöhung der Anreicherung und des Abbrands des Brennstoffes führen (/TVO 24/, S. 50)

7. Sind im Zusammenhang mit Modifikationen des Brennstoffs bzw. der Brennelemente noch Entwicklungen bzw. Nachweise notwendig? Werden diese Brennelemente bereits in anderen Reaktoren eingesetzt?

Fragen zum Themenkomplex „Alterungsmanagement und Langzeitbetrieb“

Mit zunehmender Betriebsdauer eines Kernkraftwerks nimmt der Abstand zum Stand von Wissenschaft und Technik, wie er sich in den sicherheitstechnischen Anforderungen an neue Reaktoren manifestiert, zu. Dies kann bei älteren Anlagen teilweise durch geeignete Nachrüst- bzw. Modernisierungsmaßnahmen kompensiert werden. In /TVO 24/ wird allgemein ausgeführt, dass in OL1 und OL2 entsprechende Maßnahmen durchgeführt wurden.

8. Wie wird der aktuelle Abstand von OL1 und OL2 zum aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik bewertet?
9. Welche Modernisierungsmaßnahmen sind im Falle einer Betriebsverlängerung auf 70 bzw. 80 Jahre noch vorgesehen, um OL 1 und OL2 weiter an den Stand von Wissenschaft und Technik heranzuführen?

Kern des „klassischen“ Alterungsmanagements ist die Beherrschung der physischen Alterung der sicherheitstechnisch bedeutsamen technischen Einrichtungen. Hierzu wurde im Rahmen der internationalen Zusammenarbeit ein gemeinsames Verständnis entwickelt, dass sich insbesondere in den im IAEA SSG-48 /IAE 18/ formulierten Anforderungen an „Alterungsmanagement und Programme zum Langzeitbetrieb“ sowie in den WENRA SRL, Issue I, /WEN 21/ widerspiegelt. Bei sehr langen Betriebszeiten ist nicht ausgeschlossen, dass auch neue Schädigungsmechanismen auftreten können, z. B. strahlungsinduzierte Spannungsrisskorrosion (IASCC) infolge hoher Fluenzen. In /TVO 24/, Abschnitt 3.2.1 finden sich nur allgemeine Ausführungen zum Alterungsmanagement von OL1 und OL2.

10. Wie wird der Zustand der sicherheitstechnisch bedeutsamen Komponenten, welche nicht ausgetauscht oder ertüchtigt werden können, bewertet?
11. Sind die für OL1 und OL2 zum Alterungsmanagement und Langzeitbetrieb implementierten Programme konform mit den in SSG-48 und den WENRA SRL formulierten Anforderungen? Worauf basiert diese Einschätzung? Welche Abweichungen gibt es ggf.?
12. Wie ist der Betrachtungsumfang der technischen Einrichtungen für das Alterungsmanagement von OL1 und OL2 definiert?
13. Auf welchen Analysen basiert die Aussage (/TVO 24/, S. 31), dass keine alterungsbedingten Schädigungsmechanismen erwartet werden, welche eine Betriebsdauer der beiden Blöcke bis zu 80 Jahren in Frage stellen könnten?

Zentrales Element des Managements des technologischen Veraltens ist die Sicherstellung von Ersatzteilen über eine entsprechende Vorratslagerhaltung sowie die Sicherstellung entsprechender Lieferketten. Mit zunehmender Betriebsdauer, insbesondere über 60 Jahre, ist zu erwarten, dass insbesondere die Vorratslagerhaltung aber auch die Verfügbarkeit von Lieferketten schwieriger aufrechtzuerhalten ist.

14. Welche Maßnahmen wurden/werden für OL1 und OL2 zur Sicherstellung der Lieferketten getroffen?

Aus der physischen Alterung technischer Einrichtungen ergibt sich naturgemäß eine (zulässige) Verringerung der Sicherheitsmargen technischer Einrichtungen, z.B. durch Versprödung von Komponenten oder Verringerung des tragenden Querschnitts von Rohrleitungen durch Korrosionsprozesse. Andererseits sind mit einer Leistungserhöhung

Änderungen verschiedener Betriebsparameter verbunden, die zu erhöhten Beanspruchungen insbesondere mechanischer Komponenten führen können.

