

# Anhang

## Inhalt

<b>10. Anhang 1 Sicherheitsprobleme des KKM.....</b>	<b>46</b>
Wie es zum heutigen Instandhaltungskonzept kam.....	46
Sicherheitstechnische Stellungnahme des ENSI vom 21. Dezember 2012 .....	46
Kritik der privaten Beschwerdeführer aus der Schweiz.....	47
Kritik des ehemaligen Chefs der deutschen Atomaufsicht .....	49
Osart-Bericht vom 4. Februar 2013: Operative und technische Lücken.....	50
Neue ENSI-Untersuchung: Nachprüfung der Gefährdung durch Flugzeugabsturz.....	53
ENSI-Bericht vom 21. Dezember 2012 Zusammenfassung (S. 65-69) .....	53
7 Zusammenfassung.....	53
<b>11. Anhang 2: Angaben zu Stilllegung und Entsorgung .....</b>	<b>57</b>
Beiträge an den Stilllegungsfonds und an den Entsorgungsfonds	58
<b>12. Anhang 3 : Quellen zu Fussnoten .....</b>	<b>59</b>
Fussnote 1 .....	59
BKW Medienmitteilungen 04.01.2013 .....	59
Fussnote 3 .....	59
Fussnote 7 .....	60
Fussnote 33 .....	62
Fussnote 44 .....	63
Fussnote 52 – Elcom Entscheid vom 28. Mai 2009.....	63
<b>13. Anhang 4 Stromtarife im Vergleich .....</b>	<b>65</b>
Tarife der IWB .....	65
Elcom Tarifangaben Energie Versorgungsgebiet BKW.....	67
<b>14. Futures-Preise an der EEX.....</b>	<b>76</b>
<b>15. Kosten und Stilllegungen US-amerikanischer Atomkraftwerke ..77</b>	
First US nuclear power closures in 15 years signal wider industry problems .....	77
Nuclear Repairs No Easy Sale as Cheap Gas Hits Utilities .....	79

**16. Anhang 5 Stellungnahmen des Regierungsrats des Kantons  
Bern 82**

## 10. Anhang 1 Sicherheitsprobleme des KKM

### Wie es zum heutigen Instandhaltungskonzept kam

Mit Urteil vom 1. März 2012 hiess das Bundesverwaltungsgericht (BVGer) die von zwei Einsprechergruppen erhobenen Beschwerden teilweise gut. Aufgrund der „erheblichen offenen sicherheitsrelevanten Fragen“, insbesondere bezüglich des Zustands des Kernmantels, der Erdbebensicherheit und der Kühlung des KKW, seien die Voraussetzungen für eine polizeilich begründete Befristung gemäss KEG 21-2 erfüllt.

Für ein Gesuch um Verlängerung habe die BKW „in einem umfassenden Instandhaltungskonzept darzulegen, welche Massnahmen sie zur Behebung der Mängel ergreifen wird, welche Kosten damit verbunden sind und wie lange sie das KKW Mühleberg noch betreiben möchte“.

Das BVGer hob auf Antrag der BKW die bisherige Befristung der Betriebsbewilligung für das KKM auf, befristete aber seinerseits die Betriebsbewilligung neu bis zum 28. Juni 2013.

Gegen das Urteil des BVGer hat die BKW am 20. April 2012 beim Bundesgericht (BGer) Beschwerde erhoben. Bezüglich des Instandhaltungskonzepts legte sie keine Beschwerde ein.

Mit Verfügung vom 23. Mai 2012 hat der Präsident der 2. Öffentlich-rechtlichen Abteilung das Gesuch der BKW um aufschiebende Wirkung abgelehnt. Die Geltungsdauer der aktuellen Betriebsbewilligung war kurzfristig bis zum 28. Juni 2013 begrenzt.<sup>1</sup>

Am 28. März 2013 hob das Bundesgericht den Entscheid des BVGer auf und bezeichnete das ENSI abschliessend als für die Sicherheit zuständig. Das Bundesgericht erteilte dem KKM eine unbefristete Betriebsgenehmigung. Die inzwischen erlassenen Auflagen des ENSI bleiben indessen in Kraft und sind nicht Gegenstand von weiteren Verfahren.

### Sicherheitstechnische Stellungnahme des ENSI vom 21. Dezember 2012<sup>2</sup>

Als Reaktion auf Beschwerden von Anwohnern hatte das BVGer die Fortsetzung des Betriebs des KKM an Bedingungen geknüpft. Ein Teil der gerichtlichen Forderungen hat das ENSI am 21. Dezember 2012 in seiner sicherheitstechnischen Stellungnahme übernommen.

Im Anhang ist die Zusammenfassung des ENSI-Berichts vom 21. Dezember 2012 umfänglich zitiert (Seiten 65-69).<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Bundesverwaltungsgericht Urteil vom 1. März 2012

<sup>2</sup> Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat: Sicherheitstechnische Stellungnahme zum Langzeitbetrieb des Kernkraftwerks Mühleberg vom 20. Dezember 2012

<sup>3</sup> Siehe Anhang, „Fussnote 3“

Als Grundlage der Beurteilung durch das ENSI gelten die gesetzlichen Anforderungen in der Schweiz, die internationalen Anforderungen der IAEA sowie neue Erkenntnisse, die sich aus dem Reaktorunfall in Fukushima-Daiichi ableiten lassen.

*Forderung 3.1-1*

Das KKM wird aufgefordert, dem ENSI bis zum 31. Dezember 2013 ein Konzept vorzulegen, wie die Aspekte der Materialalterung für die mechanischen Komponenten der Sicherheitsklasse 4 berücksichtigt werden.

*Forderung 3.2-1*

Das KKM wird aufgefordert, bis zum 31. Dezember 2014 alle 1E-Kabel der Sicherheitssysteme im Reaktorgebäude, für welche keine Auslegungsdokumentation vorhanden ist, zu ersetzen. Für die übrigen sicherheitsrelevanten Kabel, für die keine Auslegungsdokumentation vorhanden ist, ist dem ENSI bis zum 30. Juni 2013 eine Ersatzplanung einzureichen.

*Forderung 4.2-1*

Das KKM wird aufgefordert, die bisher durchgeführten thermohydraulischen und bruchmechanischen Analysen zum Integritätsnachweis des Reaktordruckbehälters bei postulierten Rissen unter Thermoschockbedingungen gemäss dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik zu aktualisieren.

Da die letzten Messungen gezeigt haben, dass aufgrund der verbesserten Wasserchemie die Wachstumsraten der Risse eher zurückgehen und zudem grosse Sicherheitsmargen gegenüber den Anforderungen der anwendbaren Bauvorschrift bestehen, sieht das ENSI die Strukturintegrität des rissbehafteten Kernmantels ohne Berücksichtigung der Zuganker für die nächsten fünf Betriebsjahre als gewährleistet an. Eine weitergehende Prognose zum Zustand des Kernmantels über das Jahr 2017 hinaus ist mit Unsicherheiten behaftet. Demzufolge sieht das ENSI für den Langzeitbetrieb über 2017 hinaus weitere Stabilisierungsmassnahmen für den Kernmantel als erforderlich an:

*Forderung 4.3-1*

Das KKM hat die im Instandhaltungskonzept vom 23. Dezember 2011 beschriebenen Stabilisierungsmassnahmen für den Kernmantel spätestens in der Jahresrevision 2017 umzusetzen.

Für die Stahldruckschale des Containments erhebt das ENSI folgende Forderung:

*Forderung 4.7-1*

Das KKM wird aufgefordert, dem ENSI bis zum 31. Dezember 2013 ein Konzept vorzulegen, wie der Materialzustand des Primärcontainments umfassender beurteilt werden kann. Dazu sind insbesondere die bisher als unzugänglich eingestuft Bereiche des Drywells sowie die ermüdungsrelevanten Bereiche der Überströmrohre zu betrachten.

In drei Punkten sieht das ENSI jedoch weiteren Abklärungsbedarf. Diese betreffen die diversitäre Auslösung der Sicherheitsfunktion „Kühlmitteleinspeisung in den RDB“, die diversitäre Sicherstellung des Überspeisungsschutzes und die Vorsorge gegen auslegungsüberschreitende Störfälle.

*Forderung 5.2-3*

Das KKM hat für auslegungsüberschreitende externe Ereignisse systematisch aufzuzeigen, dass alle angemessenen Vorkehrungen zu einer weiteren Verminderung der Gefährdung mittels fest installierter Systeme oder kurzfristig verfügbarer, vorbereiteter Massnahmen getroffen wurden. Es ist aufzuzeigen, dass Margen gegenüber den Anforderungen bei externen Ereignissen im Auslegungsbereich bestehen. Eine sicherheitstechnische Bewertung der geplanten sowie der umgesetzten Nachrüstungen und Massnahmen ist dem ENSI bis zum 30. Juni 2013 in einem Bericht vorzulegen.

*Forderung 5.3-1*

Das KKM hat die Realisierung einer zusätzlichen, von der Aare unabhängigen Kühlwasserversorgung sowie die Nachrüstung eines erdbebenfesten Brennelementbecken-Kühlsystems und eines zusätzlichen Nachwärmeabfuhrsystems bis zum Ende der Jahresrevision 2017 umzusetzen. Die Umsetzungsplanung ist dem ENSI bis zum 30. Juni 2013 einzureichen. Die Erweiterung der Brennelementbecken- Instrumentierung ist bis zum 31. Dezember 2013 zu realisieren.

Falls die vom ENSI geforderten Verbesserungen zeitgerecht umgesetzt werden, hat das ENSI keine sicherheitstechnischen Einwände gegen einen Betrieb des KKM über 40 Jahre hinaus. Auf der Basis des heutigen Kenntnisstandes werden die in der Ausserbetriebnahmeverordnung festgelegten Ausserbetriebnahmekriterien in den darauf folgenden 10 Betriebsjahren nicht erreicht.

## **Kritik der privaten Beschwerdeführer aus der Schweiz**

Die Beschwerdeführer gegen das KKM nennen folgende Gefährdungsmomente:

- Risse im Kernmantel – Ungenügen der Zugankerkonstruktion,
- Fehlende Erdbeben- und Hochwassersicherheit,
- Unsichere Kühlung – fehlende diversitäre Wärmesenke – ungenügende Brennelementbecken-Kühlung
- Fehlende Beherrschung eines unfallbedingten Anstiegs der Wasserstoffkonzentration im Containment durch das gefilterte Druckentlastungssystem

- Extreme Wetterereignisse werden nicht beherrscht. Die AKW mussten bisher nur aufzeigen, dass sie einem 2 Tage Blockregen standhalten. Klimahistoriker zeigten jedoch, dass eher 4-5 Tage Blockregenereignisse für ein 10'000 jähriges Regenereignis berücksichtigt werden müssten.
- Die KNS forderte im März 2012 das Vorgehen zum Notfalleinsatz zu überprüfen.

Die Beschwerdeführer gegen das KKM schätzten die Nachrüstungskosten auf bis zu 1,185 Milliarden Franken,<sup>4</sup> ohne damit alle Mängel des Werks zu beseitigen.

### **Kostenschätzung des Vereins „Mühleberg Verfahren“**

(mitgeteilt per Mail in einer Korrespondenz von Jürg Joss, Präsident des Vereins)

In der folgenden Liste sind bisherige und noch nicht berücksichtigte Massnahmen enthalten sowie eine (ungesicherte) Grobschätzung der Kosten:

- *Diversitäre Notkühlsenke*
  - *Notkühlturm (~100Mio) oder*
  - *Saane Kühlleitung ( ~30Mio)*
- *Ausbau Notstromversorgung (50 Mio.)*
- *Kernmantelersatz (~500Mio, hohe Personalverstrahlung)*
- *Einhängekühlvorrichtung Kühlbecken für abgebrannte Brennelemente (~5Mio erdbebenfest)*
- *Erdbebenfestigkeit der 20 nicht erdbebenfesten Betriebs-Notsysteme (200Mio)<sup>5</sup>*
- *Sicherung gegen Flugzeugabsturz (Decke an dünnster Stelle 15cm, Sicherung nicht möglich ausser militärisch >100Mio.)*
- *Sicherung Staudamm gegen Terror (Nicht möglich ausser militärisch >100Mio.)*
- *Aufrüstung interner Brand- und Überflutungsschutz, räumliche Trennung (Aus räumlichen Gründen nicht möglich >100Mio.)*

### **Beurteilung des KKM durch den ENSREG PEER Review**

Die EU-Stresstests des ENSREG Peer Review Teams hatten zuvor (am 26.4.2012) jene Mängel bestätigt, welche auch die Beschwerdeführer gegen den Weiterbetrieb von Mühleberg geltend machten.

- Im EU-Bericht wird die mangelnde Erdbebenbeherrschung der Brennelementlagerbecken erwähnt: "The present design basis for the SFP cooling system at KKB and KKM appears inadequate (H1 instead of H2)."<sup>6</sup>
- Das AKW Mühleberg hat keine unabhängige Kühlquelle: „One of the sites (KKM) has no alternate cooling source.“
- ENSREG verlangt Nachbesserung bis 2015 ("injection system finished by 2012 and cooling system by 2015.") "Except KKM, all the

<sup>4</sup> Siehe Aufzählung und Kostenschätzung im Anhang

<sup>5</sup> [http://www.fokusantiatom.ch/Dokumente/2007\\_11SSE.pdf](http://www.fokusantiatom.ch/Dokumente/2007_11SSE.pdf)

<sup>6</sup> <http://www.ensreg.eu/sites/default/files/Country%20Report%20CH%20Final.pdf>

plants also have permanently installed connections for emergency injection into the SFP.”

Die Kritik der ENSREG wurde vom ENSI aufgegriffen. Allerdings fällt auf, dass das ENSI einen viel gemächlicheren Fahrplan vorgibt als ENSREG (2017 statt 2015).

### **Kritik des Umweltbundesamtes von Österreich: fehlende Sicherheitsmargen**

Ein Expertenbericht des Umweltbundesamtes Österreichs wirft dem ENSI vor, insbesondere die Erdbebensicherheit nicht zu gewährleisten. Die Studie schreibt,<sup>7</sup>

- „dass eine Reduktion der durch das PEGASOS Projekt ermittelten Werte, wie es in HSK (2007a) (um –20 %) unzulässig ist.“
- „dass das Designerdbeben mit 0,15 g nicht gerechtfertigt ist und auch die Sicherheitsmargen aus dem Stresstest nicht dem Stand der Technik entsprechen, zumal es ja auch schon seit dem PEGASOS-Projekt von renommierten Fachleuten neuere Erkenntnisse und Ergebnisse zur seismischen Gefährdung der Schweizer Kernkraftwerke gibt.“
- "Die PEGASOS Studie liefert deutlich ungünstigere Gefährdungskurven für Erdbebeneinwirkungen als der aktuellen Auslegung des KKM zu Grunde liegen."
- „Die Funktionsfähigkeit der den Strängen I und II zugeordneten Sicherheitssysteme kann auf Basis der aktuell gültigen Auslegung des KKM gegen das Sicherheitserdbeben auslegungsgemäß nicht kreditiert werden.“

### **Kritik des ehemaligen Chefs der deutschen Atomaufsicht**

In einem Interview hat Dieter Majer, Leiter des Bereiches «Sicherheit kerntechnischer Einrichtungen» im deutschen Umweltministerium a.D., den Weiterbetrieb des KKM scharf kritisiert.<sup>8</sup>

„Ich bin der Meinung, dass man diese Anlagen [KKM und Beznau] nicht mehr weiterbetreiben sollte. Die Risiken sind nicht mehr tragbar. Einerseits, weil die Kraftwerke in ihrer Grundkonstruktion im Vergleich mit modernen Anlagen grosse sicherheitstechnische Nachteile haben. Andererseits, weil der Alterungsprozess unaufhaltsam fortschreitet. Materialien werden spröde, zum Beispiel der Reaktordruckbehälter, Betonarmierungen korrodieren, Anschlussstützen ermüden und brechen daher schneller. (...) Das Atomkraftwerk Würgassen, das drei Jahre nach Mühleberg in Betrieb gegangen war, ist allerdings bereits 1997 stillgelegt worden – lange vor Fukushima. Auch hier wurden im Kernmantel Risse entdeckt, deren Reparatur nur eingeschränkt möglich war. Deshalb hat man Würgassen aus Sicherheitsgründen abgeschaltet. In Mühleberg scheint man diesen Zustand wohl einfach zu akzeptieren. (...)

