

Energie fir d'Zukunft

Wirtschaftliche Entwicklung sichern, Umwelt- und Sozialstandards erhalten

Expertenbericht zur Öffnung des Strom- und
Gasmarktes in Luxemburg

Claude Turmes

unter Mitarbeit von

Prof. Dr. Uwe Leprich

Luxemburg / Saarbrücken

Juli 2005

INHALTSVERZEICHNIS

Bericht zur Öffnung und zur notwendigen Re-Regulierung des Strom- und Gasmarktes in Luxemburg.....	4
Hintergrund.....	4
1. Aktuelle Rahmenbedingungen und Ist-Situation in Luxemburg.....	5
1.1 Marktakteure der luxemburgischen Energiewirtschaft.....	5
1.2 Bestandsaufnahme und Entwicklung der Strompreise	7
1.2.1 Haushaltsstrompreise	7
1.2.2 Industrie- und Gewerbestrompreise	8
1.3 Die europäischen Vorgaben (Richtlinien und Verordnungen)	12
1.3.1 Strom.....	12
1.3.2 Gas	12
1.3.3 Sonstige.....	12
1.4 Bisherige Umsetzung der europäischen Vorgaben in Luxemburg.....	14
1.5 Allgemeine Umsetzungsgrundsätze	15
1.5.1 Primat der Politik	15
1.5.2 Nachhaltige Entwicklung als Leitbild.....	15
1.5.3 Transparenz und demokratische Kontrolle.....	15
2. Das Spektrum der Anforderungen an die weitere Liberalisierung der luxemburgischen Energiemärkte	16
2.1 Die wettbewerbs- und wirtschaftspolitische Dimension	16
2.1.1 Wettbewerbliche Organisation der Märkte.....	17
2.1.2 Entflechtung (Unbundling)	21
2.1.3 Nichtdiskriminierendes Netzanschluss- und Netzzugangsregime	23
2.1.4 Faire Netzentgeltregulierung.....	23
2.1.5 Wettbewerbliches Marktdesign für Handels- und Systemdienstleistungsmärkte	24
2.1.6 Transparenz für Marktteilnehmer	27
2.1.7 Stufenplan für das Mess- und Zählerwesen	27
2.1.8 Implementierung eines zielführenden Regulierungsregimes.....	28
2.1.8.1 Institutionelle Ausgestaltung des Regulators.....	28
2.1.8.2 Aufgabenspektrum	29
2.1.8.3 Spannungsfelder	30
2.1.8.4 Verfahrensaspekte	31
2.2 Die verbraucherpolitische Dimension	32

2.2.1	Schutz und Transparenz für Kleinverbraucher	32
2.2.2	Stromkennzeichnung	33
2.2.3	Stärkung der Verbraucherlobby	34
2.3.	Soziale Verantwortung / Arbeitsplätze und Arbeitsplatzstatut	37
2.3.1	Netzbetrieb und Zählerwesen als „Service public“	37
2.3.2	Kollektivverträge stärken	37
2.4	Die umweltpolitische Dimension.....	39
2.4.1	Umweltbezogene Systembausteine innerhalb der Liberalisierungsrichtlinien	40
2.4.1.1	Vergütung vermiedener Netznutzungsentgelte	40
2.4.1.2	Faire Anschlussbedingungen und Vorrangregelungen für dezentrale Einspeiser	40
2.4.1.3	Systemoptimierung unter Berücksichtigung dezentraler Optionen als Aufgabe aktiver Stromnetzbetreiber	40
2.4.1.4	Vorrangige Biogaseinspeisung	41
2.4.2	Zusätzliche umweltpolitische Flankierungen der Liberalisierung	42
2.4.2.1.	End-Energie-Effizienz: Konkrete Ziele und die Einrichtung eines Energieeffizienzfonds.....	42
2.4.2.2	Förderung der Erneuerbaren Energien.....	43
2.4.2.3.	Dezentrale Energieproduktion auf der Basis von Erdgas	43
2.4.2.4	Konsequente Ablehnung der Atomkraft auf allen Ebenen.....	46
2.4.2.5	Kompensationsfonds aktuell und zukünftig	47
2.5	Zur Rolle der Stadtwerke im liberalisierten Energiemarkt	52
2.5.1	Möglichkeiten aus der EU-Richtlinie nutzen	52
2.5.2	Passivität des Innenministeriums beenden	53
2.5.3	Angepasste Lösungen für die einzelnen Gemeinden.....	53

ANHÄNGE:

Anhang 1:	§ 21b EnWG (D)	55
Anhang 2:	§ 42 EnWG (D)	56
Anhang 3:	§ 17 Stromnetzzugangsverordnung (D)	58
Anhang 4:	§ 18 Stromnetzzugangsverordnung (D)	59
Anhang 5:	Anhang A der Binnenmarktrichtlinie 2003	60
Anhang 6:	Offizielle Unterredungen mit den Akteuren.....	62
Anhang 7:	Kioto-Berechnung (Territorial- vs Gesamtemissionsprinzip	63
Anhang 8:	Dokumentation der FEDIL zum 20kV Netz.....	66
Anhang 9:	Positionspapier von FGFC, LCGB und OGB-L.....	72
Anhang 10:	Positionspapier der CEGEDEL	75
Anhang 11:	Hauptaktionnaire und Beteiligungen der CEGEDEL	81
Anhang 12:	Parlamentarische Anfragen von Henri Kox	84

Bericht zur Öffnung und zur notwendigen Re-Regulierung des Strom- und Gasmarktes in Luxemburg

Bericht an die Luxemburger Regierung von Claude Turmes, Abgeordneter im Europäischen Parlament, mit Unterstützung von Prof. Dr. Uwe Leprich, Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes.

Hintergrund

Auf Grund einer ganzen Reihe von europäischen Richtlinien und Verordnungen steht eine tiefgreifende Umstrukturierung der Energiewirtschaft Luxemburgs an. Um sich einen Überblick über die Handlungszwänge, aber auch die Gestaltungsmöglichkeiten bei der Umsetzung in nationales Recht zu verschaffen, hat der Wirtschafts- und Energieminister Luxemburgs, Jeannot Krecké, Ende Februar 2005 den grünen Abgeordneten Claude Turmes mit diesem Bericht beauftragt. Der Bericht wird in Zusammenarbeit mit einem energiewirtschaftlichen Experten (in der Person von Professor Uwe Leprich) sowie in einem Diskussionsaustausch mit den relevanten Akteuren erstellt. Henri Kox, Abgeordneter von Déi Gréng, steuerte den Teil zum Kompensationsfonds bei. Der Inhalt wird ausschließlich vom Beauftragten, dem Abgeordneten Claude Turmes, verantwortet.