15. Welche konkreten Änderungen der relevanten Betriebsparameter sind bei einer Leistungserhöhung von OL1 und OL2 auf 10 % zu erwarten?
16. Wie werden die Änderungen der relevanten Betriebsparameter bei der Analyse des Alterungsverhaltens sicherheitstechnisch bedeutsamer technischer Einrichtungen berücksichtigt?

Fragen zum Themenkomplex „Unfallverhalten und Quellterm“

Aufgrund der regulatorischen Anforderung (161/1988) soll die Cs-137-Freisetzung den Wert von 100 TBq nicht überschreiten. Die Wahrscheinlichkeit, diesen Wert zu überschreiten, sollte extrem niedrig sein. Im UVP-Bericht /TVO 24/ erfolgt die Bewertung möglicher radiologischer Folgen in der Umgebung auf Basis des regulatorisch vorgegebenen Grenzwerts, wobei dann allerdings impliziert wird, dass die regulatorischen Anforderungen erfüllt werden. Im STUK-Bericht STUK-A268 zu potentiellen Konsequenzen eines Unfalls wird diese Freisetzung als Basisfall angenommen und es werden weitere Fälle mit Versagen der Barrierefunktion des Containments und einer entsprechenden höheren Freisetzung für die Festlegung von Schutzmaßnahmen betrachtet. Auch laut IAEA Specific Safety Guide SSG-4 sollten in probabilistischen Sicherheitsanalysen Fälle mit Versagen der Containmentfunktion betrachtet werden.

17. Inwieweit ist der im UVP-Bericht verwendete Quellterm im Hinblick auf radiologische Auswirkungen abdeckend?
18. Wurden in den durchgeführten probabilistischen Sicherheitsanalysen zu OL1 und OL2 Fälle mit Versagen der Containmentfunktion (Containment-Bypass) betrachtet und wie sind die Quellterme dieser Freisetzungskategorien?

Der im UVP-Bericht in groben Zügen dargestellte Unfallablauf, welcher für die konservative Abschätzung des Quellterms verwendet wurde, beinhaltet eine Flutung der Reaktorkaverne. Diese muss rechtzeitig erfolgen, um das Risiko einer Dampfexplosion zu reduzieren.

19. Wie wird sichergestellt, dass die Flutung der Reaktorkaverne rechtzeitig vor dem Versagen des RDBs erfolgt?

Im UVP-Bericht (/TVO 24/, S. 287) wird erläutert, dass die Freisetzung der Edelgase nicht hochskaliert werden, da diese bereits zu 99,5 % freigesetzt wurden. Nach den Informationen in STUK-A268 werden im Basisfall nur 2 % der Edelgase in die Umgebung freigesetzt.

20. Wie ist die Aussage einer 99,5 % Freisetzung der Edelgase im Zusammenhang mit den in STUK-A268, Tabelle 2.2, zu verstehen?

Fragen zum Themenkomplex „grenzüberschreitende Auswirkungen“

21. Das angenommene Unfallszenario wird als Ereignis der INES-Stufe 6 klassifiziert, bei dem es gemäß Definition zu bedeutenden Freisetzungen radioaktiver Stoffe kommt, welche die Notwendigkeit einer Umsetzung geplanter Gegenmaßnahmen wahrscheinlich macht. Inwiefern kann bei der in diesem Unfallszenario angenommenen Freisetzungsmenge davon ausgegangen werden, dass keine weitreichenden Schutzmaßnahmen erforderlich sind?
22. Der angenommene Quellterm von 100 TBq Cs-137 (inkl. weiterer freigesetzter Radionuklide) entspricht dem Grenzwert für die Freisetzung von radioaktivem Material bei einem schweren Reaktorunfall gemäß finnischer Kernenergieverordnung (161/1988). Gibt es Gründe, warum zur Bewertung grenzüberschreitender Auswirkungen nicht ein Unfallszenario mit höheren Freisetzungsmengen in Betracht gezogen wurde?
23. Bei der Dosisberechnung werden verschiedene Expositionspfade berücksichtigt. Anders als bei der Ermittlung gemäß der deutschen Störfallberechnungsgrundlage werden laut UVP-Bericht weder die Betasubmersion (äußere Exposition durch Betastrahlung innerhalb der radioaktiven Wolke) noch die Inhalation (innere Exposition durch Aufnahme radioaktiver Stoffe durch die Atemluft) berücksichtigt. Gibt es Gründe, warum zur Ermittlung der effektiven Dosis nicht die Betasubmersion und Inhalation als mögliche Expositionspfade berücksichtigt wurden?
24. Gibt es Gründe, warum keine Schwankungsbreiten der ermittelten Bodenkontaminationswerte für die jeweiligen betrachteten Staaten angegeben wurden?
25. Werden anhand der Kontaminationsberechnungen Einschränkungen für den Verzehr und für das Inverkehrbringen von Lebens- und Futtermitteln erwartet?