Beim Betrieb von Atomkraftwerken lässt sich eine sogenannte Badewannenkurve beobachten. Unmittelbar nach Inbetriebnahme führen Kinderkrankheiten häufig zu Störungen. Dar auf folgt eine Phase mit wenig Zwischenfällen. Doch irgendwann beginnt der Alterungsprozess, worauf die Zahl der Störungen wieder ansteigt. Aufgrund meiner Erfahrungen würde ich sagen, dass alle Schweizer Anlagen bereits in eine Phase eingetreten sind, wo alterungsbedingte Probleme häufiger vorkommen. Das Argument des jahrzehntelangen störungsfreien Betriebs ist beim Alterungsprozess nicht stichhaltig, weil sich die Qualität einer Anlage erst im Störfall zeigt. Dann ist die Belastung der Anlage ja erheblich höher als im Normalbetrieb. Wenn über eine lange Zeit keine erheblichen Störfälle aufgetreten sind, kann man auch nicht sagen, ob sich eine Anlage im Ernstfall noch bewähren würde. (...)Viele wichtige Komponenten eines Atomkraftwerks können nicht ausgetauscht

<sup>7</sup> Umweltbundesamt Österreich: KKW Mühleberg, Fachstellungnahme zu sicherheitstechnischen Aspekten des Schweizer Kernkraftwerks Mühleberg, [www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0385.pdf](http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0385.pdf)

<sup>8</sup> Landbote 28.3.2013

werden – zum Beispiel der verspröden Reaktordruckbehälter. Man kann also ein altes Kraftwerk bezüglich der Sicherheit unmöglich auf den Stand einer neuen Anlage bringen. (...)

Ich habe die Risikoeinschätzungen meiner Schweizer Kollegen häufig nicht verstanden. Etwa nach den Anschlägen vom 11. September: In Deutschland haben wir unsere Anlagen dar auf prüfen lassen, ob sie einen gezielten Flugzeugabsturz aushalten. Die Schweizer Kollegen dagegen waren der Meinung, dass das Risiko einer terroristischen Attacke so gering sei, dass sie sich damit erst gar nicht beschäftigen müssten. Beznau und Mühleberg sind für mich angesichts der Risiken deshalb nicht mehr verantwortbar und müssten rasch abgeschaltet werden. Die mit unhaltbar langen Fristen angekündigten Nachrüstungen sind zudem lediglich marginale Sicherheitsverbesserungen, welche die wirklichen Sicherheitsprobleme nicht beseitigen.“

### **Osart-Bericht vom 4. Februar 2013: Operative und technische Lücken**

Die Osart-Mission, eine Delegation der Internationalen Atomenergiebehörde (IAEA) hat das KKM im Oktober 2012 während drei Wochen überprüft. Es formulierte 21 Empfehlungen betreffen die Bereiche Management, Organisation, Administration und Ausbildung, Instandhaltung, Betrieb und -erfahrung, Langzeitbetrieb, technischer Support, Chemie und Strahlenschutz sowie die Notfallplanung:

- Die Schichtübergabe erfolgt ohne Dokumentation des Anlagenzustandes
- Validierprotokolle wurden nicht ausgefüllt
- Das On the Job Training sei mangelhaft, das Management ist zu wenig auf der Anlage
- Das Management zitiert oftmals "unser Standard", dieser ist aber nicht dokumentiert
- Lokale Instruktionsblätter werden zu wenig auf ihre Aktualität geprüft,
- Korrekturmassnahmen erfolgen nicht in rationeller Zeit.
- In 8 Schichten im Jahr 2012 war kein ausgebildeter Feuerwehrmann auf der Schicht
- Das Industrielle Sicherheitsprogramm entspricht nicht dem Industrie Standard. "1.5(1) issue: The industrial safety programme is not in line with good industry standards. "
- Notsteuerzentrale SUSAN: Das Gebäude kann nicht auf lange Zeit als Notstandsgebäude benutzt werden!

Osart kritisierte, dass die BKW Korrekturmassnahmen nicht innert vorgegebener Frist umgesetzt habt. 44 Modifikationen seit 2009 seien noch nicht abgeschlossen.<sup>9</sup>

“Das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat ENSI erwartet, dass das Kernkraftwerk Mühleberg die offenen Punkte angeht“, liess das ENSI dazu lapidar verlauten.

### **Auszüge aus dem Original des Osart Berichts**

REPORT OF THE OPERATIONAL SAFETY REVIEW TEAM (OSART)  
MISSION TO THE MUHLEBERG NUCLEAR POWER PLANT  
(SWITZERLAND) 8-25 OCTOBER 2012

[http://static.ensi.ch/1359642780/osart-report-muhleberg\\_8-january-2013.pdf](http://static.ensi.ch/1359642780/osart-report-muhleberg_8-january-2013.pdf)

1.5(1) issue: *The industrial safety programme is not in line with good industry standards.*

▪ *However there is no independent, systematic review and reporting of the on-going safety performance from the plant manager to the utility CEO and review of these reports by Management Board of KKM.*

▪ *The KKM plant manager reports to the board relatively freely and at his own discretion. There is no specific structure or indicators to be evaluated.*

▪ *The function of the Management Board of KKM concerning the safety review of plant operation on a continuing basis with formal reports resulting from this activity is not a formally established requirement*

**Suggestion:** *The utility should consider improving its means for an independent nuclear oversight with a continuous review of safety performance at the nuclear power plant.*

---

<sup>9</sup> „Forty-four modifications implemented since 2009 and turned over to Operations, have not been closed.“

Managers do not spend enough time in the field to observe work places and plant status, to coach plant personnel and to communicate and enforce management expectations. However, there has been a decreasing trend in the use of this process between 2008 and 2011.

The power plant management has a set of objectives including focus on nuclear safety and an overview of the management expectations is described in a document entitled "Our standards" ("Unsere Standards"). However, it is not common practice by management to explain what this means in concrete terms and to coach the individual.

There are gaps in setting management standards and communicating them to the staff to report minor problems on equipment and near misses.

Plant management has recognized that internal goals are not reached but has not yet been able to mitigate the situation.

**Suggestion:** The plant management should consider spending more time in the field to observe work places and plant status, coach plant personnel and to communicate and enforce management expectations.

Industrial safety near-miss reporting is low compared to accident statistics. During the outage 2012 there were one accident with lost work days, 29 instances where minor treatment was necessary but at the same time no nearmiss report was prepared. There is no evidence that line managers expect and enforce near-miss reporting.

Cable drums not fixed

In the decontamination area a hot bath with a mixture of water and "lbel Ex"(a caustic detergent) (da LAbel EX steht für Explosionsfähig, Anmerkung J. Joss) was not equipped with any warning signs.

**Recommendation:** The plant should improve the industrial safety programme to further decrease the industrial safety accident rate.

**Suggestion:** The plant should consider enhancing its training policies and programmes to ensure appropriate training and qualification of OJT instructors. OJT-On The Job

The plant does very limited self-assessment of the fire prevention and protection programme. Performance indicators are not defined and systematically used to review status and effectiveness of the plant fire protection programme.

The Shift Manual describes that the field operators have to use a checklist during their shift turnover. However, it was observed that this checklist is not always used during shift turnover.

The Shift Manual asks that all local instructions in the plant are to be checked regularly to see if they are still valid. If valid, the documents receive a stamp with the check date. However, the validation is missing on some local documents.

**Suggestion:** The plant should consider clearly identifying and reinforcing its management expectations, its monitoring and assessment practices in operation to ensure that these expectations are well understood and applied correctly by operators at all times.

Two qualified fire-fighters may not be present on the shift at all times because of age limitations. (Operators above 52 years are not qualified to perform firemen duties.)

In 8 out of 1045 shifts in 2012 two trained operators qualified to perform firemen duties were not available.

Compensatory plant measures to call plant fire brigade staff do not ensure that they can arrive at the plant earlier than the external fire brigade. Test of mustering of the plant fire brigade in non-working hours has not been performed.

**4.1(1) Issue:** The plant maintenance staff does not always meet plant requirements and there are areas where expectations are not specified in enough detail.

Status of maintenance discrepancy reports on safety-related equipment is not followed and acted upon in a timely manner properly by maintenance personnel (two maintenance discrepancy reports from 2011 were still open and not closed)

Expired calibration period for some electrical instrumentation in electrical laboratory as a recurring issue used for calibration of non-safety-related instrumentation

Maintenance procedure of reactor pressure relief valve developed by OEM supplier not verifiably reviewed and approved by the plant

**Recommendation:** The plant should ensure that sufficiently detailed expectations are provided and proper adherence to plant requirements is demonstrated in maintenance area by plant maintenance staff.

A backlog exists on closing modifications and there is no tracking indicator on implemented modifications remaining open. Forty-four modifications implemented since 2009 and turned over to Operations, have not been closed. Final closure requires affected documentation be updated.

**Recommendation:** The modifications process should be enhanced to ensure changes to the plant are identified and closed in a timely manner.

**Corrective actions (CA):** Closed corrective actions took on average of nearly 3 years to complete; At the time of the OSART review, the plant had a total of 19 overdue CA from deviation reports.

**Recommendation:** The plant should embrace and promote the operating experience program and methods throughout the plant, to ensure corrective actions are timely and OE is used throughout the plant in day-to-day activities.



6.2(1) Issue: Not all departments fully engage with identifying and reporting internal events and not all events that meet internal reporting criteria are reported in order to facilitate learning from events.

- For 2012, up until October 10th, the departments Services (DM) and Surveillance (UM) wrote 68 and 59 low-level event reports, respectively. On the other hand, the departments Operations (BM) (excl. the OE manager) and Mechanical Engineering (MM) only participated with 19 and 11 deviation reports, respectively. **Department Electrical Engineering (EM) has not reported any deviation reports for 2012. Wir erinnern uns Hr. Martin Saxer der heutige Kraftwerksleiter war vorher Leiter dieser Abteilung bevor er zum Kraftwerksleiter wurde!!**

- Quality Assurance audit reports, Operational Decision Making (ODM) reports and information from pre- and post-job briefs are currently not put into any database

**Suggestion:** The plant should consider to encourage and reinforce reporting of identified problems at all levels and all departments, inside and outside the organization, according to well established criteria.

---

6.5(1) Issue: Analysis of events is not performed in a timely manner and with sufficient level of detail. Root causes, human factor and corrective actions are not always defined in a specific and measurable way.

The control, handling and labeling of chemicals in the plant is not always performed in a way that ensures safe and efficient application and the team has recommended changes.

- Appropriate written instructions are not provided to radiation workers to ensure their safety.

- Events have occurred in the past when inappropriate actions were undertaken which have led to internal contamination events and spreads of contamination. **Wissen das sie KKM Mitarbeiter?**

- Without written radiological work controls (called a Radiation Work Permit), there is a risk that inadequate controls will be in place for work which can lead to a spread of contamination or unplanned exposure.

**Recommendation:** The plant should reinforce its work control and risk assessment system with the use of an RWP to ensure adequate, written radiological work controls are provided consistently at all times.

7.3(1) Issue: The controls in place at the plant for radiation hazards do not always fully minimise the radiation doses to workers.

**Suggestion:** The plant should consider enhancing controls for radiation hazards in place to ensure radiation doses to workers are always minimised.

---

Auch die Chemieabteilung hat Organisations-Probleme

- The chemical phenyl-xylyl-ethane (needed for analytical measurements – “scintillator”) was valid only to 01.04.2012, but it was still in use.

- Of 800 safety data sheets only 200 valid were available, the other 600 safety data sheets have been valid but an IT error made them invalid.

- Ether (high flammable) and hydroxide peroxide (fire-promoting) were stored in a domestic non Ex-protected fridge.

**Recommendation:** The plant should enhance its policy, programs and procedures to ensure safe and effective application of chemicals.

---

9.2(1) Issue: KKM has several locations which can be used in emergency situations by the emergency team. However, most of the facilities are not fully protected against all emergency conditions (i.e. with protection against radioactive release, fire, flooding and seismic event). **The SUSAN building is protected against external risks and is equipped with communication tools with the on and off site locations, but in its current state its long-term habitability by the emergency team is not ensured.**

**Recommendation:** The plant should provide all reasonable protection for the persons on the site in an emergency with radioactive release to avoid any unjustified health risks.

- The sludge tank 20 A45 is designed for a lifetime of 40 years. It is classified as components of safety class 4. It has not been inspected since 1995. **The plant has no available data about the life-time of the internal coating. It has not been assessed for the LTO period.**

- The result of scoping is described only as a part of each specific AM report prepared for safety systems. There is no overall list of SSCs in a scope for LTO in an equipment master list.

- There is an ENSI requirement to revise AM Reports each 10 years at least. One report has not been revised within the period specified.**

**Suggestion:** The plant should consider to verify that the scope of SSCs is complete for LTO and properly documented, and that the ageing management review has been performed for all SSCs within the scope.

**Suggestion:** The plant should consider to review ageing management programmes to ensure that this programme contains all generic IAEA AMP attributes including evaluation against them.

---

11.3(1) Issue: Environmental qualification (EQ) of originally installed safety cables of class 1E is not completely revalidated for LTO.

- Several safety systems still have the originally installed class 1E cables and have their original qualification documentation files. **Qualified life-time of originally installed class 1E cables has been defined for 380V power cables, but not yet for control cables.**

- ENSI-B01 guideline requires the plant to prepare AM (Ageing Management) reports for all 1E class components. **In some AM Reports for class 1E safety cables the qualified life-time has not been defined. Qualification of original safety control cables was not revalidated for LTO.**

**Recommendation:** The plant should take measures to revalidate environmental qualification for LTO.

Unfall- Accident Management

If multiple measures are described within one AMM strategy using different systems, often no prioritisation is given.

- Information is missing in the AMMs concerning the time needed or allowed to perform the individual action(s).
- No information is provided in the AMM check lists on how to proceed if one check fails; nor are any instructions written down to indicate, whether the check list has to be followed in hierarchical order or if parallel actions are allowed or recommended.
- Success criteria or information concerning which plant parameters are to be monitored and what to do, if one instrument fails, are limited.
- AMM(s) available in the current emergency documents folder to be used by plant personnel in case of an accident, are not always linked to the symptom oriented flow chart.

**Suggestion:** The plant should consider improving the descriptive details, priorities and clearly written rules of usage of the guidance given in the procedures (AMM) and guidelines (SAMG). Particular consideration should be given to strategies that have both positive and negative impacts or those with multiple measures planned in order to provide a better basis for a decision about which strategy constitutes a proper response under a given plant damage condition.

▪ 14.2(1) Issue: The use of the containment venting system CDS under all expected conditions and the link to the use of the containment spray system DSFS is not clearly described in relevant documents: operating procedure, AMM and SAMG.

▪ The actions to be taken in case the rupture disc in the CDS system fails are not clearly described. A detailed estimation of the possible positive and negative consequences is missing.

▪ No clear guidance is provided for severe accident cases with possible enhanced leakages from the primary containment (hydrogen, aerosols, noble gases) into the secondary containment at high containment pressure.

**Recommendation:** The plant should clearly describe in the operating procedure, the AMM and the SAMG documents the use of the containment venting system CDS under all expected conditions for the strategies a) cooling of the torus by steam release through the CDS and b) use of CDS and DSFS under severe accident conditions to prevent containment failure and to minimize activity releases.