1. Aktuelle Rahmenbedingungen und Ist-Situation in Luxemburg

1.1 Marktakteure der luxemburgischen Energiewirtschaft

- **CEGEDEL** (bislang 33% Staat, 9% SNCI – staatliche Beteiligungsgesellschaft, 8% Suez/Electrabel, 30% Luxempart-Energie/RWE, Rest im Streubesitz). Der frühere Strom-Monopolist ist weiterhin ein integriertes Unternehmen und betreibt neben dem Transportnetz auch das gesamte Verteilernetz (Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz Luxemburgs mit der Ausnahme von einigen Stadtgebieten. CEGEDEL hat über CEGEDEL-Participation viele Beteiligungen an anderen Energieunternehmen in Luxemburg (z.B. SEO, Gas-Unternehmen Soteg und Luxgas, Energiedienstleister Luxenergie und Twinerg-Gasturbine in Esch/Azette) sowie an der nationalen Energieagentur. CEGEDEL ist zudem über die CEGECOM im Telekommunikationsbereich aktiv.

Der deutsche Strom- und Gaskonzern RWE versucht derzeit offensichtlich einen höheren Anteil am CEGEDEL-Stammkapital zu bekommen. Dazu benutzt RWE die Luxemburger Holding LUXEMPART-Energie (RWE und Le Foyer). Diese hat durch Aufkäufe aus dem Streubesitz (viele sogenannte „Loi Rau“ Kleinaktionäre) ihren Anteil in den letzten Jahren von 20 auf 30% erhöht. Ziel soll zumindest eine Blockademinorität (33%) sein. RWE könnte aber auch über den Kauf des Suez/Electrabel Anteils zum Hauptaktionär bei CEGEDEL aufsteigen.

CEGEDEL hat vor zwei Jahren aus Rücklagen, von in den 90er Jahren nicht getätigten - aber über den Konzessionsvertrag bezahlten - Netzinvestitionen (als Strohmännchen für RWE), für 125 Mio. EURO einen 12%-Anteil an den Wuppertaler Stadtwerken gekauft.

- **SEO** (40% RWE, 40% Staat, 4,46% Cegedel-Participations, Rest im Streubesitz), betreibt das Pumpspeicherkraftwerk Vianden, mit 1.200 MW eines der größten Regelenergiekraftwerke Europas. Vianden ist an das RWE-Netz aber auch an das CEGEDEL-Netz angeschlossen und wird von Deutschland aus (Brauweiler) gesteuert. Der Luxemburger Staat besitzt das Recht auf die Nutzung einer 100 MW Turbine um gegebenenfalls Regelenergie für Luxemburg zu erzeugen. In Gegenzug für einen finanziellen Beitrag der SEO verzichtet der Luxemburger Staat allerdings bis 2009 auf diese Möglichkeit (die sogenannte „Restourne SEO“ die im Staatsbudget ausgewiesen ist).

SEO betreibt auch über Tochtergesellschaften Wasserkraftwerke an der Mosel und neuerdings Windkraftanlagen. SEO ist ebenfalls Anteilseigner an der Luxemburger Energieagentur.

- **SOTEG** (früherer Gasmonopolist; Anteile: 31% Staat, 20% E.on/Ruhrgas direkt, sowie 10% Saarferngas, 20% ARCELOR, 19% CEGEDEL) SOTEG betreibt das luxemburgische Hochdruckgasnetz und ist an vielen Gasunternehmen beteiligt (LUXGAS, Stadt Dudelange). Der Deutsche Strom- und Gaskonzern E.on/Ruhrgas ist dabei in der SOTEG stärker aktiv zu werden und ist über SOTEG auch in das Stromgeschäft in Luxemburg eingestiegen.
- **SOTEL** (100% ARCELOR); Industriestromnetz der ARCELOR; Stromtransportnetz an ELIA (B) angebunden; zurzeit nur Notbrücke mit dem CEGEDEL-Netz; die Präsenz von

zwei separaten SOTEL- und CEGEDEL-Transportnetzen führt dazu, dass Luxemburg nicht als eigene Regelzone gilt; wird von Suez/Electrabel auch als Standbein für Stromverkauf an andere Nicht-ARCELOR Unternehmen genutzt. Versucht zurzeit einen Anschluss an das EDF-Stromnetz voranzutreiben. Rechtslage und Notwendigkeit dieses Anschlusses sind nicht klar.

- **Suez/Electrabel** betreibt mit CEGEDEL und SOTEL das 350 MW TWINERG Gas- und Dampf-Kraftwerk in Esch. Twinerg ist stromtechnisch über das SOTEL-Netz an die ELIA-Verteilstation in Aubange (B) angeschlossen und wird durch Electrabel-Belgien gesteuert. 100 MW gehen an ARCELOR, 100 MW über virtuellen Austausch an CEGEDEL und 150 MW an Electrabel.
Suez/Electrabel versucht desweiteren über die deutsche Tochtergesellschaft EnergieSaarlortlux (früher Stadtwerke Saarbrücken) in Luxemburg Fuß zu fassen. Zurzeit wurde ein Vertrag mit den Stadtwerken Ettelbrück geschlossen.

Der Hauptgaslieferant Luxemburgs, die belgische Distrigaz gehört auch zur Suez-Gruppe.

- **Stadtwerke** in kommunalem Besitz befinden sich in Luxemburg (Strom, Gas, Wärme), Esch (nur Strom), Dudelange (Gas), Ettelbrück (Strom, Wärme), Diekirch (Strom, Wärme), Echternach (Strom), Steinfort (Strom), Vianden (Strom), Wormeldingen (Strom). Während die Stadt Luxemburg und die Stadt Esch eigenständige Wege suchen, suchen die kleineren Stadtwerke verstärkt Kooperationen mit in- und ausländischen Energiekonzernen (insbesondere Ettelbrück). In Mersch besteht zudem ein privat betriebenes Stromnetz (Familie Hoffmann).
- **SUDGAS** (S.A. im Besitz der Südgemeinden) betreibt ein Gasverteilernetz und Verkauf (an Haushalte (HH) und Kleinindustrie im Süden Luxemburgs). Gaz de France hat SUDGAS bereits ein Übernahmeangebot gemacht.
- **LUXGAS** (CEGEDEL, SOTEG, Staat und Gemeinden) verteilt und verkauft Gas im Zentrum und Norden Luxemburgs.