5 Zusammenfassung

Der UVP-Bericht /TVO 24/ für das Vorhaben einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerksblöcke Olkiluoto 1 und Olkiluoto 2 um zehn beziehungsweise 20 Jahre sowie einer Leistungserhöhung um 10 % wurde von der GRS im Auftrag des BMUV im Hinblick auf kerntechnische Sicherheit und eine mögliche grenzüberschreitende Auswirkung ausgewertet. Ziel des Umweltverträglichkeitsprüfungsverfahrens ist es, die erheblichen Umweltauswirkungen des geplanten Vorhabens mit ausreichender Genauigkeit zu analysieren. Dazu werden Informationen bereitgestellt, die die Planung und Entscheidungsfindung im Zusammenhang mit dem Vorhaben unterstützen, aber auch den verschiedenen Beteiligten einen besseren Zugang zu Informationen und Beteiligungsmöglichkeiten in der Planungsphase des Vorhabens zu ermöglichen. Durch die Teilnahme Deutschlands am UVP-Verfahren besteht die Möglichkeit, aus deutscher Sicht offene Fragen im Hinblick auf die Umsetzung der kerntechnischen Sicherheit sowie möglichen grenzüberschreitenden radiologischen Auswirkungen zu klären und dadurch deutsche Interessen zu vertreten.

In diesem Kurzbericht wurde der im o.g. Sinne relevante Inhalt des UVP-Berichts zusammenfassend dargestellt und bewertet. Hierzu wurden auch weitere, der GRS vorliegenden Informationen genutzt. Hierzu zählen Informationen zu den Anlagenkonzepten, den durchgeführten Anlagenmodifikationen sowie geplanter Maßnahmen in Finnland im Falle von Reaktorunfällen.

Die Ergebnisse, welche aus Sicht der GRS in eine Stellungnahme einfließen könnten, sind in Kap. 4 zusammenfassend dargestellt. Diese beziehen sich insbesondere auf den Ablauf des Vorhabens, Fragen zu Maßnahmen im Zusammenhang von äußeren Einwirkungen, Fragen zum Sicherheitsniveau sowie zum Alterungsmanagement. Weiterhin wurden Fragen zum Unfallverhalten sowie den daraus folgenden möglichen grenzüberschreitenden Auswirkungen abgeleitet.

Literaturverzeichnis

- /BMU 23/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV): Allgemeiner Notfallplan des Bundes nach § 98 des Strahlenschutzgesetzes (ANoPI-Bund), Allgemeine Verwaltungsvorschrift der Bundesregierung. 10. November 2023.
- /DUK 24/ F. Dukaj, Nachrüstungen an ABB SWR Anlagen in Finnland, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, Februar 2024.
- /EIS 16/ S. Eismar: Anlagenbeschreibung Kernkraftwerk Olkiluoto 1 und 2, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, Dezember 2016.
- /EUR 16/ Verordnung (Euratom) 2016/52 des Rates vom 15. Januar 2016 zur Festlegung von Höchstwerten an Radioaktivität in Lebens- und Futtermitteln im Falle eines nuklearen Unfalls oder eines anderen radiologischen Notfalls und zur Aufhebung der Verordnung (euratom) Nr. 3954/87 des Rates und der Verordnung (Euratom) Nr. 944/89 und (Euratom) Nr. 770/90 der Kommission in der Fassung vom 15. Januar 2016, zuletzt geändert 9. Februar 2016 (Amtsblatt der Europäischen Union 2016, Nr. L 13).
- /FIN 18/ Finnland: [Government Decree on Ionizing Radiation 1034/2018](#), Zugriff: 15.01.2025.
- /FIN 20/ Finnland: [Nuclear Energy Degree 161/1988](#), Zugriff: 15.01.2025.
- /IAE 10/ International Atomic Energy Agency (IAEA) (Hrsg.): Development and Application of Level 2 Probabilistic Safety Assessment for Nuclear Power Plants, Specific Safety Guide SSG-4, Mai 2010.
- /IAE 11/ International Atomic Energy Agency (IAEA) (Hrsg.): Meteorological and Hydrological Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations, Specific Safety Guide SSG-18, November 2011.