## **Neue ENSI-Untersuchung: Nachprüfung der Gefährdung durch Flugzeugabsturz**

Eine besondere, bisher vernachlässigte Herausforderung ist der Schutz vor Flugzeugabstürzen. Erfahrene Piloten weisen seit Jahren auf die Gefährdung hin.<sup>10</sup> Am 5. März 2013 gab das ENSI bekannt, die Gefahr von Flugzeugabstürzen/Terror neu beurteilen zu wollen, nachdem man bisher in fragwürdiger Weise davon ausging, die Treffsicherheit genüge nicht, um den Reaktor präzise anzufliegen.

In Mühleberg ist die Decke des Reaktors 15-30 cm dick. Die Nachprüfung könnte neue Massnahmen nach sich ziehen. Dieser Prüfgegenstand zeigt exemplarisch, dass das ENSI die Kosten für die Sicherung des KKM nicht abschliessend überblickt.

Insgesamt ist festzuhalten, dass das ENSI Beurteilung der Sicherheit, Nachrüstungsfristen oder Nicht-Offenlegung von Untersuchungsergebnissen (Bericht TÜV-Nord betreffend Risiken der Zuganker des KKM, Pegasos-Untersuchungen betreffend Erdbeben usw.) sowie kommunikativ (ENSI-Chef Hans Wanner: „Die Schweizer Kernkraftwerke sind sicher“)<sup>11</sup> häufig den Standpunkt der Betreiber einnimmt und die Schutzbedürfnisse der Bevölkerung hintanstellt.

## **ENSI-Bericht vom 21. Dezember 2012 Zusammenfassung (S. 65-69)<sup>12</sup>**

### **7 Zusammenfassung**

<sup>10</sup> Siehe Bericht NZZ im Anhang

<sup>11</sup> Interview vom 31.10.2011, [www.ensi.ch](http://www.ensi.ch)

<sup>12</sup> Hervorhebungen (fett, unterstrichen) sind durch die Beschwerdeführer eingefügt und enthalten Hinweise auf kostenträchtige Elemente.

„Das Kernkraftwerk Mühleberg (KKM) ist seit 1972 im kommerziellen Leistungsbetrieb. Die ursprüngliche Betriebsbewilligung war befristet. Die Befristung wurde vom Eidgenössischen Verkehrs- und Energiedepartement (EVED) beziehungsweise vom Bundesrat in mehreren Schritten bis zum 31. Dezember 2012 verlängert. Im Januar 2005 reichte der Bewilligungsinhaber BKW ein Gesuch um Aufhebung der Befristung der Betriebsbewilligung ein. Im Rahmen dieses Verfahrens hob das Bundesverwaltungsgericht die bisherige Befristung auf, befristete die Betriebsbewilligung jedoch neu bis zum 28. Juni 2013. Dieses Urteil war bei Redaktionsschluss noch nicht rechtskräftig.

Per Ende 2010 waren die Unterlagen für die aktuelle ordentliche Periodische Sicherheitsüberprüfung einzureichen. Im Hinblick auf den Langzeitbetrieb waren darin eine vertiefte Beurteilung der Erdbebengefährdung am Standort KKM sowie ein Instandhaltungskonzept für den rissbehafteten Kernmantel einzureichen. Am 18. Februar 2011 verlangte das ENSI zusätzliche Sicherheitsbewertungen und spezielle Nachweise, die zeigen, dass die Auslegungsgrenzen der sicherheitstechnisch relevanten Systeme und Komponenten bei einem Betrieb über 40 Jahre hinaus nicht erreicht werden.

Die geforderten Nachweise wurden vom KKM in mehreren Tranchen bis zum 31. August 2011 fristgerecht eingereicht. Sie decken sowohl die materialtechnischen Auslegungsgrenzen als auch die die konzeptionelle Auslegung der Anlage ab. Am 30. Dezember 2011 hat das KKM ein überarbeitetes Instandhaltungskonzept für den Kernmantel und am 30. Juni 2012 einen Antrag auf Konzeptfreigabe für weitere Nachrüstmassnahmen (Projekt DIWANAS) eingereicht.

Als Grundlage der Beurteilung durch das ENSI gelten die gesetzlichen Anforderungen in der Schweiz, die internationalen Anforderungen der IAEA sowie neue Erkenntnisse, die sich aus dem Reaktorunfall in Fukushima-Daiichi ableiten lassen. **Insbesondere konzentriert sich die Bewertung darauf, dass die in der Schweiz gesetzlich festgelegten Ausserbetriebnahmekriterien in absehbarer Zukunft nicht erreicht werden und dass der Bewilligungsinhaber der Anforderung nachkommt, die Anlage nachzurüsten, soweit dies nach dem Stand der Nachrüsttechnik notwendig ist und darüber hinaus, soweit dies zur weiteren Verminderung der Gefährdung beiträgt und angemessen ist.**

Seit 1991 wird vom KKM neben der vorbeugenden Instandhaltung **auch ein systematisches Alterungsmanagement durchgeführt.** Dabei werden sowohl die materialtechnische wie auch die konzeptionelle Alterung der mechanischen und elektrischen Ausrüstungen und Bauwerke analysiert und überwacht. Die Ergebnisse werden in Steckbriefen festgehalten. **Folgemassnahmen werden im Rahmen der Instandhaltung umgesetzt.** Erkenntnisse aus der Instandhaltung fliessen wiederum in die Alterungsüberwachungsprogramme ein.

Aus der Bewertung des ENSI ergeben sich zwei Forderungen. Die eine betrifft die Ergänzung des bestehenden Alterungsüberwachungsprogramms für maschinentechnische Komponenten, die andere den Ersatz von sicherheitsrelevanten Kabeln, bei denen die gemäss Alterungsüberwachungsprogramm erforderlichen Auslegungsdokumente fehlen.

#### **Forderung 3.1-1**

**Das KKM wird aufgefordert, dem ENSI bis zum 31. Dezember 2013 ein Konzept vorzulegen, wie die Aspekte der Materialalterung für die mechanischen Komponenten der Sicherheitsklasse 4 berücksichtigt werden.**

#### **Forderung 3.2-1**

**Das KKM wird aufgefordert, bis zum 31. Dezember 2014 alle 1E-Kabel der Sicherheitssysteme im Reaktorgebäude, für welche keine Auslegungsdokumentation vorhanden ist, zu ersetzen. Für die übrigen sicherheitsrelevanten Kabel, für die keine Auslegungsdokumentation vorhanden ist, ist dem ENSI bis zum 30. Juni 2013 eine Ersatzplanung einzureichen.**

Alle weiteren Anforderungen des ENSI bezüglich einer systematischen Alterungsüberwachung wurden für alle Fachbereiche erfüllt, so dass eine gute Basis für die Beurteilung der Auswirkungen eines Langzeitbetriebes des KKM vorhanden ist.

Für den Langzeitbetrieb des KKM waren die zeitlich befristeten Nachweise der wichtigsten Schlüsselkomponenten zu erneuern. Dies betrifft den Reaktordruckbehälter, die Kerneinbauten und insbesondere den rissbehafteten Kernmantel, die Komponenten der druckführenden Umschliessung des Reaktorkühlsystems, sowie die Stahldruckschale und die Betonhülle des Containments. **Die Nachweise konnten gemäss dem Stand von Wissenschaft und Technik mit Einschränkungen für einen auf 60 Jahre Betriebsdauer prognostizierten Materialzustand geführt werden. Die Einschränkungen betreffen die Verifizierung der Sprödbrechtsicherheitsnachweise, den Zustand des Kernmantels und die bisher unzugänglichen Bereiche der Stahldruckschale.**

Die Versprödung und Sprödbrechtsicherheit des Reaktordruckbehälters weist aktuell noch erhebliche Sicherheitsreserven auf. Das ENSI erhebt jedoch folgende Forderung zur Verifizierung der Sprödbrechtsicherheitsnachweise nach dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik:

#### **Forderung 4.2-1**

Das KKM wird aufgefordert, die bisher durchgeführten **thermohydraulischen und bruchmechanischen Analysen zum Integritätsnachweis des Reaktordruckbehälters** bei postulierten Rissen unter Thermoschockbedingungen gemäss dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik zu aktualisieren. **Die Ergebnisse der aktualisierten Berechnungen sind dem ENSI bis zum 31. Dezember 2014 in einem Bericht vorzulegen.**

Die **Sicherheitsnachweise für den Kernmantel** werden ohne Berücksichtigung der Zuganker durch die regelmässigen Ultraschallprüfungen und die anschliessenden struktur- und bruchmechanischen Bewertungen erbracht. Da die letzten Messungen gezeigt haben, dass aufgrund der verbesserten Wasserchemie die Wachstumsraten der Risse eher zurückgehen und zudem grosse Sicherheitsmargen gegenüber den Anforderungen der anwendbaren Bauvorschrift bestehen, sieht das ENSI die Strukturintegrität des rissbehafteten Kernmantels ohne Berücksichtigung der Zuganker **für die nächsten fünf Betriebsjahre als gewährleistet an. Eine weitergehende Prognose zum Zustand des Kernmantels über das Jahr 2017 hinaus ist mit**

**Unsicherheiten behaftet. Demzufolge sieht das ENSI für den Langzeitbetrieb über 2017 hinaus weitere Stabilisierungsmassnahmen für den Kernmantel als erforderlich an:**

Forderung 4.3-1

Das KKM hat die im Instandhaltungskonzept vom 23. Dezember 2011 beschriebenen **Stabilisierungsmassnahmen für den Kernmantel spätestens in der Jahresrevision 2017 umzusetzen**. Dem ENSI ist bis zum 31. Dezember 2013 der Konzeptfreigabeantrag einzureichen.

Die Stahlruckschale und der Betonhülle des Containments weisen ausreichende Sicherheitsmargen bezüglich der Kriterien für die vorläufige Ausserbetriebnahme aus. **Für den Langzeitbetrieb ist jedoch die Aufmerksamkeit auf die bisher als unzugänglich eingestuft Bereiche von Anlageteilen zu richten.**

Für die Stahlruckschale des Containments erhebt das ENSI folgende Forderung:

Forderung 4.7-1

Das KKM wird aufgefordert, dem ENSI bis zum 31. Dezember 2013 ein Konzept vorzulegen, wie der **Materialzustand des Primärcontainments** umfassender beurteilt werden kann. Dazu sind insbesondere die bisher als unzugänglich eingestuft Bereiche des Drywells sowie die ermüdungsrelevanten Bereiche der Überströmröhre zu betrachten. Es sind zerstörungsfreie Messtechniken, Analysen zu den relevanten Korrosionsmechanismen und mögliche Abhilfemassnahmen zu berücksichtigen. Basierend auf den Erkenntnissen hat das KKM im Hinblick auf den Langzeitbetrieb das weitere Instandhaltungskonzept für das Primärcontainment festzulegen.

Bezüglich des Sicherheitskonzeptes des KKM kommt das ENSI zum Ergebnis, dass die wirksame und zuverlässige Beherrschung der Auslegungsstörfälle gewährleistet ist. Das KKM hat bis auf zwei nachzureichende Fälle ein umfassendes und abdeckendes Störfallspektrum unter Annahme konservativer Randbedingungen analysiert.

Forderung 5.1-1

Das KKM hat vor der nächsten Beladung eines Brennelementbehälters den deterministischen Sicherheitsnachweis zu erbringen, dass die Vorsorgemassnahmen für den Störfall „Absturz eines Brennelementbehälters“ ausreichend sind. Der entsprechende Nachweis für den Störfall „Torusleckagen“ ist bis zum 31. Dezember 2013 zu führen.

Nach dem Unfall in Fukushima wurden die Störfallanalysen für die Einwirkungen von Erdbeben, Hochwassern sowie der Kombination von Erdbeben und dadurch ausgelösten Überflutungen auf der Basis der aktuellsten Gefährdungsannahmen und der aus dem Unfallablauf gewonnenen Erkenntnissen neu eingereicht.

Aufgrund der vorliegenden deterministischen Störfallanalysen ergeben sich weder Hinweise auf Fehler in der Auslegung der Anlage noch auf Verletzungen der technischen Kriterien der „Gefährdungsannahmenverordnung“.

Die deterministischen Nachweise der Beherrschung der Auslegungsstörfälle sind erbracht. Die Dosisgrenzwerte nach Art. 94 Abs. 3 bis 5 und Art. 96 Abs. 5 der Strahlenschutzverordnung werden nach heutigem Kenntnisstand eingehalten und das zugehörige Ausserbetriebnahmekriterium nach Art. 3 der „Ausserbetriebnahmeverordnung“ wird nicht erreicht.

Das KKM wurde in der Vergangenheit laufend nachgerüstet. Unter Berücksichtigung der geplanten Nachrüstprojekte erfüllt das KKM seine Pflichten gemäss Art. 22 Abs. 2 Bst. g des Kernenergiegesetzes. **In drei Punkten sieht das ENSI jedoch weiteren Abklärungsbedarf. Diese betreffen die diversitäre Auslösung der Sicherheitsfunktion „Kühlmitteleinspeisung in den RDB“, die diversitäre Sicherstellung des Überspeisungsschutzes und die Vorsorge gegen auslegungsüberschreitende Störfälle.**

Auch wenn die diversitäre Ausgestaltung von Sicherheitsfunktionen in einem strikten Sinn nur für Neuanlagen gefordert wird, **sollte der Auslegungsgrundsatz der Diversität aus Sicht des ENSI im Hinblick auf den angestrebten Langzeitbetrieb bei den Nachrüstprojekten nach Möglichkeit berücksichtigt werden.**

Forderung 5.2-1

Das KKM hat die Nachrüstung einer diversitären, automatischen Auslösung der Sicherheitsfunktion „Kühlmitteleinspeisung in den RDB“ sicherheitstechnisch zu bewerten und die Ergebnisse dem ENSI bis zum 31. Dezember 2013 einzureichen.

Forderung 5.2-2

Das KKM hat die **Nachrüstung einer automatischen Auslösung der Reaktorschnellabschaltung bei hohem RDB-Füllstand sowie weitere diversitäre Massnahmen zur Sicherstellung des Überspeisungsschutzes des RDB sicherheitstechnisch zu bewerten und die Ergebnisse dem ENSI bis zum 31. Dezember 2013 einzureichen.**

Der Schutz gegen schwere Unfälle war nicht Gegenstand der ursprünglichen Auslegung des KKM und wurde in der Vergangenheit durch verschiedene Nachrüstungen verbessert. Aufgrund der Erkenntnisse aus dem Unfall von Fukushima hat das KKM in diesem Bereich zusätzliche Vorsorgemassnahmen zur Verbesserung der Sicherheit getroffen. Die bereits getroffenen und die geplanten Massnahmen sowie die Zweckmässigkeit weiterer Massnahmen sind systematisch zu bewerten.

Forderung 5.2-3

Das KKM hat für auslegungsüberschreitende externe Ereignisse systematisch aufzuzeigen, dass alle angemessenen Vorkehrungen zu einer weiteren Verminderung der Gefährdung mittels fest installierter Systeme oder kurzfristig verfügbarer, vorbereiteter Massnahmen getroffen wurden. Es ist aufzuzeigen, dass Margen gegenüber den Anforderungen bei externen Ereignissen im Auslegungsbereich bestehen. **Eine sicherheitstechnische Bewertung der geplanten sowie der umgesetzten Nachrüstungen und Massnahmen ist dem ENSI bis zum 30. Juni 2013 in einem Bericht vorzulegen.**

Zur weiteren Verbesserung der Sicherheit hat das KKM den Antrag auf Konzeptfreigabe für die Umsetzung eines umfangreichen Nachrüstprojekts (Projekt DIWANAS) eingereicht. **Mit der geplanten Realisierung einer zusätzlichen, von der Aare unabhängigen Kühlwasserversorgung sowie der Nachrüstung eines erdbebenfesten Brennelementbecken-Kühlsystems und eines zusätzlichen Nachwärmeabfuhrsystems**

**wird die Sicherheit des KKM weiter erhöht** und auf den neuesten Stand der Nachrüsttechnik gebracht. **Im Hinblick auf den Langzeitbetrieb sind diese Nachrüstungen bis zum Ende der Jahresrevision 2017 umzusetzen.** Zudem ist bis zum 31. Dezember 2013 die Erweiterung der Brennelementbecken- Instrumentierung zu realisieren.