1.2 Bestandsaufnahme und Entwicklung der Strompreise

1.2.1 Haushaltsstrompreise

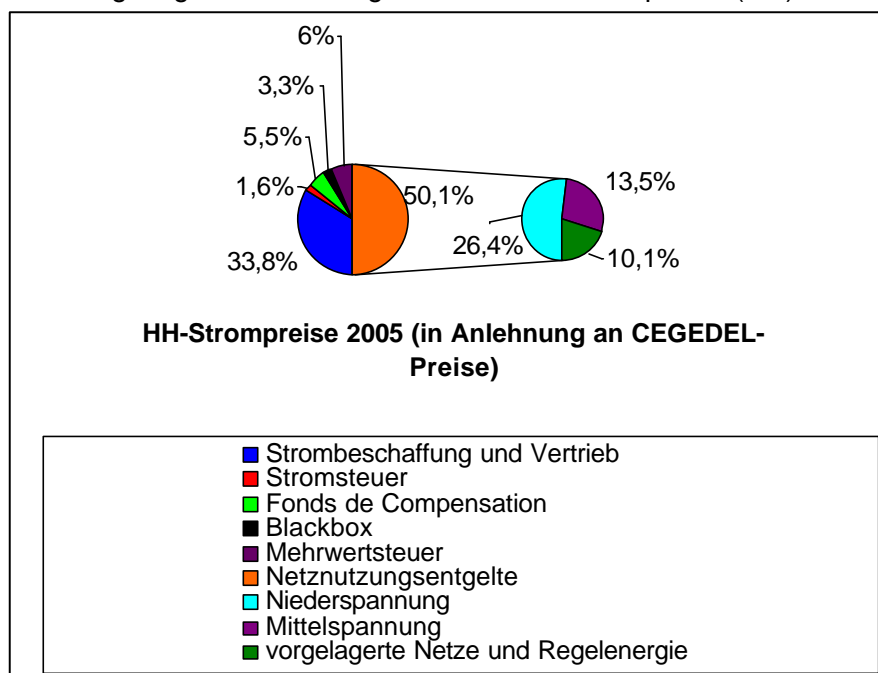
Der Stromverbrauch eines Durchschnittshaushaltes wird üblicherweise mit 3.500 kWh/a angesetzt. Dieser Haushalt zahlt in Luxemburg durchschnittlich:

- 14,78 ct/kWh (inkl. 6% MwSt)
- 13,94 ct/kWh (exkl. MwSt)
- 12,88 ct/kWh (exkl. MwSt ohne Umweltzuschlag/Fonds de Compensation)
(Preisstand: 1. Januar 2005; Quelle: Eurostat 2005)

Der Endkundenpreis in Höhe von 14,78 ct/kWh könnte sich dabei aktuell etwa wie folgt zusammensetzen (genaue Angaben liegen nicht vor):

	ct/kWh	% Anteil	
Strombeschaffung und Vertrieb	5,00	33,8	
Netznutzungsentgelt	7,4 ¹	50,0	
	vorgelagerte Netze inkl. Regelenergie	(1,5)	(10,1)
	Mittelspannung	(2,0)	(13,5)
	Niederspannung	(3,9)	(26,4)
Fonds de Compensation	0,82	5,5	
Stromsteuer	0,236	1,6	
Mehrwertsteuer	0,84	6,0	
Blackbox	0,484	3,3	
Summe	14,78	100	

Die folgende Abbildung zeigt die Aufteilung der Haushaltsstrompreise (HH) auf einen Blick:

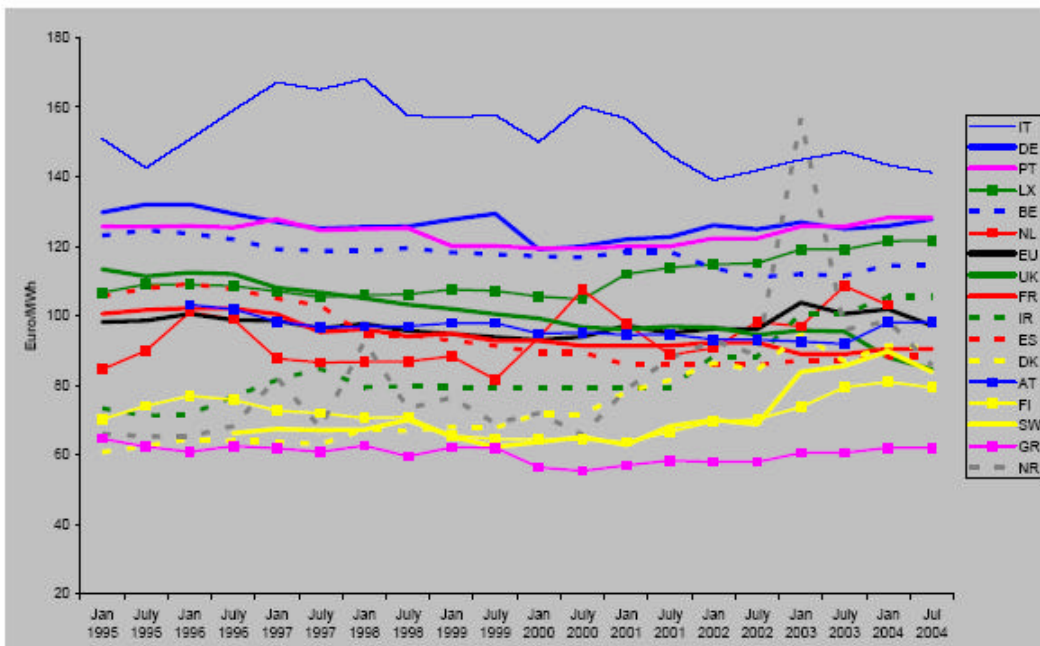


¹ Zum Vergleich: Das Netznutzungsentgelt der RWE Energie AG für Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a beträgt 6,22 ct/kWh; Stand: 5. April 2005

Die Position „Blackbox“ bezeichnet hierbei eine Unschärfesituation, die aus den vorliegenden Daten nicht aufgeklärt werden kann.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden im europäischen Vergleich seit 1995. Es ist gut erkennbar, dass Luxemburg hier im oberen Preissegment angesiedelt ist. Es ist daher anzunehmen dass die bisher im Haushaltskundenbereich üblichen Margen recht großzügig waren, was allein durch die im Vergleich zu RWE sehr hohen Netznutzungsentgelte offensichtlich wird.