- /IAE 13/ International Atomic Energy Agency (IAEA) (Hrsg.): INES - The International Nuclear and Radiological Event Scale User's Manual, 2008 Edition. IAEA-INES-2009, 206 S.: Vienna, März 2013.
- /IAE 18/ International Atomic Energy Agency (IAEA) (Hrsg.): WENRA Safety Reference Levels for Existing Reactors, Specific Safety Guide SSG-48, November 2018.
- /ICR 06/ Valentin, J. (Hrsg.): Assessing dose of the representative person for the purpose of radiation protection of the public. International Commission on Radiological Protection (ICRP), ICRP publication, Bd. 101, ISBN 0-7020-2927-0, Elsevier: Oxford u.a., 2006.
- /SME 24/ Sächsisches Staatsministerium für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft (SMEKUL): Rückmeldung zum Umweltverträglichkeitsprüfungsprogramm (UVP-Programm) über die geplante Laufzeitverlängerung und Erhöhung der thermischen Leistung der Reaktorblöcke Olkiluoto 1 und 2, Schreiben vom 28. März 2024.
- /SSK 03/ Strahlenschutzkommission (SSK) (Hrsg.): Störfallberechnungsgrundlagen zu § 49 StrlSchV, Neufassung des Kapitels 4: Berechnung der Strahlenexposition, Empfehlung der Strahlenschutzkommission. 11. September 2003.
- /SSK 14/ Strahlenschutzkommission (SSK) (Hrsg.): Planungsgebiete für den Notfallschutz in der Umgebung stillgelegter Kernkraftwerke, Verabschiedet in der 271. Sitzung der Strahlenschutzkommission am 20./21. Oktober 2014. Empfehlung der Strahlenschutzkommission, 21. Oktober 2014.
- /STE 21/ I. Steudel: ABB-SWR Reaktorkonzeptbeschreibung, Bericht zum Vorhaben 4720R01510, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, April 2021.
- /STU 01/ STUK: Finnish Report on Nuclear Safety, Finnish 2nd national report as referred to in Article 5 of the Convention on Nuclear Safety, STUK-B-YTO 210, Oktober 2001.

- /STU 07/ STUK: Finnish report on nuclear safety, Finnish 4th national report as referred to in Article 5 of the Convention on Nuclear Safety, STUK-B 80, September 2007.
- /STU 10/ STUK: Finnish report on nuclear safety, Finnish 5th national report as referred to in Article 5 of the Convention on Nuclear Safety, STUK-B 120, August 2010.
- /STU 13/ STUK: Finnish report on nuclear safety, Finnish 6th national report as referred to in Article 5 of the Convention on Nuclear Safety, STUK-B 164, August 2013.
- /STU 14/ STUK: European Stress Tests for Nuclear Power Plants National Action Plan Finland, Dezember 2014.
- /STU 16/ STUK: Finnish report on nuclear safety, Finnish 7th national report as referred to in Article 5 of the Convention on Nuclear Safety, STUK-B 205, Juli 2016.
- /STU 18/ STUK: Radiation and Nuclear Safety Authority Regulation on the Safety of a Nuclear Power Plant, STUK Y/1/2018, 2018.
- /STU 19/ STUK: Finnish report on nuclear safety, Finnish 8th national report as referred to in Article 5 of the Convention on Nuclear Safety, STUK-B 237, Juli 2019.
- /STU 19a/ STUK: European Stress Tests for Nuclear Power Plants National Action Plan Finland, Dezember 2019.
- /STU 21/ STUK: European Stress Tests for Nuclear Power Plants National Action Plan Finland, März 2021.
- /STU 22/ STUK: Potential consequences of hypothetical nuclear power plant accidents in Finland, STUK-A268, Mai 2022.