Forderung 5.3-1

Das KKM hat die Realisierung einer zusätzlichen, von der Aare unabhängigen Kühlwasserversorgung sowie die Nachrüstung eines erdbebenfesten Brennelementbecken-Kühlsystems und eines zusätzlichen Nachwärmeabfuhrsystems bis zum Ende der Jahresrevision 2017 umzusetzen. Die Umsetzungsplanung ist dem ENSI bis zum 30. Juni 2013 einzureichen. **Die Erweiterung der Brennelementbecken- Instrumentierung ist bis zum 31. Dezember 2013 zu realisieren.**

Die verbleibenden Abweichungen von der Bewilligungsbasis eines neuen Kernkraftwerks betrachtet das ENSI basierend auf den Ergebnissen der probabilistischen Sicherheitsanalyse als vertretbar.

Das vom KKM verwendete PSA-Modell ist unter Berücksichtigung der Aufdatierung vom Juni 2012 aus Sicht des ENSI für die Beurteilung des Langzeitbetriebs geeignet. Das Risikoprofil der Anlage wird von Erdbeben dominiert. **Der für das KKM ermittelte Wert für die Kernschadenshäufigkeit (CDF ca.  $2,35 \cdot 10^{-5}$  pro Jahr) erfüllt deutlich das Kriterium für bestehende Kernkraftwerke (CDF kleiner als  $10^{-4}$  pro Jahr), jedoch nicht das für neue Kernkraftwerke (CDF kleiner als  $10^{-5}$  pro Jahr).** Die vom KKM deshalb eingeleiteten Massnahmen zur Reduktion des Risikos und Verbesserung der Ausgewogenheit des Risikoprofils sind aus Sicht des ENSI angemessen.

Falls die vom ENSI geforderten Verbesserungen zeitgerecht umgesetzt werden, hat das ENSI keine sicherheitstechnischen Einwände gegen einen Betrieb des KKM über 40 Jahre hinaus. **Auf der Basis des heutigen Kenntnisstandes werden die in der Ausserbetriebnahmeverordnung festgelegten Ausserbetriebnahmekriterien in den darauf folgenden 10 Betriebsjahren nicht erreicht.**

---

# 11. Anhang 2: Angaben zu Stilllegung und Entsorgung

## Aus dem Finanzbericht der Bernischen Kraftwerke

„Die BKW ist als Betreiberin des Kernkraftwerks Mühleberg gemäss den gesetzlichen Bestimmungen verpflichtet, das Werk nach der Betriebsphase still zulegen und die nuklearen Abfälle zu entsorgen. Die daraus entstehenden Kosten werden periodisch neu geschätzt. Der Barwert der geschätzten Kosten für die Stilllegung und für die Entsorgung wird zurückgestellt und jährlich aufgezinnt. Der gleiche Betrag wird zusammen mit den Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten des Werks aktiviert und linear über die Nutzungsdauer abgeschrieben. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Werks wurden die mit der Inbetriebnahme verursachten Kosten aktiviert und die entsprechende Rückstellung gebildet. Zusätzlich werden linear über die Betriebsdauer die durch den Kraftwerksbetrieb jährlich zusätzlich verursachten Stilllegungs- und Entsorgungskosten aktiviert und über die durchschnittliche Nutzungsdauer der Brennelemente abgeschrieben sowie die entsprechende Rückstellung gebildet. Für die Berechnung der Rückstellung wurden folgende wesentlichen Annahmen getroffen:

- › Es wird von einer Betriebsdauer von 50 Jahren aus gegangen.
- › Die Teuerung wird mit durchschnittlich 3% berücksichtigt.
- › Der Zins wird mit 5% berücksichtigt.<sup>13</sup>

## Und weiter:

„Die Rückstellung für die nukleare Entsorgung von total 1'468.4 Mio. CHF setzt sich am 31. Dezember 2012 wie folgt zusammen:

› 688.9 Mio. CHF sind für die Stilllegung des Kernkraftwerks vorgesehen. Diese decken die Kosten der Nachbetriebsphase nach der Ausserbetriebnahme des Kraftwerks sowie die Kosten für den Abbruch und die Entsorgung des Kraftwerks und die Wiederherstellung der Umgebung. Die Zahlungen werden ab dem Ende des kommerziellen Betriebs (voraussichtlich Ende 2022) bis zum Abschluss der Stilllegungsarbeiten (nach circa 15 Jahren) erwartet, die Kosten für die Entsorgung der Stilllegungsabfälle fallen an, bis die Stilllegungsabfälle in das Lager für schwach- bis mittelaktive Abfälle eingebracht sind, voraussichtlich im Jahr 2061.

› Weitere 696.7 Mio. CHF sind für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle ausserhalb des Kraftwerkareals bestimmt. Diese Zahlungen fallen laufend an bis zum Verschluss des Endlagers für hochaktive Abfälle voraussichtlich im Jahr 2116.

› Für werkspezifische Kosten sind 82.8 Mio. CHF zurückgestellt. Diese decken die Entsorgungskosten innerhalb des Kraftwerks und fallen laufend an bis wenige Jahre nach Ende des kommerziellen Betriebs.

Im Vorjahr erfolgte die periodische Aktualisierung der Schätzung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten. Als Folge der neuen Kostenstudien resultierte eine nicht erfolgswirksame Rückstellungsbildung von 223.9 Mio. CHF. Die Anschaffungskosten des Kernkraftwerks Mühleberg (Kraftwerk und Kernbrennstäbe) wurden im selben Betrag erhöht (siehe Anmerkung 16). Die Zuführung im Berichtsjahr von 4.9 Mio. CHF betrifft die durch den Kraftwerksbetrieb jährlich zusätzlich verursachten Entsorgungskosten, welche ebenfalls erfolgsneutral die Anschaffungskosten der Kernbrennstoffe erhöhten.<sup>14</sup>

---

<sup>13</sup> Finanzbericht 2012 S. 19

<sup>14</sup> Ebenda S. 45

## Beiträge an den Stilllegungsfonds und an den Entsorgungsfonds

(Quelle: Jahresberichte 2011)

Jahr	Einlagen der beitragspflichtigen Anlageinhaber in CHF*					Total
	Beznau I + II	Gösgen	Leibstadt	Mühleberg	ZWLAG	
1985	19'962'000	11'118'000	9'432'000	8'004'000		48'516'000
1986	9'981'000	5'559'000	4'716'000	4'002'000		24'258'000
1987	9'951'000	5'553'000	4'707'000	3'987'000		24'198'000
1988	9'951'000	5'553'000	4'707'000	3'987'000		24'198'000
1989	9'951'000	5'553'000	4'707'000	3'987'000		24'198'000
1990	11'229'000	6'573'000	5'226'000	4'545'000		27'573'000
1991	11'229'000	6'573'000	5'226'000	4'545'000		27'573'000
1992	11'229'000	6'573'000	5'226'000	4'545'000		27'573'000
1993	13'110'000	7'629'000	6'066'000	5'295'000		32'100'000
1994	13'110'000	7'629'000	6'066'000	5'295'000		32'100'000
1995	13'110'000	7'629'000	6'066'000	5'295'000		32'100'000
1996	9'684'000	7'575'000	6'045'000	5'175'000		28'479'000
1997	9'684'000	7'575'000	6'045'000	5'175'000		28'479'000
1998	9'684'000	7'575'000	6'045'000	5'175'000		28'479'000
1999	3'815'000	6'062'000	5'062'000	3'510'000		18'449'000
2000	3'815'000	6'062'000	5'062'000	3'510'000	485'000	18'934'000
2001	3'815'000	6'062'000	5'062'000	3'510'000	485'000	18'934'000
2002	7'396'000	7'595'000	6'180'000	4'809'000	559'000	26'539'000
2003	10'625'000	7'670'000	15'351'000	15'184'000	606'000	49'436'000
2004	10'625'000	7'670'000	15'351'000	15'184'000	606'000	49'436'000
2005	10'625'000	7'670'000	15'351'000	15'184'000	606'000	49'436'000
2006	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0
2008	-15'000'000	0	6'800'000	800'000	4'400'000	-3'000'000
2009	0	0	34'800'000	800'000	1'000'000	36'600'000
2010	0	0	7'800'000	800'000	1'000'000	9'600'000
2011	0	0	6'800'000	800'000	1'000'000	8'600'000
1985 - 2010	197'581'000	147'458'000	203'899'000	133'103'000	10'747'000	692'788'000
<b>Total der Einlagen CHF</b>						<b>692'788'000</b>

Jahr	Einlagen der beitragspflichtigen Anlageinhaber in CHF					Total
	Beznau I + II	Gösgen	Leibstadt	Mühleberg	ZWLAG	
2001	156'100'000	704'000'000	300'000'000	280'236'528		1'440'336'528
2002	164'000'000	18'300'000	0	0		182'300'000
2003	172'200'000	0	13'450'000	0		185'650'000
2004	173'531'000	0	78'500'000	0		252'031'000
2005	187'912'000	0	78'500'000	37'695'000		304'107'000
2006	7'802'250	11'985'000	58'875'000	3'543'750		82'206'000
2007	0	0	0	0		0
2008	-35'000'000	-30'000'000	10'100'000	0		-54'900'000
2009	0	0	44'100'000	0		44'100'000
2010	0	0	12'100'000	0		12'100'000
2011	0	0	10'100'000	0		10'100'000
2001-2011	826'545'250	704'285'000	605'725'000	321'475'278		2'458'030'528
<b>Total der Einlagen CHF</b>						<b>2'458'030'528</b>

- Beznau I + II:** Die Kernkraftwerke Beznau I+II hatten in der laufenden Veranlagungsperiode 2007 - 2011 keine Beiträge in den Fonds zu leisten.
- Gösgen:** Das Kernkraftwerk Gösgen hatte in der laufenden Veranlagungsperiode 2007 - 2011 keine Beiträge in den Fonds zu leisten.
- Leibstadt:** Der Jahresbeitrag 2011 für das Kernkraftwerk Leibstadt basiert auf den Berechnungen für die Veranlagungsperiode 2007 - 2011. In den Jahren 2009 und 2010 leistete das KKL nebst den ordentlichen Beiträgen freiwillige Vorauszahlungen.
- Mühleberg:** Das Kernkraftwerk Mühleberg hatte in der laufenden Veranlagungsperiode 2007 - 2011 keine Beiträge in den Fonds zu leisten.



## 12. Anhang 3 : Quellen zu Fussnoten

### Fussnote 1

#### BKW Medienmitteilungen 04.01.2013

Kernkraftwerk Mühleberg

*Das Kernkraftwerk Mühleberg (KKM) der BKW AG hat im Jahr 2012 mit brutto 3'117 Mio. Kilowattstunden (kWh) das beste Ergebnis seit der Inbetriebnahme erzielt. Seit Anfang der 1970er Jahre produzierte das KKM insgesamt über 108 Mrd. kWh Strom, was den Konsum einer Stadt wie Bern für mehr als hundert Jahre decken würde. Das Höchstresultat ist auf den guten Zustand und auf die gute Betriebssicherheit der Anlage zurückzuführen. Das KKM ist dank ständiger Modernisierung der Anlagekomponenten für den Langzeitbetrieb gerüstet.*

[http://www.bkw-fmb.ch/bkwfmb/de/home/ueber\\_uns/Medien/medienmitteilungen/2013/januar/hoechste\\_production.html](http://www.bkw-fmb.ch/bkwfmb/de/home/ueber_uns/Medien/medienmitteilungen/2013/januar/hoechste_production.html)

### Fussnote 3

Artikel der NZZ am Sonntag vom 25. November 2012 beschreibt das Risiko von Flugzeugabstürzen wie folgt:

*„...Wände dünner als empfohlen*

Dass ein Anflug auf Mühleberg möglich wäre, bestreitet auch die Schweizer Atomaufsicht Ensi nicht rundheraus. Nachdem der Ensi-Rat Tobler im Sommer angehört hatte, dankte ihm Präsidentin Anne Eckhardt in einer E-Mail für seine «substanziellen» Informationen und fügte hinzu, das Ensi prüfe nun, inwieweit Ensi-Studien «neuen Erkenntnissen zum gezielten Flugzeugabsturz» anzupassen seien. In einem Brief, den Tobler vor wenigen Wochen von Eckhardt erhielt, doppelt diese nach: «Der Ensi-Rat kann Ihre Überlegungen zur Zielsicherheit mit der bordeigenen Navigation (. . .) grundsätzlich nachvollziehen.»

Im Rest des Briefs verteidigt sich der Rat dann aber. 2003 wurde im Nachgang zu den Attentaten des 11. Septembers 2001 gestützt auf Angaben der AKW-Betreiber eine Studie veröffentlicht, die zum Schluss kam, die Schweizer AKW seien gefeit gegen Flugzeug-Attentate. Dies gelte immer noch, schreibt Eckhardt. Tobler gehe in seinem Schreckensszenario von einer in Boden- und damit in AKW-Nähe nicht machbaren Anfluggeschwindigkeit von 720 Kilometern pro Stunde aus. «Ins amerikanische Pentagon ist die entführte Boeing 757 am 11. September 2001 allerdings mit 830 Kilometern pro Stunde geprallt», sagt Tobler.

Der ehemalige Pilot hat noch weitere Argumente. In der erwähnten Untersuchung von 2003 steht explizit, die ältesten Schweizer AKW Beznau und Mühleberg (Baujahr 1967) seien nicht ausgelegt auf Schutz vor gezielten Flugzeugabstürzen. 1986 bestimmte die Aufsichtsbehörde dann aber, welche Kriterien neue AKW zum Schutz gegen Crashes erfüllen müssen: Sie brauchen eine 1,5 Meter dicke Betonwand und -decke, um einem Flugzeug mit 20 Tonnen Masse, das sie mit 774 Kilometern pro Stunde anfliegt, standhalten zu können.

BKW wehrt sich -- Angaben zu Wand und Decke von Mühleberg sucht man in den Ensi-Berichten vergeblich. Man findet sie aber beim atomfreundlichen Nuklearforum: «Die Wandstärke des Reaktorgebäudes (. . .) beträgt (. . .) etwa 0,6 m. Die Wandstärke des Deckenbereichs (. . .) bewegt sich zwischen 0,15 m und 0,3 m.» Tobler kann nicht begreifen, wie diese gemäss Vorgaben von 1986 zu dünnen Wänden grossen Flugzeugen trotzen sollen. Schliesslich kommt auch eine Studie der deutschen Gesellschaft für Reaktorsicherheit von 2002 zum Schluss, dass ein deutsches AKW ähnlichen Typs wie Mühleberg schon durch ein relativ kleines Flugzeug zerstört würde und viel Radioaktivität austräte. Nicht zuletzt wegen dieser Studie wurden in Deutschland 2011 die ältesten 7 AKW abgeschaltet.“



## **Fussnote 7**

### **„Strom aus Mühleberg kostet mehr, als er an der Strombörse einbringt**

Von Simon Thönen., *Der Bund*, 21.11.2012

Seit Frühling 2012 liegen die Produktionskosten von Mühleberg über den Börsenpreisen für Strom. Das AKW rentiert nicht, folgert ein Gutachten von Greenpeace. Die Betreiberin BKW bestreitet dies.