Graph 10.3a Electricity prices to household consumers 1997-2004: 3.5MWh/year



Quelle: 4. Benchmarkingbericht der Europäischen Kommission, Technical Annex, 5.01.2005

1.2.2 Industrie- und Gewerbestrompreise

Der Stromverbrauch eines großen industriellen Stromverbrauchers wird im Rahmen der EUROSTAT-Statistiken mit 24 GWh/a angesetzt. Dieses Unternehmen zahlt in Luxemburg durchschnittlich:

- 4,57 ct/kWh (inkl. 6% MwSt)
 - 4,31 ct/kWh (exkl. MwSt)
- (Preisstand: 1. Januar 2004)

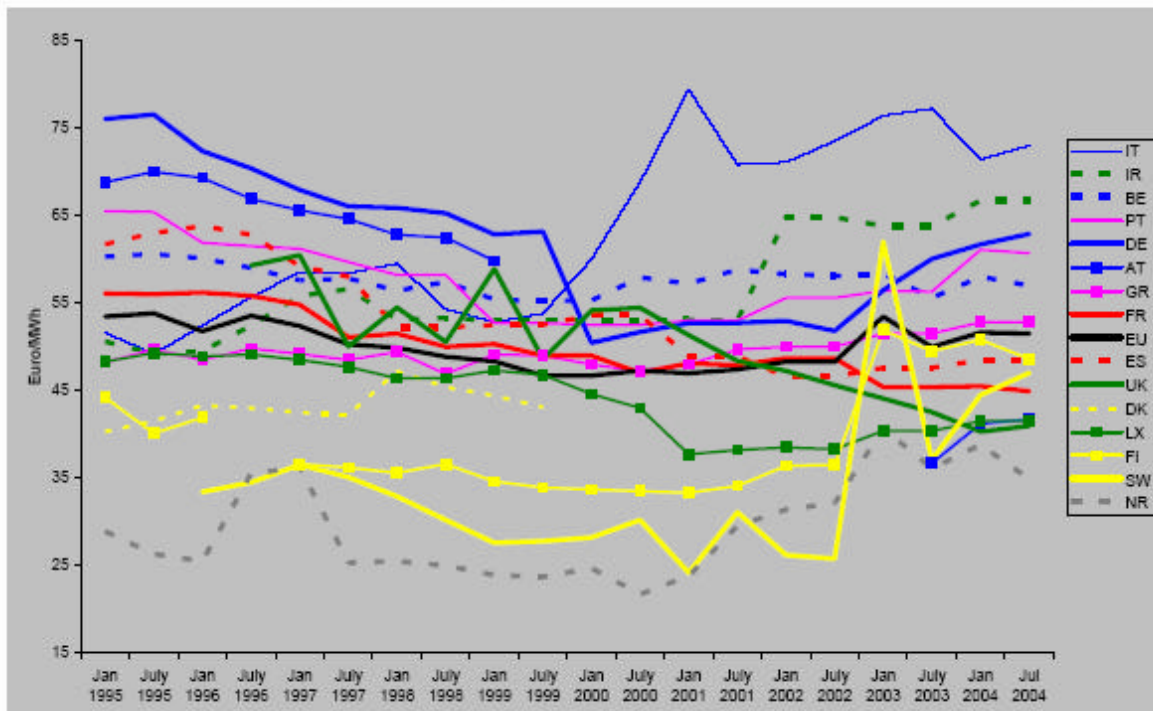
Dieser Preis setzt sich dabei etwa wie folgt zusammen:

		ct/kWh	% Anteil
Strombeschaffung und Vertrieb		3,00	65,6
Netznutzungsentgelt		1,14	24,9
	Hochspannung plus vorgelagerte Netze	(1,14)	

	inkl. Regelenergie		
	Mittelspannung	-	
	Niederspannung	-	
Fonds de Compensation		0	-
Stromsteuer		0,166	3,6
Mehrwertsteuer		0,26	5,7
Summe		4,57	100

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Strompreise für große Industriekunden im europäischen Vergleich seit 1995. Es ist gut zu erkennen, dass Luxemburg in diesem Marktsegment traditionell die niedrigsten Preise aufweist - und dies, obwohl der ARCELOR-Strompreis hier nicht eingearbeitet ist.

Graph 10.1a Electricity prices to large industrial consumers 1997-2004: 24GWh/year



Quelle: 4. Benchmarkingbericht der Europäischen Kommission, Technical Annex, 5.01.2005

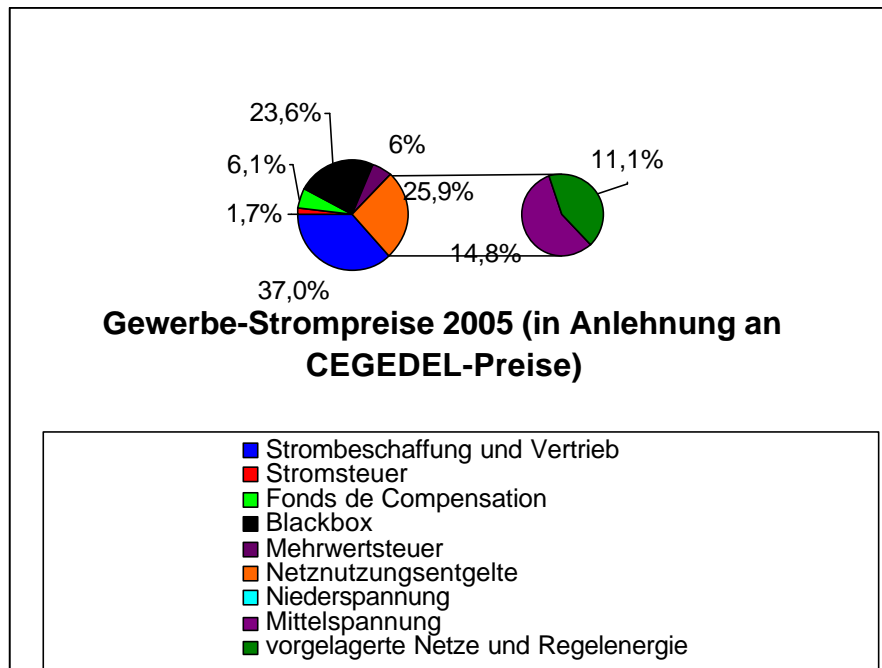
Der Stromverbrauch eines mittelgroßen Stromverbrauchers im Gewerbe wird im Rahmen der EUROSTAT-Statistiken mit 50 MWh/a angesetzt. Dieses Unternehmen zahlt in Luxemburg durchschnittlich:

- 13,5 ct/kWh (inkl. 6% MwSt)
 - 12,74 ct/kWh (exkl. MwSt)
 - 11,68 ct/kWh (exkl. MwSt ohne Umweltzuschlag/Fonds de Compensation)
- (Preisstand: 1. Januar 2005)

Wenn man davon ausgeht, dass diese Kunden aus dem Mittelspannungsnetz versorgt werden, setzt sich der Preis aktuell etwa wie folgt zusammen:

		ct/kWh	% Anteil
Strombeschaffung und Vertrieb		5,0	37,0
Netznutzungsentgelt		3,5	25,9
	vorgelagerte Netze inkl. Regelenergie	(1,5)	(11,1)
	Mittelspannung	(2,0)	(14,8)
	Niederspannung	0	
Fonds de Compensation		0,82	6,1
Stromsteuer		0,236	1,7
Blackbox		3,184	23,6
Mehrwertsteuer		0,76	6,0
Summe		13,5	100