- /STU 22a/ STUK: Finnish report on nuclear safety, Finnish 9th national report as referred to in Article 5 of the Convention on Nuclear Safety, STUK-B 288, August 2022.
- /TVO 08/ Teollisuuden Voima Oyj (TVO): Nuclear power plant units Olkiluoto 1 and Olkiluoto 2, Broschüre, 2008.
- /TVO 22/ Teollisuuden Voima Oyj (TVO): Annual and Sustainability Report 2022.
- /TVO 23/ Teollisuuden Voima Oyj (TVO): Annual and Sustainability Report 2023.
- /TVO 24/ Teollisuuden Voima Oyj (TVO): Extending the Service Life of the Olkiluoto 1 and Olkiluoto 2 Plant Units and Upgrading their Thermal Power, Environmental impact assessment report, Dezember 2024.
- /TVO 24a/ Teollisuuden Voima Oyj (TVO): Betriebsverlängerung und Erhöhung der thermischen Leistung der Reaktorblöcke Olkiluoto 1 und Olkiluoto 2, UVP-Bericht: Dokument für die internationale Anhörung, Dezember 2024 (*Zusammenfassung in deutscher Sprache*).
- /WEN 21/ WENRA RHWG: WENRA Safety Reference Levels for Existing Reactors, Februar 2021

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1	Aufbau der Notkühlsysteme (aus /TVO 08/)	4
Abb. 3.1	Im Rahmen des UVP-Verfahrens geprüfte Optionen (/TVO 24a/, S. 8)	21
Abb. 3.2	Schnitt der Reaktorblöcke OL1 und OL2 (aus /TVO 24/)	26
Abb. 3.3	Darstellung der Entfernungen von den Kernkraftwerksblöcken OL1 und OL2 bis zu 1.000 km (/TVO 24a/ S. 41)	38

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1	Übersicht der Anlagenmodifikationen in OL1 und OL2 /DUK 24/	8
Tab. 2.2	Ermittelte mögliche Quellterme der betrachteten Fälle (aus /STU 22/)	16
Tab. 3.1	Gliederung des UVP-Berichts	17
Tab. 3.2	Beschränkungen der jährlichen Strahlendosis (/TVO 24/, Tabelle 63)	33
Tab. 3.3	Einteilung von Ereignissen (/STU 18/)	33
Tab. 3.4	Vergleich zwischen dem Fukushima Daiichi Unfall und dem modellierten Unfall in OL1 bzw. OL2 /TVO 24/, S. 295	35
Tab. 3.5	Katastrophenschutzmaßnahmen, Dosiskriterien, Maximaldistanz für Katastrophenschutzmaßnahmen und Kontaminationsrichtwerte in Finnland	40
Tab. 3.6	Länderspezifische Angaben zur ermittelten Lebenszeitdosis	41
Tab. 3.7	Vergleich der Kriterien für Katastrophenschutzmaßnahmen in Finnland und Deutschland	43

Abkürzungsverzeichnis

BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
CDF	Core Damage Frequency
EPR	European Pressurized Reactor
EvA	Einwirkungen von außen
GRS	Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH
IAEA	International Atomic Energy Agency
IASCC	Irradiation-Assisted Stress Corrosion Cracking
KMV	Kühlmittelverlust
RCP	Representative concentration pathway
S&E-Ventile	Sicherheits- und Entlastungsventile
SBO	Station-Black-Out
SMEKUL	Staatsministeriums für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft
SRL	Safety Reference Level
STUK	Radiation and Nuclear Safety Authority of Finland
SWR	Siedewasserreaktor
TVO	Teollisuuden Voima Oyj
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
WENRA	Western European Nuclear Regulators Association