Es sind in erster Linie finanzielle Motive, mit denen die BKW den Weiterbetrieb des Atomkraftwerks Mühleberg bis 2022 begründet: Dieser soll laut BKW jährlich «bis zu 50 Millionen pro Jahr» zum operativen Ergebnis des Konzerns beitragen und die nötigen finanziellen Mittel erwirtschaften, die für den Rückbau des AKW, die Entsorgung des Atommülls und auch «für den Ausbau der erneuerbaren Energien» nötig sind.

Die Grundannahme, dass Mühleberg rentiert, stellt nun ein Gutachten infrage, das der Basler Energieexperte und ehemalige SP-Nationalrat Rudolf Rechsteiner im Auftrag von Greenpeace verfasst hat. Rechsteiner vergleicht in dem Gutachten, das dem «Bund» vorliegt, die Produktionskosten von Mühleberg mit den Grosshandelspreisen für Strom. Gemäss diesem Vergleich produziert das AKW seit dem zweiten Quartal 2012 nicht mehr kostendeckend.

#### ***Erstmals teurer als Marktpreis***

Die BKW bezifferte die Gestehungskosten des Atomstroms aus Mühleberg Anfang 2011 mit «circa 7 Rappen pro Kilowattstunde (kWh)». Aktuell lägen sie «weiterhin etwas über» diesem Wert, teilt die BKW auf Anfrage mit. Im ersten Quartal 2012 lag der Grosshandelspreis an der schweizerischen Strombörse Swissix mit 7,7 Rappen/kWh noch darüber, wie die Statistik des Bundesamtes für Energie zeigt. Im zweiten und dritten Quartal lag er mit 5,0 respektive 5,4 Rappen/kWh aber massiv tiefer als die Produktionskosten von Mühleberg. Im bisherigen Jahresdurchschnitt betrug der Grosshandelspreis 5,9 Rappen.

Die Rappenspalterei kann sich im Grossen massiv auswirken: Hätte die BKW den ganzen Mühleberg-Strom an der Börse verkauft, dann würde der Verlust 16 Prozent oder – umgerechnet auf die Stromproduktion – rund 22 Millionen Franken betragen. Das laufende, kältere Quartal dürfte das Resultat ein wenig verbessern. Sehr wahrscheinlich ist aber: 2012 dürfte das erste Jahr sein, in dem Strom aus Mühleberg mehr kostet, als an der Börse dafür bezahlt würde. BKW äussert sich auf Anfrage nicht direkt zu Rechsteiners Berechnungen, betont aber: «Die Wirtschaftlichkeit des Kernkraftwerks Mühleberg ist auch unter den gegenwärtigen Marktbedingungen gegeben.»

Ginge es nach der Stromversorgungsverordnung, dann müsste sie mit Verlusten rechnen. Denn gemäss Artikel 4 der Verordnung ist der Marktpreis nicht nur an der Börse, sondern auch für Haushalts- und Gewerbekunden massgebend, die dem Strommonopol unterliegen: «Überschreiten die Gestehungskosten die Marktpreise, orientiert sich der Tarifanteil (für die Energie, Red.) an den Marktpreisen.»

#### ***Bundesrat hilft Stromkonzernen***

Allerdings wendet die Elektrizitätskommission Elcom diese Bestimmung seit kurzem nicht mehr an – weil sie zu Verlusten bei den Versorgern führe. Der Bundesrat will den Passus ganz streichen, wie sein Entwurf zu einer Ordnungsrevision vom 2. Oktober zeigt. Massgebend für die Strompreise der Monopolkunden sollen nicht mehr Marktpreise, sondern die Gestehungskosten sein – im Fall von Mühleberg also momentan die rund 7 Rappen/kWh.

Die Stiftung für Konsumentenschutz (SKS) kritisierte dies in der Vernehmlassung scharf: Die Stromkonzerne könnten sich so aufwendige Sanierungen von Atomkraftwerken von ihren Kunden bezahlen lassen. Aber auch falls der Bundesrat die Verordnung demnächst tatsächlich zugunsten der Stromversorger ändern sollte – die Gunst wird nicht ewig währen. In den kommenden Jahren wird die Schweiz den Strommarkt für alle Kunden liberalisieren müssen, falls sie ein Stromabkommen mit der EU will. Für die BKW birgt dies das Risiko, dass Kunden wegen hoher Preise abwandern.

#### ***Nachrüstungen verteuern Strom***

Fest steht auch für die BKW, dass die anstehenden Nachrüstungen der Sicherheit in Mühleberg «zu einer Zunahme der Gestehungskosten» führen werden. Noch ist unklar, welche Nachrüstungen die Atomaufsicht Ensi oder eventuell auch das Bundesgericht anordnen werden. Greenpeace

rechnet bereits aufgrund der bisherigen Angaben der BKW mit einer Verteuerung des Mühleberg-Stroms um 1,5 bis 2,0 Rappen.

Die BKW kommentiert diese Schätzung auf Anfrage nicht. Generell erklärt sie: «Der Entscheid bezüglich des Weiterbetriebs des Kernkraftwerks Mühleberg basiert nicht nur auf der Entwicklung der Gestehungskosten.» Entscheidend seien auch die Kosten einer raschen Abschaltung. So seien 400 Millionen Franken Restwert des Werks noch nicht abgeschrieben, und die Rückstellungen für Rückbau und Atommüllentsorgung müssten um 200 Millionen erhöht werden. Andererseits hat die BKW noch nicht einbezogen, dass sie auch die Nachrüstungen abschreiben müsste, die für einen weiteren Betrieb nötig sind.

### **Mühleberg abschalten komme billiger**

Die BKW fahre billiger, wenn sie Mühleberg abschalte und den Strom an der europäischen Börse einkaufe, entgegnet Rechsteiner. Dort werden Bezugsrechte für Strom bis ins Jahr 2018 angeboten – für umgerechnet 6,1 Rappen/kWh. Das Währungsrisiko lasse sich versichern, meint er.

Aufgrund einer Änderung des deutschen Subventionsregimes sei seit kurzem an der Börse auch Windstrom gegen einen kleinen Aufpreis erhältlich. Die BKW kommentiert dies nur generell: «Sie können davon ausgehen, dass die BKW die sich bietenden Möglichkeiten auf den nationalen und internationalen Märkten nutzt.» (Der Bund)

### Fussnote 33

Bern, 02.04.2013

### **Marktpreis gemäss Art. 3 f, Abs. 3 EnV**

Massgebend für die Festlegung des KEV-Zuschlages auf Basis der mengengewichteten Preise gemäss SWISSIX Base und Berücksichtigung des Wechselkurses.

#### **Mengengewichtete Quartalspreise**

<b>Quartal</b>	<b>Quartalspreis SFr. / MWh</b>	<b>Quartalsvolumen MWh</b>	<b>Anzahl Tage</b>
2007/1	66.86	863'494	90
2007/2	55.81	1'069'236	91
2007/3	53.09	989'763	92
2007/4	133.12	1'407'358	92
2008/1	114.67	1'316'137	91
2008/2	112.73	1'606'827	91
2008/3	121.85	1'698'070	92
2008/4	130.82	1'535'040	92
2009/1	107.78	1'822'302	90
2009/2	48.32	1'964'474	91
2009/3	57.48	2'116'829	92
2009/4	79.00	2'103'758	92
2010/1	82.98	2'236'547	90
2010/2	62.08	2'305'646	91
2010/3	60.18	2'245'975	92
2010/4	79.21	2'536'480	92
2011/1	77.89	2'792'877	90
2011/2	69.50	2'935'292	91
2011/3	58.66	2'929'856	92
2011/4	75.69	3'402'774	92
2012/1	77.33	3'490'974	91
2012/2	50.15	4'593'303	91
2012/3	54.36	4'217'154	92
2012/4	60.38	4'376'513	92
2013/1	70.44	4'269'566	90

#### **SWISSIX Börsenpreise für Bandenergie, Durchschnitt pro Quartal**

Quelle: Bundesamt für Energie

[http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de&dossier\\_id=03136](http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de&dossier_id=03136)

## Fussnote 44

<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20%7C%20Terminmarkt>

Phelix Futures | Preise und Handelsvolumen | 19.03.2013 | EEX Power Derivatives

Jahr | Quartal | Monat | Woche | Wochenende | Tag

Einstellungen

2013-03-19



Anzeigen

Marktdaten als RSS-Feed

Kontinuierlicher Handel | Phelix Baseload Year Futures

Name	Best Bid	Best Ask	Anzahl Kontr.	Letzter Preis	Abs. Veränd.	Letzte Zeit	Letztes Vol.	Abrech. Preis	Vol.	Vol. OTC Clearing	Offene Kontrakte	
▶ Cal-14	40,25	-	167	40,26	-0,16	16:58	35.040	40,35	1.462.920	429.240	18.298	
▶ Cal-15	40,10	40,20	45	40,10	-0,10	17:33	26.280	40,12	394.200	131.400	4.199	
▶ Cal-16	40,10	40,25	32	40,15	-0,11	16:56	43.920	39,96	281.088	52.704	1.566	
Cal-17	-	-	-	-	-	-	-	40,81	-	-	266	
Cal-18	-	-	-	-	-	-	-	41,55	-	-	25	
Cal-19	-	-	-	-	-	-	-	42,30	-	-	1	

Kontinuierlicher Handel | Phelix Peakload Year Futures

<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20%7C%20Terminmarkt>

Kontinuierlicher Handel | Phelix Baseload Month Futures

Name	Best Bid	Best Ask	Anzahl Kontr.	Letzter Preis	Abs. Veränd.	Letzte Zeit	Letztes Vol.	Abrech. Preis	Vol.	Vol. OTC Clearing	Offene Kontrakte	
Mar-13	-	-	-	-	-	-	-	37,44	-	-	44.533	
▶ Apr-13	-	36,75	1.148	36,40	0,04	16:07	14.400	36,38	826.560	129.600	2.567	
▶ May-13	-	-	72	34,45	-0,17	15:27	4.464	34,55	53.568	44.640	1.808	
▶ Jun-13	35,15	-	53	35,15	-0,18	15:17	2.880	35,18	38.160	18.000	692	
▶ Jul-13	-	-	-	-	-	-	-	35,71	-	-	141	
▶ Aug-13	-	-	-	-	-	-	-	35,53	-	-	90	
Sep-13	-	-	55	39,90	-0,50	15:12	3.600	40,35	39.600	36.000	108	
Oct-13	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	-	-	-	
Nov-13	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	-	-	-	
Dec-13	-	-	-	-	-	-	-	n.a.	-	-	-	

## Fussnote 52 – Elcom Entscheid vom 28. Mai 2009

Die Elcom befasste sich bereits einmal in einem Präzedenzfall mit der Frage, welche Preise ein Verteilnetzbetreiber seinen Kunden überbürden darf.<sup>15</sup> Ein Kunde verlangte von seinem Verteilnetzbetreiber, das

<sup>15</sup>

[http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00013/index.html?lang=de&download=NHZLpZeg7t.Inp6I0NTU042I2Z6In1acy4Zn4Z2qZpnO2Yug2Z6gpJCDdH1.hGym162epYbg2c\\_JjKbNoKSn6A--](http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00013/index.html?lang=de&download=NHZLpZeg7t.Inp6I0NTU042I2Z6In1acy4Zn4Z2qZpnO2Yug2Z6gpJCDdH1.hGym162epYbg2c_JjKbNoKSn6A--)

kostengünstigste Standardprodukt wieder einzuführen. Die Elcom äusserte sich zur Beschaffungspolitik wie folgt:

*„Artikel 6 Absatz 1 StromVG wird durch Artikel 4 Absatz 1 StromVV konkretisiert. Demnach hat sich der Tarifanteil für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung unter anderem an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion zu orientieren. Angemessene Tarife orientieren sich also an den Gestehungskosten des Produkts. Soweit damit die Tarife für das Produkt [...] dem Wert der bezogenen Elektrizität entsprechen, sind sie angemessen im Sinne von Artikel 6 Absatz 1 StromVG. Eine weitergehende Pflicht zur Bereitstellung eines kostengünstigen Produkts lässt sich aus der Forderung nach angemessenen Tarifen hingegen nicht ableiten, da sich die Angemessenheit eines Tarifs im Verhältnis zum konkreten Angebot beurteilt. (..)*

*„Das Ziel des StromVG ist unter anderem die Gewährleistung der Grundversorgung (BBl 2005 1617). Für die erste Marktöffnungsphase stipuliert Artikel 6 Absatz 1 StromVG eine Versorgungspflicht der Verteilnetzbetreiber für feste Endverbraucher und für Endverbraucher, welche auf den Netzanschluss verzichten. Diese Liefergarantie ist wesentlicher Teil der Grundversorgung (BBl 2005 1645). Das StromVG und die StromVV kennen zwar keine Bestimmung, wonach die Verteilnetzbetreiber ein möglichst günstiges Produkt anbieten müssen. Die durch die Stromgesetzgebung gewährleistete Grundversorgung setzt dem Produktangebot trotzdem Grenzen: Das Angebot darf nicht ausschliesslich aus teuren Produkten bestehen, welche für den durchschnittlichen Endverbraucher nicht mehr zahlbar wären. Ein solches Angebot würde dem Ziel der Stromgesetzgebung, die Grundversorgung zu gewährleisten, entgegenlaufen.“<sup>16</sup>*

---

<sup>16</sup> Elcom a.a.O. Seite 6

## 13. Anhang 4 Stromtarife im Vergleich

[http://www.bkw-fmb.ch/bkwfmb/de/home/thema\\_energie\\_und/strommarkt.html](http://www.bkw-fmb.ch/bkwfmb/de/home/thema_energie_und/strommarkt.html)

### Tarif easy

Preiselemente Gültig ab 1. Januar 2013	Grundpreis (CHF/Jahr)		Arbeitspreis (Rp./kWh)			
	exkl. MWSt	inkl. MWSt	Hochtarif (7–21 Uhr)		Niedertarif (21–7 Uhr)	
			exkl. MWSt	inkl. MWSt	exkl. MWSt	inkl. MWSt
Energief Lieferung	-	-	11.00	11.88	7.20	7.78
Clearinggebühr Swissgrid	-	-	0.01	0.01	0.01	0.01
Netznutzung NS DT	114.00	123.12	8.50	9.18	4.25	4.59
Systemdienstleistungen Swissgrid	-	-	0.31	0.33	0.31	0.33
Gesetzliche Förderabgabe <sup>1</sup>	-	-	0.45	0.49	0.45	0.49
Abgaben und Leistungen an die Gemeinde <sup>2</sup>	-	-	1.50	1.62	1.50	1.62
<b>Total (Rp./kWh)</b>			<b>21.77</b>	<b>23.51</b>	<b>13.72</b>	<b>14.81</b>

<sup>1</sup> Der Preissatz der gesetzlichen Förderabgabe wird vom Bundesamt für Energie (BFE) jährlich im Herbst festgelegt. Änderungen durch den Gesetzgeber bleiben vorbehalten.

<sup>2</sup> Die Abgaben und Leistungen an die Gemeinde sind pro Monat und Messstelle auf CHF 25.– begrenzt. Ob die Gemeindeabgabe erhoben wird, ist von der jeweiligen Gemeinde abhängig.

Bei den Preisen inkl. 8% MWSt handelt es sich um kaufmännisch gerundete Angaben.