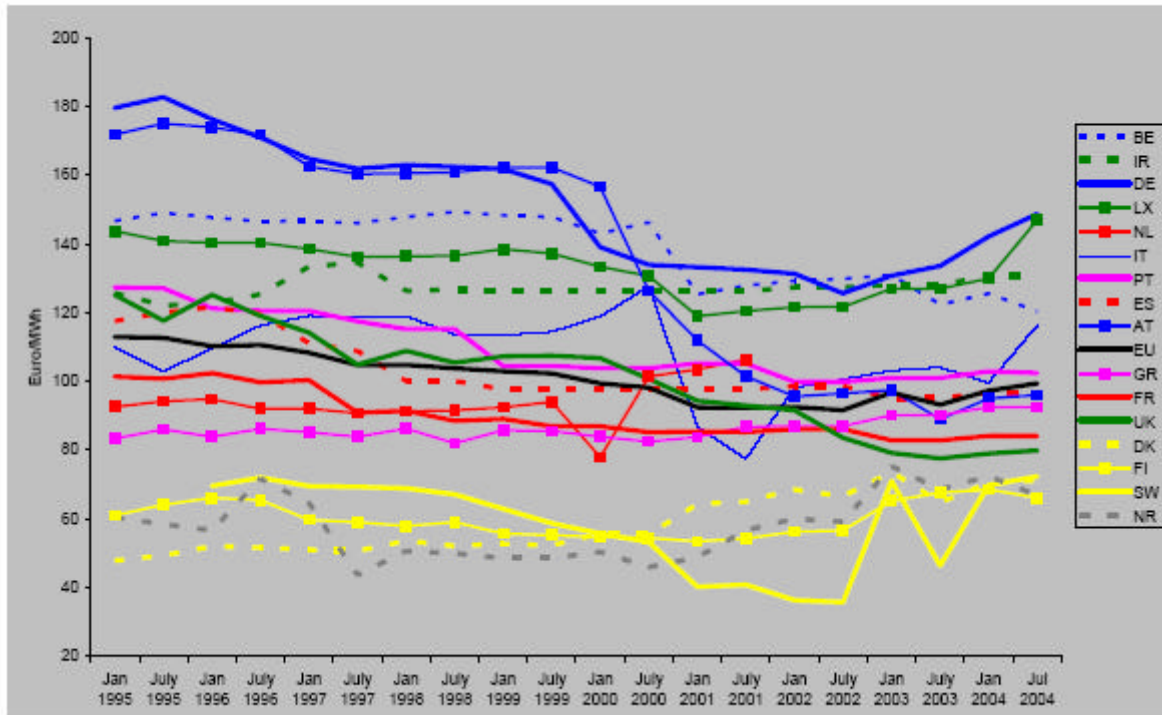
Die folgende Abbildung zeigt die Aufteilung der Strompreise für Gewerbekunden auf einen Blick:



Da es im Bereich der aktuellen Gewerbestrompreise erhebliche Unschärfen gibt (hier mit „Blackbox“ gekennzeichnet), die nicht erklärbar sind, sollte das Energieministerium eine detaillierte Offenlegung der Daten vornehmen. Sonst kann man sich des Eindrucks nicht erwehren, dass die Industriestrompreise derzeit massiv von den Gewerbekunden quersubventioniert werden.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Gewerbestrompreise im europäischen Vergleich seit 1995. Offensichtlich hat Luxemburg in diesem Kundensegment mittlerweile europaweit die höchsten Strompreise.

Graph 10.2a Electricity prices to small commercial consumers 1997-2004: 50MWh/year



Quelle: 4. Benchmarkingbericht der Europäischen Kommission, Technical Annex, 5.01.2005

1.3 Die europäischen Vorgaben (Richtlinien und Verordnungen)

Folgende bereits verabschiedeten oder in Verabschiedung befindlichen europäischen Vorgaben und Orientierungshilfen beeinflussen die Umsetzung der Energiemarktliberalisierung in Luxemburg (chronologische Auflistung):

1.3.1 Strom

- Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 30. Januar 1997;
- Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG vom 26. Juni 2003 ("Beschleunigungsrichtlinie");
- Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel vom 26. Juni 2003;
- Interpretationshilfen der GD Energie und Verkehr zur Liberalisierungsrichtlinie Strom, Januar 2004;
- Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen (COM(2003)0740 – C5-0643/2003 – 2003/0301(COD));

1.3.2 Gas

- Richtlinie 98/30/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt vom 22. Juni 1998;
- Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG vom 26. Juni 2003 ("Beschleunigungsrichtlinie");
- Verordnung COM(2003)741 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen;
- Interpretationshilfen der GD Energie und Verkehr zur Liberalisierungsrichtlinie Gas, Januar 2004;

1.3.3 Sonstige

- Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen vom 27. September 2001;
- Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft vom 13. Oktober 2003;
- Richtlinie 2004/8/EG über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung vom 11. Februar 2004;
- Entwurf einer Richtlinie KOM(2003)739 zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen in der Fassung vom 8. Februar 2005;

Zusammengefasst bedeuten diese Richtlinien einen Systemwechsel für die Energiewirtschaft. Die Aufgabenverteilung zwischen Staat und Unternehmen wird neu festgelegt: während es Aufgabe des ersteren ist, ein klares Regelwerk und wettbewerbliche Rahmenbedingungen für die unterschiedlichen Märkte und Teilmärkte zu schaffen, verlieren letztere ihre lange wahrgenommene Rolle als Staat im Staate und werden gezwungen, als „normale“ Unternehmen

auf den Märkten zu agieren. Dadurch sortieren sich auch die Interessen der zwischen den Wertschöpfungsstufen entflochtenen Unternehmen neu: ein reines Vertriebsunternehmen ist auf einen neutralen Netzbetreiber angewiesen und möchte die Energie so günstig wie möglich beschaffen und so teuer wie möglich verkaufen. Zudem wird es kein Interesse an einer Minderung seines Absatzes durch Effizienzaktivitäten der Verbraucher haben und auch diesbezüglich nicht aufklären wollen. Vertriebsunternehmen sind von ihrer Interessenlage her demnach am wenigsten geeignet, die Verbraucher neutral zu beraten.

Im Hinblick auf die Liberalisierung steht die nationale Umsetzung der beiden Liberalisierungsrichtlinien Strom und Gas im Zentrum der Aufmerksamkeit. Die Richtlinien schreiben u.a. verbindlich vor, dass in den Mitgliedsstaaten:

- ein regulierter Netzzugang einzuführen ist;
- eine nationale Regulierungsbehörde mit der Regulierung der Netze beauftragt werden muss;
- der Markt für alle kommerziellen Kunden ab dem 1.1.2004 sowie für alle privaten Kunden am 1.7.2007 geöffnet werden muss;
- die Vorgaben der Richtlinien bis zum 1. Juli 2004 umgesetzt werden müssen.