### 1to1 energy easy light

#### Preisübersicht

Preiselemente Gültig ab 1. Oktober 2012	Grundpreis (CHF/Jahr)		Arbeitspreis (Rp./kWh)	
	exkl. MWSt	inkl. MWSt	Einfachtarif (0-24 Uhr)	
			exkl. MWSt	inkl. MWSt
Energief Lieferung	-	-	10.90	11.77
Clearinggebühr Swissgrid	-	-	0.01	0.01
Netznutzung NS ET	96.00	103.68	8.25	8.91
Systemdienstleistungen Swissgrid <sup>1</sup>	-	-	0.46	0.50
Gesetzliche Förderabgabe <sup>2</sup>	-	-	0.45	0.49
Abgaben und Leistungen an die Gemeinde <sup>3</sup>	-	-	1.50	1.62
<b>Total (Rp./kWh)</b>			<b>21.57</b>	<b>23.30</b>

### Tarife der IWB

#### Tarife für die Lieferung elektrischer Energie

Elektrische Energie	Einfachtarif (Rp./kWh)	Normaltarif (Rp./kWh)	Spartarif (Rp./kWh)
IWB*Strom small <sup>®</sup>	9.20	10.00	6.00
IWB*Strom medium <sup>®</sup>	8.40	9.25	5.50
IWB*Strom big <sup>®</sup>	8.15	9.00	5.50
IWB*Strom plus <sup>®</sup>	-	8.70	5.50

- ① IWB\*Strom small: Jahresverbrauch kleiner 100 000 kWh pro Verbrauchsstätte
- ② IWB\*Strom medium: Jahresverbrauch ab 100 000 kWh bis kleiner 1 Million kWh pro Verbrauchsstätte
- ③ IWB\*Strom big: Jahresverbrauch ab 1 Million kWh bis kleiner 10 Millionen kWh pro Verbrauchsstätte
- ④ IWB\*Strom plus: Jahresverbrauch ab 10 Millionen kWh pro Verbrauch sstätte

**Tarif Energie ewz.ökopower.**

	<b>Hochtarif (Mo - Sa 6 - 22 Uhr)</b>	<b>Niedertarif (übrige Zeit)</b>
Energie (exkl. MwSt.)	12,90 Rp./kWh	8,50 Rp./kWh

**Tarif Energie ewz.naturpower.**

	<b>Hochtarif (Mo - Sa 6 - 22 Uhr)</b>	<b>Niedertarif (übrige Zeit)</b>
Energie (exkl. MwSt.)	9,90 Rp./kWh	5,50 Rp./kWh

**Tarif Energie ewz.atommixpower.**

	<b>Hochtarif (Mo - Sa 6 - 22 Uhr)</b>	<b>Niedertarif (übrige Zeit)</b>
Energie (exkl. MwSt.)	8,90 Rp./kWh	4,50 Rp./kWh

**Tarif Energie ewz.wassertop.**

	<b>Hochtarif (Mo-Sa 6-22 Uhr)</b>	<b>Niedertarif (übrige Zeit)</b>
Energie (exkl. MwSt.)	11,40 Rp./kWh	7,00 Rp./kWh

## **Elcom Tarifangaben Energie Versorgungsgebiet BKW**

siehe

<http://www.strompreis.elcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx>

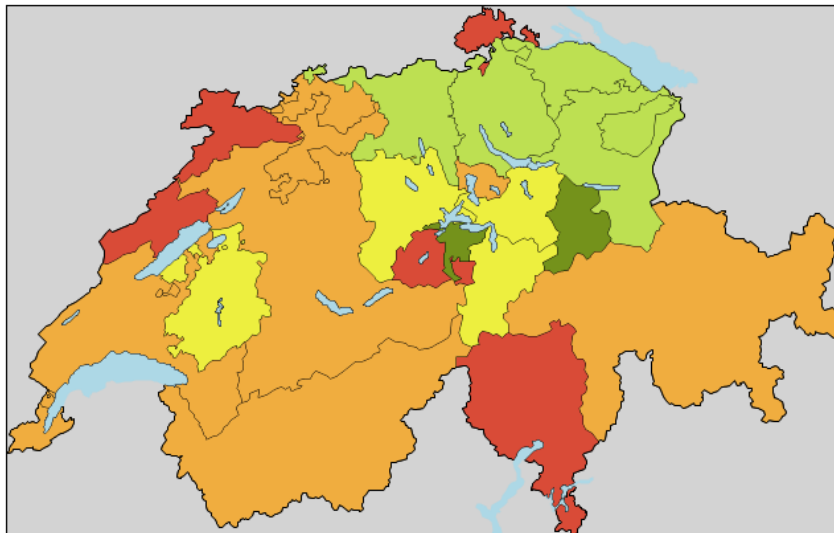
Verbraucher-kategorie Haushalte	Preisklasse, nur Energie BKW im Vergleich (nur Energie) (1= tiefste, 5 = höchste)
H1 1'600 kWh/Jahr: 2-Zimmerwohnung mit Elektroherd	4
H2 2'500 kWh/Jahr: 4-Zimmerwohnung mit Elektroherd	4
H3 4'500 kWh/Jahr: 4-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Elektroboiler	4
H4 4'500 kWh/Jahr: 5-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Tumbler (ohne Elektroboiler)	4
H5 7'500 kWh/Jahr: 5-Zimmer-Einfamilienhaus mit Elektroherd, Elektroboiler und Tumbler	4
H6 25'000 kWh/Jahr: 5-Zimmer-Einfamilienhaus mit Elektroherd, Elektroboiler, Tumbler und mit elektrischer Widerstandsheizung	3
H7 13'000 kWh/Jahr: 5-Zimmer-Einfamilienhaus mit Elektroherd, Elektroboiler, Tumbler, Wärmepumpe 5 kW zur Beheizung	3
H8 7'500 kWh/Jahr: Grosse, hoch elektrifizierte Eigentumswohnung	4

**Tabelle 1 BKW-Energiepreise für Haushalte (Angaben Elcom)**

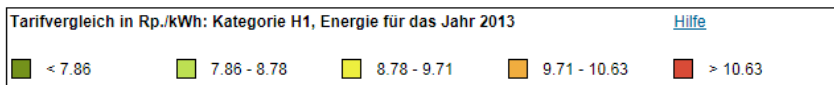
Verbrauchskategorien Gewerbe- und Industriebetriebe	Preisklasse BKW im Vergleich (nur Energie) (1= tiefste, 5 = höchste)
C1 8'000 kWh/Jahr: Kleinstbetrieb, max. beanspruchte Leistung: 8 kW	4
C2 30'000 kWh/Jahr: Kleinbetrieb, max. beanspruchte Leistung: 15 kW	3
C3 150'000 kWh/Jahr: Mittlerer Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 50 kW	4
C4 500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 150 kW, Niederspannung	4
C5 500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 150 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation	4
C6 1'500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 400 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation	4
C7 7'500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 1'630 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation	4

**Tabelle 2 BKW-Energiepreise für Gewerbe und Industrie (Angaben Elcom)**

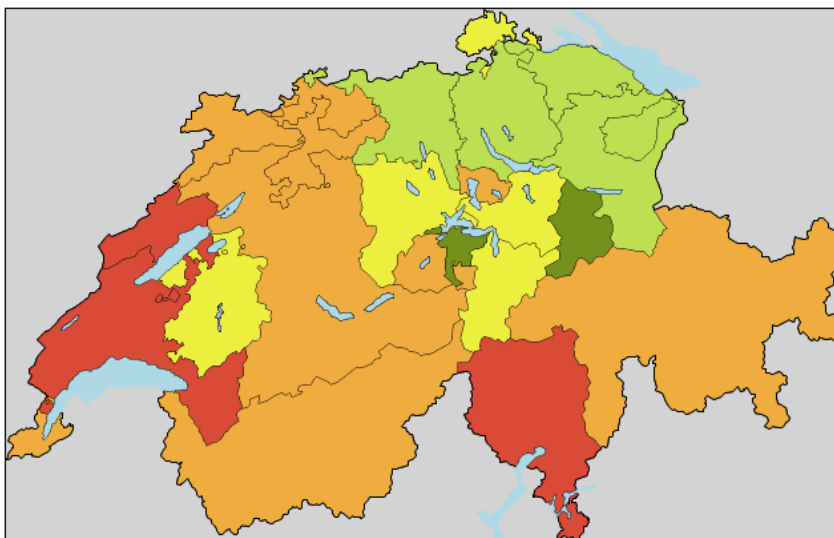




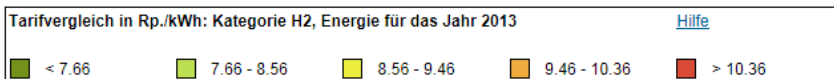
Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2011



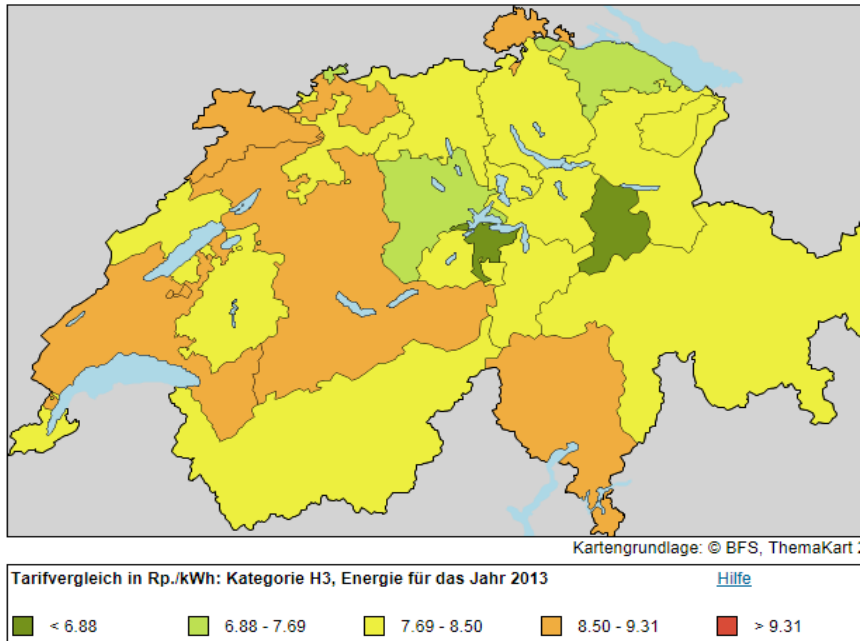
## H1 1'600 kWh/Jahr: 2-Zimmerwohnung mit Elektroherd



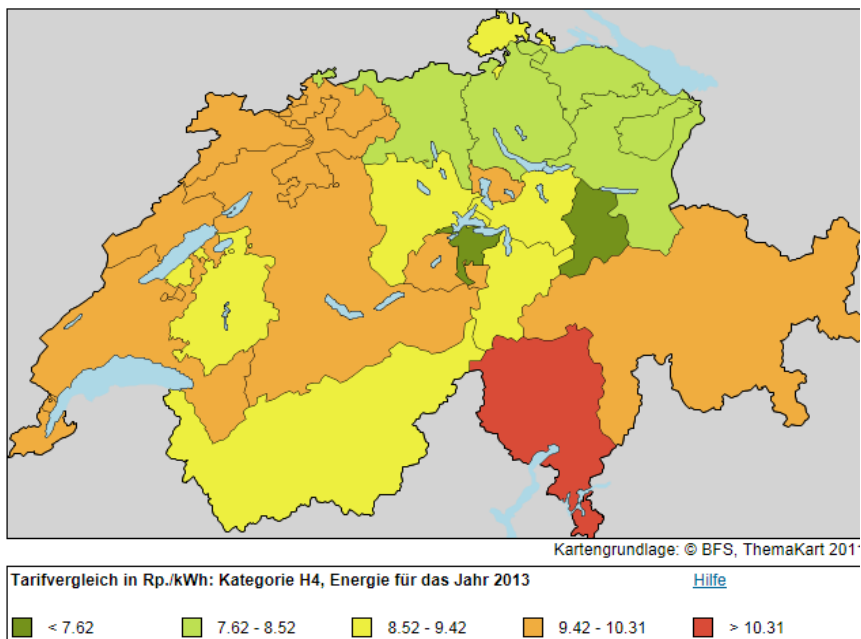
Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2011



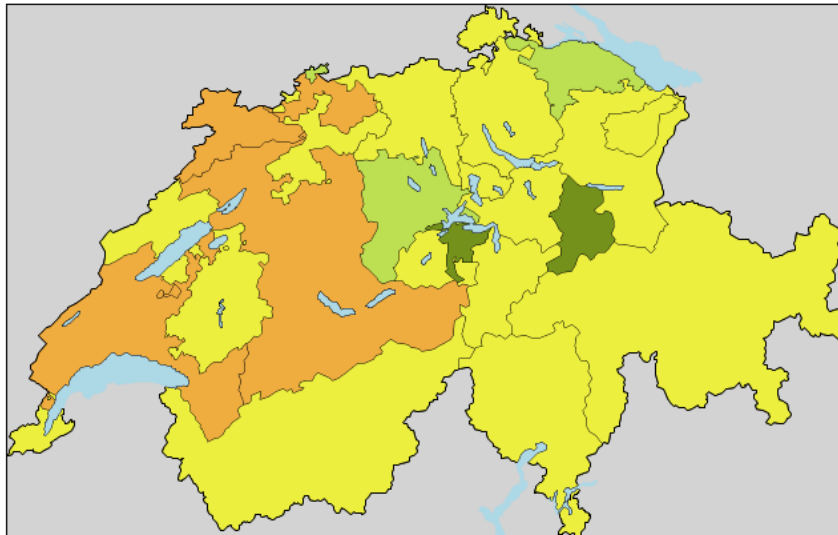
## H2 2'500 kWh/Jahr: 4-Zimmerwohnung mit Elektroherd



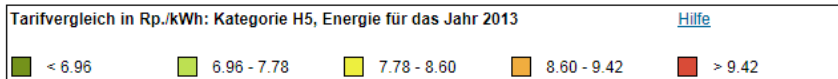
### H3 4'500 kWh/Jahr: 4-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Elektroboiler



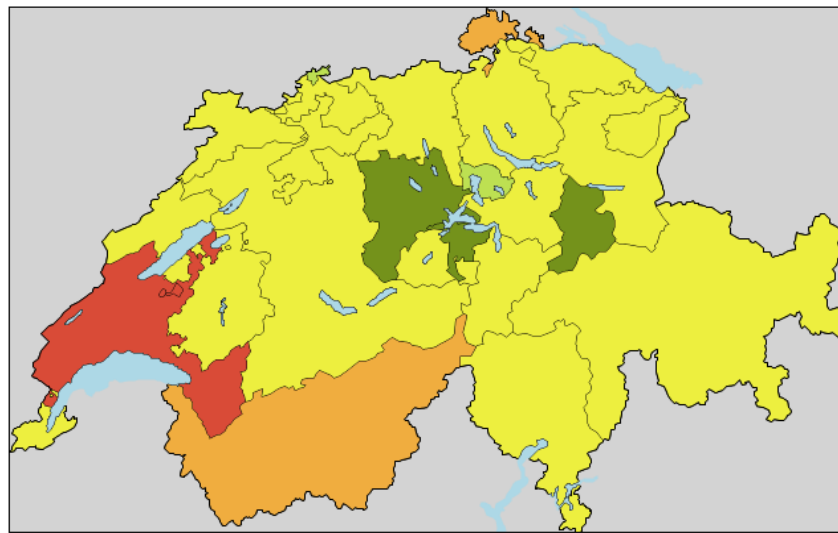
### H4 4'500 kWh/Jahr: 5-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Tumbler (ohne Elektroboiler)



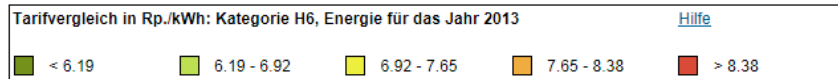
Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2011