Mit diesen Kernelementen zielen die beiden Richtlinien auf eine in sich schlüssige Re-Regulierung der Energiemärkte, welche nicht nur aus Wettbewerbsgründen, sondern auch aus Umwelt- und Klimaschutzgründen sowie aus Gründen des Verbraucherschutzes und der Machtkontrolle dringend geboten ist.

Die EU-Kommission hat Anfang Juli beschlossen, neben Luxemburg vier weitere EU-Staaten (Estland, Griechenland, Irland und Spanien) vor dem Europäischen Gerichtshof zu verklagen, da diese Staaten die Energiebinnenmarktrichtlinien bislang nicht umgesetzt haben.

Die Verordnung über den grenzüberschreitenden Stromhandel ist im Unterschied zu den Liberalisierungsrichtlinien geltendes Recht und daher unmittelbar anzuwenden. Dies betrifft insbesondere Hinweise für die Kalkulation der Netznutzungsentgelte für die Übertragungsnetze, Transparenzvorschriften und Leitlinien für das Engpassmanagement.

1.4 Bisherige Umsetzung der europäischen Vorgaben in Luxemburg

Die bisherige Umsetzung der Liberalisierung ist im Elektrizitätsgesetz vom 24. Juli 2000 und im Gasgesetz vom 6. April 2001 erfolgt. Seit April 2004 sind 76% des Gasmarktes und 57% des Strommarktes geöffnet.

Die Aufgaben, Kompetenzen und Ausstattung des zuständigen Regulators, dem ILR, sind in den angesprochenen Gesetzen geregelt. Der luxemburgische Regulator im Strom- und Gasbereich ist zurzeit eher eine Mini-Behörde, die mit wenig rechtlichen und mit wenig personellen Mitteln ausgestattet ist. Zurzeit sind lediglich zwei Angestellte für die Strom- und Gasmarktregulierung zuständig.

Aspekte der Richtlinie zu Erneuerbarem Strom sind in dem Gesetz vom 22 Februar 2004 angesprochen, ohne jedoch eine konkrete Zielsetzung im Gesetz anzugeben.

1.5 Allgemeine Umsetzungsgrundsätze

Die Europäische Kommission lässt den Mitgliedstaaten erhebliche Spielräume bei der Umsetzung der Liberalisierung und ihrer Flankierung. Luxemburg sollte bei der Umsetzung aus den positiven und negativen Erfahrungen und Ansätzen anderer Länder lernen.

Als positiv können beispielsweise der Ansatz aus Dänemark (Verstaatlichung der Stromnetze), die Erfahrungen aus Großbritannien (Reduktion der Netzkosten, Aufbau eines kompetenten und schlagkräftigen Regulators) und die Planungen für Deutschland (mehr Transparenz und Verbraucherschutz, gute Regelung für dezentrale Energien) angesehen werden.

Negative Trends - insbesondere ein massiver Abbau des Personalbestandes im Unterhalt der Netze bei Erhöhung der Kapitalrenditen beim Netzbetrieb (Deutschland), Ausverkauf der nationalen Energieakteure und Infrastrukturen an wenige große Energiekonzerne (insbesondere in Osteuropa) - sollten vermieden werden.

Die Luxemburgische Regierung wäre daher gut beraten, sich zunächst auf allgemeine Umsetzungsgrundsätze zu verständigen und daraus dann einzelne Handlungsstränge abzuleiten.

Wir empfehlen die folgenden drei Grundsätze als Leitlinien für eine angemessene Umsetzung der Energiemarktliberalisierung in Luxemburg: Primat der Politik, Leitbild Nachhaltige Entwicklung und Transparenz und demokratische Kontrolle.

1.5.1 Primat der Politik

Die Politik stellt über Ausführungen in den Gesetzen respektive über strategische Beteiligungen an einzelnen Unternehmen sicher, dass das Energiesystem im Allgemeininteresse betrieben wird.

1.5.2 Nachhaltige Entwicklung als Leitbild

Wirtschaftliche, soziale und Umweltaspekte sind gleichermaßen bei der Umsetzung zu berücksichtigen.

1.5.3 Transparenz und demokratische Kontrolle

Die Reorganisation des Energiesektors muss als Chance betrachtet werden, mehr Licht in die oft untransparenten Entscheidungsstrukturen zwischen Staat und Versorgungsunternehmen zu bringen. Der Aufbau von neuen Kontrollorganen wie der Regulierungsbehörde ILR, muss mit demokratischer Kontrolle derselben einhergehen. Auch die Rechte der Verbraucher müssen eindeutig festgelegt werden.

Diesen drei Grundsätzen soll im Folgenden bei den konkreten Umsetzungsfragen der Energiemarktliberalisierung in Luxemburg Rechnung getragen werden.

2. Das Spektrum der Anforderungen an die weitere Liberalisierung der luxemburgischen Energiemärkte

2.1 Die wettbewerbs- und wirtschaftspolitische Dimension

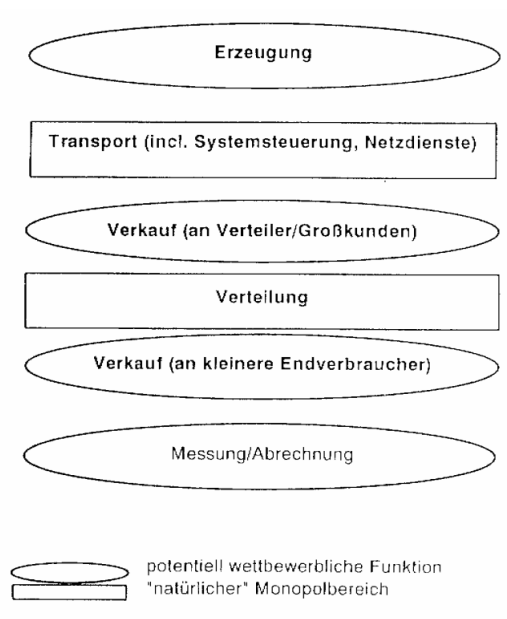
Die Liberalisierung der Energiemärkte bedeutet in erster Linie die Ermöglichung von Wettbewerb auf jenen Marktstufen, die sich wettbewerblich organisieren lassen. Dies sind vor allem:

- die Stromerzeugung und
- der Stromhandel - unterteilt in Großhandel und Einzelhandel/Vertrieb.