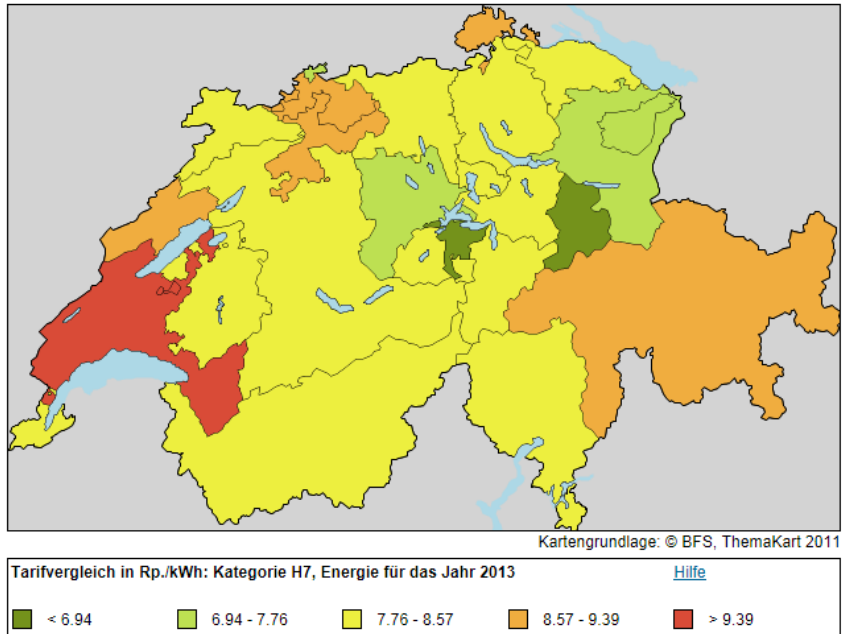
### H5 7'500 kWh/Jahr: 5-Zimmer-Einfamilienhaus mit Elektroherd, Elektroboiler und Tumbler



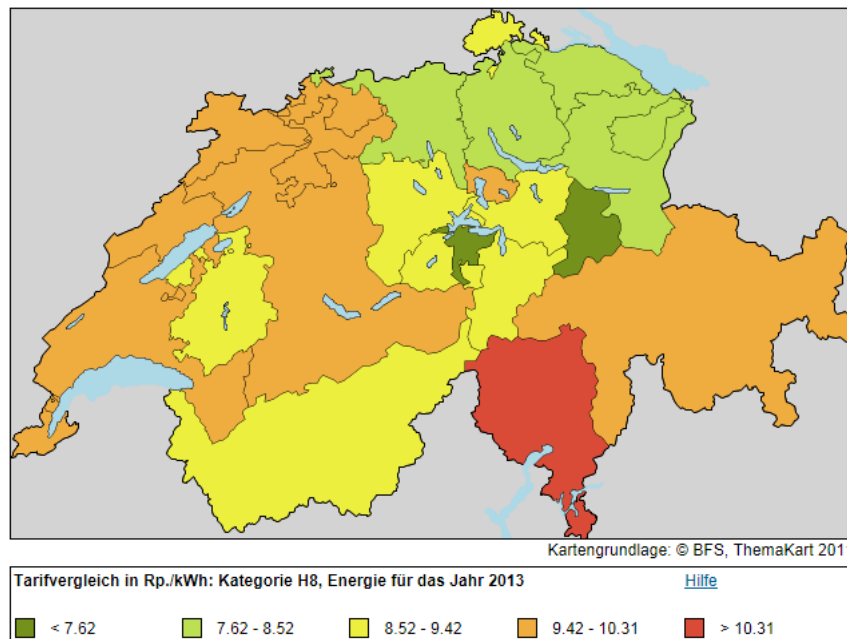
Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2011



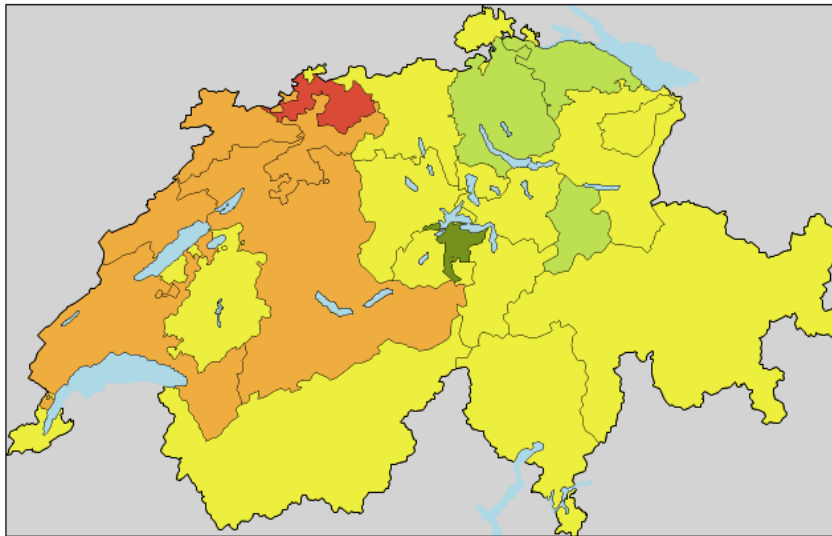
### H6 25'000 kWh/Jahr: 5-Zimmer-Einfamilienhaus mit Elektroherd, Elektroboiler, Tumbler und mit elektrischer Widerstandsheizung



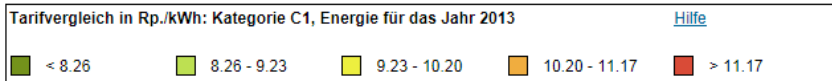
**H7 13'000 kWh/Jahr: 5-Zimmer-Einfamilienhaus mit Elektroherd, Elektroboiler, Tumbler, Wärmepumpe 5 kW zur Beheizung**



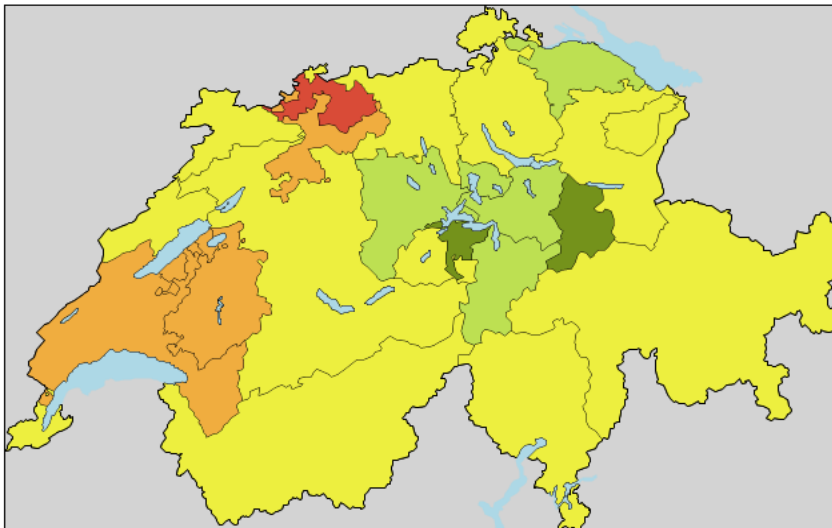
**H8 7'500 kWh/Jahr: Grosse, hoch elektrifizierte Eigentumswohnung**



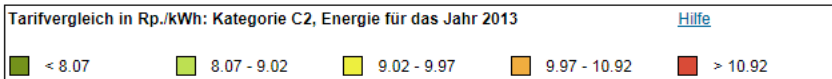
Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2011



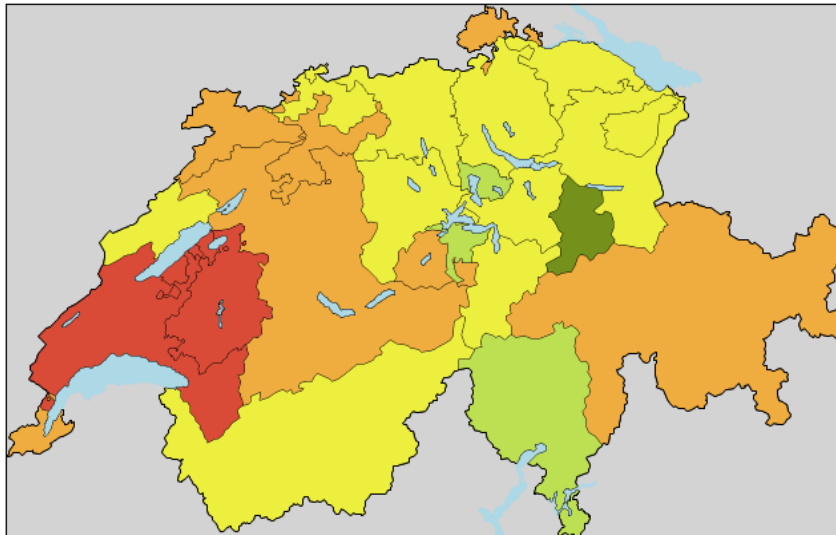
**C1 8'000 kWh/Jahr: Kleinstbetrieb, max. beanspruchte Leistung: 8 kW**



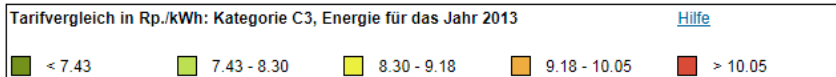
Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2011



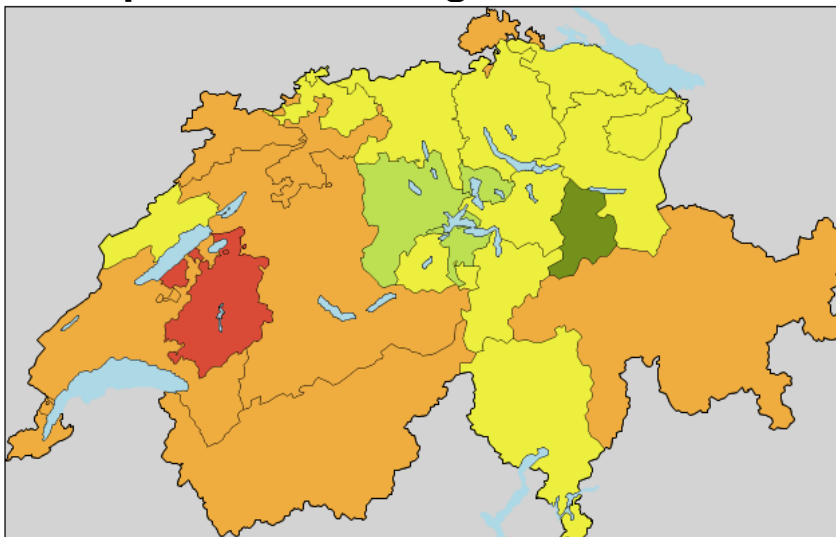
**C2 30'000 kWh/Jahr: Kleinbetrieb, max. beanspruchte Leistung: 15 kW**



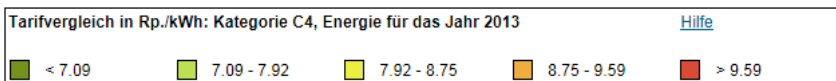
Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2011



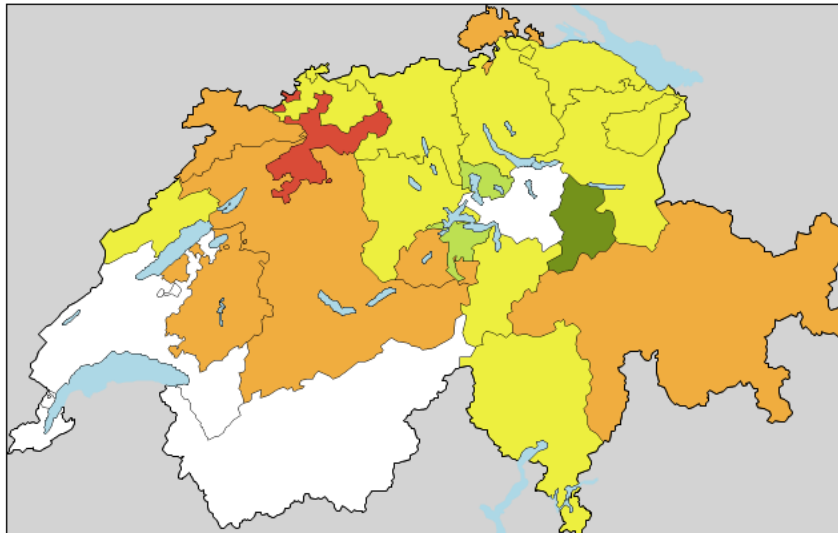
**C3 150'000 kWh/Jahr: Mittlerer Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 50 kW**



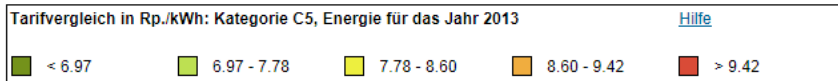
Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2011



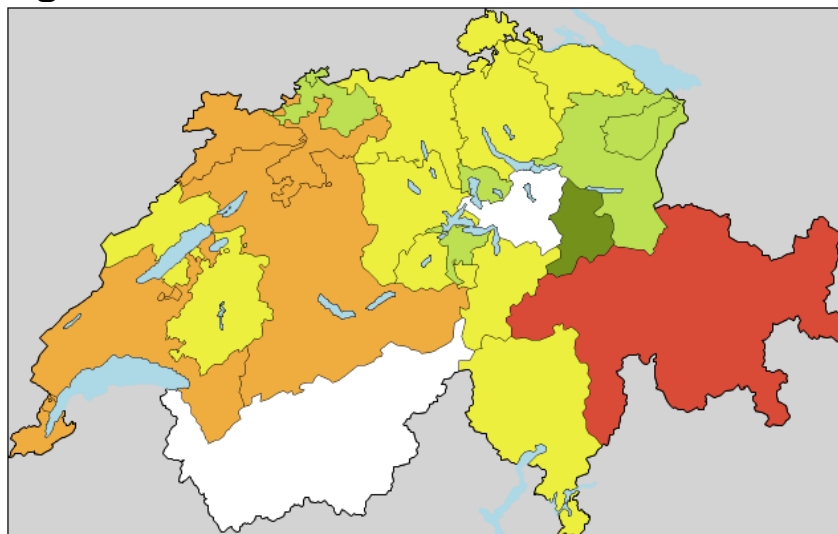
**C4 500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 150 kW, Niederspannung**



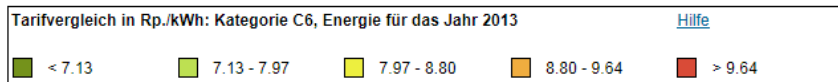
Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2011



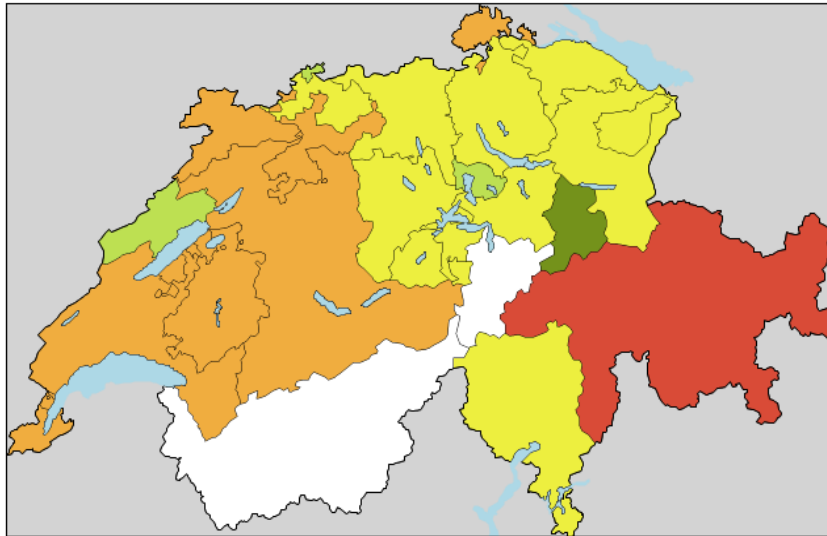
**C5 500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 150 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation**



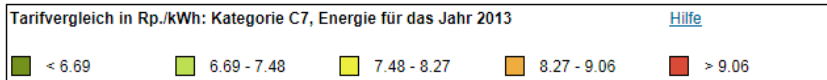
Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2011



**C6 1'500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 400 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation**



Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2011



**C7 7'500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 1'630 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation**



# 14. Futures-Preise an der EEX

Jahr | Quartal | Monat | Woche | Wochenende | Tag

Einstellungen

2013-10-02

Ma

Kontinuierlicher Handel | Phelix Baseload Year Futures

Name	Best Bid	Best Ask	Anzahl Kontr.	Letzter Preis	Abs. Veränd.	Letzte Zeit	Letztes Vol.	Abrech. Preis	Vol.	Vol. OTC Clearing
▶ <a href="#">Cal-14</a>	38,00	38,25	-	-	-	-	-	38,15	-	-
▶ <a href="#">Cal-15</a>	37,75	38,16	-	-	-	-	-	38,01	-	-
▶ <a href="#">Cal-16</a>	37,15	38,36	-	-	-	-	-	38,07	-	-
▶ <a href="#">Cal-17</a>	38,25	-	-	-	-	-	-	38,90	-	-
<a href="#">Cal-18</a>	40,05	-	-	-	-	-	-	40,10	-	-
<a href="#">Cal-19</a>	-	-	-	-	-	-	-	41,20	-	-

Kontinuierlicher Handel | Phelix Peakload Year Futures

## Phelix Baseload Futures – Screenshot vom 2. Oktober 2013<sup>17</sup>

<sup>17</sup> <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20%7C%20Terminmarkt>

## 15. Kosten und Stilllegungen US-amerikanischer Atomkraftwerke

Source : The Guardian

<http://www.theguardian.com/environment/2013/sep/24/us-nuclear-power-closures>

### **First US nuclear power closures in 15 years signal wider industry problems**

As the economics of building plants and maintaining old ones erode, some experts see little hope for an industry being touted by some as a climate savior.

- By Elizabeth Douglass for [InsideClimate News](#), part of the [Guardian Environment Network](#)
- [theguardian.com](#), Tuesday 24 September 2013 17.39 BST

Renewed safety concerns and reinvigorated local opposition have played a role in the industry's recent troubles. But the most potent foe—and the primary force behind the spate of closures and abandoned projects—is economic.

The industry's run of bad news includes:

- The early closure of four nuclear power plants. Two of the plants, the [Vermont Yankee](#) reactor and Wisconsin's [Kewaunee reactor](#), were felled by stiff competition. One plant, [San Onofre in California](#), was shuttered amid safety concerns and severely damaged steam generators. And the other, Florida's [Crystal River](#), was done in by structural damage.
- An announcement that Électricité de France SA, the world's largest nuclear plant operator, would [withdraw from its joint venture with Exelon Corp](#). The venture's three nuclear plants—Calvert Cliffs in Maryland and New York's R.E. Ginna and Nine Mile Point—will be run by Exelon. The French company had invested billions of dollars to expand into the United States.
- Duke [Energy](#) Corp.'s decision to shelve plans for two reactors in Levy County, Fla. (in addition to permanently closing Crystal River).
- A [June 2012 court ruling](#) that blocked the federal [Nuclear Regulatory Commission](#) from issuing new reactor licenses or renewals until it sufficiently assesses the risks of storing spent radioactive fuel at nuclear plant sites.
- The cancellation this year of [at least five projects](#) that would have boosted the power output of existing reactors.
- Long delays and billions of dollars in cost overruns for ongoing construction of new reactors in Georgia, South Carolina and Tennessee.

The blows to nuclear power's prospects have come on many fronts, but it was the surprising spurt of plant closures that laid bare the industry's worsening plight.

The plant shutdowns are the first to hit the U.S. nuclear power market in 15 years, and the retirements don't bode well for many of the nation's 99 remaining power reactors.

Analysts say economic woes make at least 10 other plants vulnerable enough to follow suit. Almost all of those are among the nation's 47 "merchant" nuclear plants, which, unlike regulated plants, operate in open markets and have to beat out other power suppliers to win customers and long-term supply contracts. The especially vulnerable facilities cited by analysts are at greater risk for closure

because their power is too expensive to sell profitably in wholesale markets or because their output is too small or too unreliable to support rising operating and retrofit costs.

Wall Street firm Credit Suisse set the tone in February with a report that described the aging U.S. fleet of nuclear power plants as "facing declining performance, higher costs and inevitable mortality." Given the outlook for age-related extra costs, new safety and security expenses, sluggish electricity demand and stiff competition from power plants burning cheaper natural gas, Credit Suisse said, "losing another 1-5 plants in 2013 would not shock us." Mark Cooper, a senior fellow at the Vermont Law School's Institute for Energy and the Environment, was more pessimistic. Cooper, a longtime critic of nuclear power economics, argued in a July 2013 paper called "Renaissance in Reverse," that competition from natural gas as well as carbon-free wind and solar power producers could push more than 30 U.S. reactors "to the brink of economic abandonment."

Cooper believes market conditions are so unfavorable that premature closures will not be limited to plants that have to compete for customers. He said closures will also hit nuclear plants that operate in regulated markets, where they are mostly protected from the competitive forces that drove the Kewaunee and Vermont Yankee plants out of business.

Nuclear plants in regulated markets are typically owned by the region's incumbent utility, so they have an automatic buyer for their output and don't have to compete against lower-cost power producers. State regulators decide how much the utility can charge its customers for electricity, not based on market prices, but based on how much it costs the utility to provide the power, maintain the plants and facilities and operate the utility—plus a specified profit margin. What's more, regulated utilities that undertake big-ticket projects, such as replacing a nuclear plant's steam generators, can pass those costs on to its customers by raising rates.

Increasingly, though, state regulators are questioning the economics of pricey retrofits and upgrades, and some states have begun pressing utilities to pay for cost overruns and expensive mistakes on projects.

"Economic pressures have become so severe that regulators have been forced to take action," Cooper said in his report. More than 50 reactors run in regulated markets, and now that government officials are keeping a closer eye on costs, about three dozen of them are "on the razor's edge," he estimated.

David Lochbaum, director of the nuclear safety project at the Union of Concerned Scientists, added that with so many older plants still operating—20 have been online for more than 40 years—equipment problems and safety issues are becoming inevitable. Increasingly, companies and regulators won't be able to justify the cost of the necessary fixes.

"The underlying factors are similar everywhere. They're not making buckets of money every day, and it's very tight," Lochbaum said. As a plant operator, "you're basically one surprise away—one component [problem] away—from not having the economics favor you."

### **Bye-Bye Renaissance?**

The market setbacks and stark projections have put an emphatic end to talk of the U.S. "nuclear renaissance" that was still being touted by industry supporters as recently as 2010. Just six years ago, the NRC received its first formal application for a new nuclear reactor in decades. It was followed by more than two dozen more, as well as a host of proposals to boost the output of existing reactors, and a steady stream of requests for 20-year extensions on plant operating licenses.

More than half of the 28 proposed new reactors have since been officially cancelled or halted, and most of the others are stalled. Many projects that would have sharply increased power production from existing reactors suffered a similar fate. Four new reactors are under construction, two at Georgia's [Vogtle](#) plant and two at the [Virgil C. Summer](#) plant in South Carolina. Both projects are behind schedule and substantially over budget—and being paid for in large part by taxpayers and electric customers. Construction on a fifth reactor, at [Watts Bar](#) in Tennessee, was restarted after an 18-year hiatus and will cost customers of the Tennessee Valley Authority [more than \\$4 billion](#), up from an earlier estimate of \$2.5 billion.

Officials at [Entergy](#) Corp., which surprised the market last month by [deciding to close](#) its Vermont Yankee plant in 2014, said the shutdown is necessary because high costs at the single-reactor site cannot be recouped in a wholesale market driven mostly by cheaper power from natural gas plants. [Entergy said](#) its Pilgrim plant in Massachusetts and its FitzPatrick facility New York have similar problems, but the company said it hasn't decided their fate yet and it remains committed to its seven other nuclear plants.

Source : Bloomberg – US

<http://www.bloomberg.com/news/2012-09-10/nuclear-repairs-no-easy-sale-as-cheap-gas-hits-utilities.html>

### **Nuclear Repairs No Easy Sale as Cheap Gas Hits Utilities**

*By Julie Johnsson - Sep 11, 2012 2:21 PM GMT+0200*

A damaged [Florida](#) nuclear plant that spurred a boardroom coup at [Duke Energy Corp. \(DUK\)](#) in July risks getting scrapped unless the power company can justify spending more than \$1.3 billion on the costliest-ever U.S. atomic repair.

Jim Rogers, chairman and chief executive officer of Duke Energy Corp. For Florida regulators and consumers, the costs to fix Duke's reactor may be dwarfed by the risk of becoming overly dependent on a fuel where prices have swung from less than \$2 to almost \$15 per million British thermal units and back to \$2 in the past 11 years. Photographer: Davis Turner/Bloomberg

Duke's decision, a signpost for utilities from [Japan](#) to [Belgium](#) considering shuttering reactors, hinges on natural gas. Near-record low prices in the U.S. make new gas-fired generation look more economical than fixing the 35-year-old Crystal River Unit 3 station. The question for Duke, the biggest U.S. power company, is whether to bet gas will stay low for decades.

"If you close that plant down I will have a concern about the dependence on natural gas," J.R. Kelly, Florida's Public Counsel, said in a phone interview. He sees the reactor that's been out of service since 2009 being replaced by gas-fired generation. "That's what they will build. They'll have to."

Volatile fuel prices and increased safety concerns after last year's meltdown of reactors in Fukushima, Japan, are pushing utilities to reconsider new construction, major repairs and license extensions. Nuclear power represents almost 20 percent of U.S. energy supplies.

Duke's board ousted then-Chief Executive Officer Bill Johnson hours after acquiring his former company, Progress Energy Inc., and after expressing concern he was prejudiced toward repairing the reactor, which critics have called "[Humpty Dumpty](#)" for its cracked concrete shell.

### **Rising Risks**

The dispute underscores the stakes for U.S. power companies weighing nuclear investments against falling power prices and risks that plants won't be relicensed or may close prematurely. Regulators haven't approved Duke's plans to pass repair expenses on to clients, and decommissioning costs haven't been tallied.

[Edison International \(EIX\)](#) faces a similar decision with its 30-year-old San Onofre atomic station near [Los Angeles](#), shut down since January because of leaks and unusual wear to its steam generators.

The surplus of gas-fired power plants in the western U.S. weakens the case for repairing and restarting San Onofre's twin reactors. "The argument that ratepayers need to keep supporting Grandma lasts for about 15 seconds," John Geesman, a former [California](#) energy commissioner, said in a phone interview. He serves as outside counsel for the Alliance for Nuclear Responsibility, which has lobbied the state to keep that plant idle.

For Florida regulators and consumers, the costs to fix Duke's reactor may be dwarfed by the risk of becoming overly dependent on a fuel where prices have swung from less than \$2 to almost \$15 per million British thermal units and back to \$2 in the past 11 years.

### **Gas Dependence**

Gas fueled 62 percent of Florida's electricity generation in 2011, up from 31 percent 10 years ago, the U.S. Energy Department said on its website. Officials in Omaha, [Nebraska](#), opted to repair the fire-and-flood-damaged Fort Calhoun Station, a nuclear plant owned by the municipality, to avoid becoming overly dependent on one fuel.

"We have seen coal go up, natural gas go up," Jeff Hanson, spokesman for the plant's owner, the Omaha Public Power District, said in a phone interview. "Uranium stays somewhat stable," he said of the fuel used to derive nuclear power.

Deciding whether to shutter a large power plant isn't easy for Duke, based in [Charlotte](#), North Carolina, or for Edison of Rosemead, California, and other owners of regulated U.S. utilities.

### **Regulated Rates**

The rates the utilities charge customers, which are set by state regulators, cover fuel and some repair costs, while providing a mandated return on assets such as plants and transmission lines.

"In that model you'd prefer to repair the nuclear plant because it's a bigger investment, you're earning more," [Sam Brothwell](#), utilities analyst for Bloomberg Industries, said in a phone interview. "But you've got to get the regulators to agree. That's where natural gas is a real challenge because it's the least-cost option."

**Gas has become the cheapest source of power for much of the U.S. with prices that have tumbled 23 percent from a year ago, and 78 percent from 2008's peak price of \$13.58 per million British thermal units, according to data compiled by Bloomberg.**

The all-in cost to produce electricity during the second quarter, including operating and capital expenses, was \$71 per megawatt-hour at a combined-cycle gas plant, \$82.27 at a coal-fired plant and \$101.54 at a nuclear plant, according to data compiled by Bloomberg New Energy Finance.

### **Difficult Justification**

A gas slump that lasts through the decade, as some industry forecasts suggest, would make “big-ticket” investments in steam generators, reactor vessels or costly capacity upgrades “increasingly difficult to justify,” Brothwell said.

The case is toughest for plant owners operating in deregulated markets, whose capital spending is funded by power sales, not state-mandated rate increases.

Wholesale electricity prices in PJM Interconnection LLC, the largest competitive U.S. power market, have fallen about 10 percent since late April and “seem to be testing historical lows,” [Angie Storzynski](#), a New York-based analyst for Macquarie Capital USA Inc., wrote in a Sept. 4 research note.

Some merchant nuclear plant owners are deferring large projects such as steam-duct and turbine upgrades that would boost plant output by 10 percent or more at a cost of as much as \$1,000 per kilowatt, said Mike Granowski, principal with Bridge Strategy Group, a Chicago-based management consulting firm.

### **Oyster Creek**

[Exelon Corp. \(EXC\)](#) of Chicago decided in 2010 that it was more economical to close its Oyster Creek reactor in Forked River, [New Jersey](#), when its license expired in 2019 than spend as much as \$801 million to build a cooling tower demanded by state officials.

Duke’s board faces a more complicated analysis as it decides the best approach to its Crystal River plant, 80 miles (129 kilometers) north of Tampa.

The silo-shaped concrete building that houses the Crystal River 3 reactor cracked in 2009 as crews replaced the steam generators, huge pipe assemblies that transfer heat from the nuclear reactor to power-generating turbines. Once the damaged panel was patched, two other sections cracked in March and July 2011 after workers tightened steel tendons intended to strengthen the structure.

“We’re not joking when we call it the Humpty Dumpty reactor,” [Stephen Smith](#), executive director of the Southern Alliance for Clean Energy, said in a phone interview. “We think they ought to quit throwing good money after bad.”

### **‘Prudent Decision’**

[Duke’s board](#) is waiting to see whether Crystal River’s insurer will pay a portion of costs escalating above 2011 estimates of \$900 million to \$1.3 billion, [Mike Hughes](#), a spokesman for the company, said in a phone interview. Directors also ordered an independent engineering study of the delamination that has laced about half of the plant’s 42-inch-thick containment structure with cracks.

“We are going to try to make a prudent decision,” [James Rogers](#), Duke’s chairman and chief executive officers, told reporters Aug. 13 after briefing Florida regulators on the plant’s status.

Repairing and refueling Crystal River would cost about \$2,000 per kilowatt of generating capacity based on original cost estimates. That’s already “well in excess” of the \$1,000- to \$1,200-per-kilowatt cost of building a new gas plant, said Granowski, the Chicago consultant.

#### **Plus, Minus**

Duke faces penalties if repairs don’t start this year under the terms of a January agreement with Florida regulators. It would be required to refund as much as \$100 million that it has received to buy power from other sources while the plant is offline.

Yet if Duke retires Crystal River, the agreement still allows the power company to earn a return on “all remaining investments” it holds in the plant, according to a company filing.

Duke may decide to hibernate the facility rather than permanently decommission it, Margaret Harding, a nuclear industry consultant based in Wilmington, [North Carolina](#), said in a phone interview. Doing so would give Duke the option of repairing and restarting the plant if gas prices rise. “My gut is that Duke says, ‘No thanks, no thanks’ to the repair this year,” Harding said.

## **16. Anhang 5 Stellungnahmen des Regierungsrats des Kantons Bern**