Hinzu kommen grundsätzlich auch Systemdienstleistungsmärkte sowie das Mess- und Zählerwesen, vorausgesetzt ein verlässlicher Datentransfer zwischen Netzbetreibern und Dritten ist gewährleistet. Bindeglied zwischen den Marktstufen sind die Netze, die nach der ökonomischen Theorie als natürliche Monopole zu behandeln und daher einer staatlichen Regulierung zu unterwerfen sind.

Das folgende Schaubild demonstriert noch einmal die unterschiedlichen Marktstufen des Stromsektors auf einen Blick:

Schaubild: Marktstufen des Stromsektors



Im Kern hat die Liberalisierung der Energiemärkte zunächst einmal nichts mit Umwelt- und Verbraucherschutz zu tun, wenngleich es in Teilbereichen durchaus Überschneidungen geben kann. Gleichwohl ergibt sich aber die zwingende Notwendigkeit, die Umsetzung der Liberalisierung umwelt- und verbraucherpolitisch zu flankieren, wie es die Europäische Kommission selbst in zahlreichen ergänzenden Vorschriften getan hat (s. oben).

2.1.1 Wettbewerbliche Organisation der Märkte

Zentraler Ausgangspunkt der Liberalisierung der Energiemärkte ist wie oben erwähnt die Erkenntnis, dass sich die beiden Wertschöpfungsstufen **Erzeugung/Beschaffung** und **Handel/Vertrieb** wettbewerblich organisieren lassen und dies auch wünschenswert ist.

Speziell für den Bereich der Stromerzeugung verspricht man sich davon vor allem:

- eine Beschleunigung des technischen Fortschritts und ein wettbewerbliches „Entdeckungsverfahren“ für innovative Erzeugungstechnologien;
- eine größere Vielfalt von Akteuren;
- eine effizientere und Risiken berücksichtigende Planung und dadurch auch die Vermeidung von Überkapazitäten.

Die wettbewerbliche Gestaltung des Groß- und Einzelhandelsgeschäftes ist verbunden mit der Hoffnung:

- die Handels- und Vertriebsmargen zu senken;
- den Dienstleistungsgedanken stärker zu verankern und die Verbraucher nicht länger als Abnehmer, sondern als Kunden zu begreifen und entsprechend zu umwerben;
- neuen kundenorientierten Dienstleistungen den Boden zu bereiten.

Diese Zielsetzungen besitzen auch für Luxemburg Gültigkeit und werden daher nicht in Frage gestellt. Dies gilt insbesondere auch im Hinblick auf einen ungehinderten Zugang zum europäischen Strom- und Gasmarkt, um im Interesse der luxemburgischen Industrie, aber auch im Interesse der Haushalts- und Gewerbekunden Strom und Gas zu angemessenen Preisen beschaffen zu können.

Für ihre Realisierung ist entscheidend, das Marktdesign für die Wettbewerbsbereiche so festzulegen und rechtlich zu verankern, dass sich die erwünschten Wettbewerbsprozesse auch tatsächlich einstellen. Dabei ist insbesondere die aktuelle Markt- und Machtsituation zu berücksichtigen, da Wettbewerb selten auf der grünen Wiese beginnt und sich mit Pfadabhängigkeiten und Veränderungsträgheiten auseinandersetzen muss.

Das Verbindungsglied zwischen den beschriebenen Wettbewerbsbereichen sind die Netze, und diese stehen bei der Umsetzung der Liberalisierung daher im Zentrum der Diskussion. Um ihre zuge dachte Funktion als zentrale wettbewerbsermöglichende Infrastruktur bestmöglich erfüllen zu können, sind die Netze gegenüber den wettbewerblichen Wertschöpfungsstufen zwingend zu neutralisieren.

Neutralisierung bedeutet die Garantie eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für alle Netznutzer, faire Nutzungsbedingungen, Unterbindung jeglicher Quersubventionierung, enge Kooperation der Netzbetreiber untereinander und maximale Transparenz für alle Marktteilnehmer im Hinblick auf die Netznutzungsparameter. Einschlägig ist hier das Bild von der Strom- und Gasautobahn, die allerdings nicht kostenlos benutzt werden soll.

Wird diese Logik der Liberalisierung grundsätzlich akzeptiert, stellt sich die zentrale Ausgangsfrage, wie die Neutralität der Netze am ehesten erreicht werden kann.

Idealtypisch sind dafür zwei Modelle vorstellbar:

1. eigentumsrechtliche Entflechtung im Sinne einer vollständigen Interessenentflechtung der weiterhin privatwirtschaftlich betriebenen Netze von allen anderen Wertschöpfungsstufen und eine staatliche Netzentgelt- und Qualitätsregulierung, die einerseits die Verbraucher vor Monopolgewinnen der Netzbetreiber schützt, andererseits die Versorgungsqualität kontinuierlich überprüft und eine Verschlechterung sanktioniert („britisches Modell“).
2. Überführung der Netze in öffentliches Eigentum und Verpflichtung der öffentlichen Körperschaften als Netzeigentümer auf Wartung und Instandhaltung dieser öffentlichen Infrastruktur („service public“); Refinanzierung der Aufwendungen über Netzentgelte, die ebenfalls staatlich festgelegt und überprüft werden („dänisches Modell“).

Exkurs: Das dänische Modell

Im Herbst 2005 findet rückwirkend zum 1. Januar eine Verschmelzung der Transportnetzunternehmen Elkraft System, Elkraft Transmission, Eltra und Gastra zu einem gemeinsamen Unternehmen statt: der Energinet Danmark. Es handelt sich dabei um ein staatliches Unternehmen, das nicht nur Eigentümer des Netzes sein wird, sondern auch die Aufgaben eines neutralen Systemoperators wahrnehmen wird.

Mit dieser Maßnahme will Dänemark sicherstellen, dass die kommerziellen Interessen in den Bereichen Erzeugung/Beschaffung und Handel/Vertrieb strikt getrennt werden vom Betrieb der Netze.

Sämtliche netzbezogenen Aktiva und Passiva der zu verschmelzenden Unternehmen werden in staatliches Eigentum überführt, ohne dass dem Staat dadurch Kosten entstünden. Im Gegenzug erhalten die Unternehmen nun unbeschränkten Zugriff auf ihr Eigenkapital, was vorher nicht der Fall war. Zudem entfällt ihre Versorgungspflicht.

Darüber hinaus hat der Staat künftig ein Vorkaufsrecht und gleichzeitig die Vorkaufspflicht im Falle einer Veräußerung regionaler Verteilungsnetze. Der Preis für diese Netze wird nach den üblichen Entschädigungsregeln bei Enteignung festgelegt. Die Netzentgelte werden künftig nach einem Revenue-Cap-Verfahren festgelegt.

Für die Wahl des dänischen Modells spricht eine Reihe von guten Gründen:

- Zentrale Voraussetzung für eine tatsächliche Liberalisierung der Energiemärkte ist die strikte **Neutralisierung** der Transportnetze als Handelsplattform für die vor- und nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette. Es sollte unter allen Umständen vermieden werden, dass Unternehmen mit großen Interessen im Erzeugungs- und Vertriebsbereich die Neutralität des Transportnetzbetreibers beeinträchtigen können.

Dies betrifft in Luxemburg insbesondere die an der CEGEDEL mit mittlerweile mehr als 30% beteiligte RWE AG, die auch in Deutschland einen erheblichen Teil ihrer Marktmacht der Tatsache verdankt, dass sie als größter deutscher Stromerzeuger Teile des Transportnetzes besitzt und auf diese Weise durch umfassende Informationen und faktische Steuerungsmöglichkeiten Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz beispielsweise beim Dispatching und im Regelenergiemarkt nehmen kann.

- das Spannungsfeld zwischen effizientem Netzbetrieb und Aufrechterhaltung einer angemessenen **Versorgungsqualität** lässt sich in regulierten öffentlichen Unternehmen möglicherweise besser auflösen als in privaten, da eine Vernachlässigung der

Versorgungsqualität hohe politische Risiken in sich birgt und daher das Bewusstsein und das Eigeninteresse der Körperschaften in dieser Hinsicht stark ausgeprägt sein dürfte.

- öffentliche Körperschaften haben in der Regel günstigere Finanzierungsmöglichkeiten und geringere Renditeansprüche als private Anteilseigner und würden daher mit **niedrigeren Netzerlösen** auskommen können.
- öffentliche Körperschaften können ihren Mitarbeitern eine höhere **Arbeitsplatzsicherheit** und möglicherweise eine bessere Bezahlung bieten als renditeorientierte Kapitalgesellschaften.
- öffentliches Eigentum an lebenswichtiger Infrastruktur stärkt in der Regel die lokale und regionale **Wertschöpfung**, indem zum einen keine Geldströme an überregionale Kapitalgesellschaften abfließen, zum anderen sowohl im Hinblick auf den Infrastrukturbetrieb als auch auf Investitionen die lokalen und regionalen Möglichkeiten ausgeschöpft werden.
- öffentliche Netzbetreiber können **energiepolitische Zielsetzungen** möglicherweise schneller und konfliktfreier exekutieren als private Netzbetreiber. Dabei gilt es an künftige Netzoptimierungen bei einer stärkeren Dezentralisierung der Stromerzeugung zu denken, oder an die Übernahme von dezentralen Energiemanagementfunktionen als Bindeglied von dezentralen Angebots- und nachfrageseitigen Optionen wie Lastmanagement und Effizienzmaßnahmen.

Diese Gründe könnten auch in Luxemburg dazu führen, sich für diesen Weg zu entscheiden. In einem ersten und zugleich wichtigsten Schritt wären die beiden **Stromtransportnetze** der CEGEDEL und der SOTEL in eine staatliche Netzgesellschaft zu überführen („Luxemburg Net“).²

Für eine Zusammenlegung der beiden Netze spricht ohnehin eine Vielzahl guter Argumente:

- Es muss unbedingt vermieden werden, dass zwei Transportnetzbetreiber auf luxemburgischem Staatsgebiet in einen Leitungswettbewerb eintreten. Dies wäre sowohl unter ökonomischen als auch unter ökologischen Gesichtspunkten kontraproduktiv. Ein solcher Wettbewerb zwischen SOTEL und CEGEDEL wäre auch in hohem Maße unfair, da die CEGEDEL als einziger Luxemburger Konzessionär einer Anschluss- und Versorgungspflicht unterliegt und daher einen größeren Kostenblock aufweist als die „schmale“ SOTEL, die als bisheriger reiner Industrienetzbetreiber ein paar günstig gelegene Rosinen picken möchte.
- Ein verbundenes Netz ist wirtschaftlich optimaler zu betreiben als zwei nebeneinander existierende Netze.
- Die Versorgungssicherheit würde verbessert (siehe auch die Mängel, die in der KEMA Studie erwähnt wurden).
- Eine Zusammenlegung ergibt neue Möglichkeiten, Luxemburg eventuell als eine eigene Regelzone zu organisieren und seine Regelenergie selbst bereitzustellen (Beteiligung an Vianden verbunden mit abschaltbaren Verträgen, z.B. bei den ARCELOR-Werken, bietet hier erhebliches Potenzial).

² Von diesem Zusammenschluss wären auch die Eigentumsrechte der Elia an bestimmten Leitungen betroffen.

- Verbesserungsmöglichkeiten im Landschafts- und Gesundheitsschutz durch eine Integration der CEGEDEL- und der SOTEL-Netze im Süden des Landes, wo heute ein regelrechter Leitungssalat besteht.

Den von der SOTEL in die Diskussion gebrachten Anschluss nach Frankreich sehen wir als nicht notwendig an. Während der Aspekt der Versorgungssicherheit in der vom Energieministerium in Auftrag gegebenen Studie im Detail begutachtet wird und das Resultat im Herbst zu erwarten ist, kann man jetzt bereits sagen, dass aus kommerziellen Gründen die Leitung nicht notwendig ist. Da die Importkapazitäten zwischen dem belgischen und dem französischen Stromnetz in den letzten Monaten durch neue Leitungen um 2500 MW erhöht wurde – SOTEL-ARCELOR braucht rund 600 MW – gibt es bis auf weiteres keine Versorgungsengpässe in dem belgischen Stromnetz falls SOTEL-ARCELOR unbedingt auf Strom aus Frankreich drängen würde.

Auch muss bedacht werden, dass eine SOTEL-Leitung nach Frankreich auch Transitstrom durch Luxemburg bedingen würde. Nach geltenden UCTE Regeln müsste SOTEL dann auch die Kapazitäten seiner Leitung ausschreiben, was den Strombezug verteuern würde. Gleiches gilt übrigens auch bei einer ständigen Verbindung zwischen dem CEGEDEL und dem SOTEL-Netz. Dann müssten die Kapazitäten nach Deutschland auch versteigert werden.

Wir schlagen deshalb vor, dass die Detailstudie des Ministeriums zu der Versorgungssicherheit auch um den Aspekt der Regelzone für Luxemburg erweitert wird. Die technischen und wirtschaftlichen Aspekte der Schaffung einer Regelzone Luxemburg sollten jetzt auf der Basis von solidem Datenmaterial geprüft werden, um wichtige politische Entscheidungen auf solide Fundamente zu stellen (siehe auch Diskussion zu den Einnahmen aus der Vermietung der 100 MW des Pumpspeicherkraftwerkes Vianden an RWE).

Exkurs: Regelblock und Regelzone

Ein **Regelblock** ist eine Überwachungseinheit im UCTE-Netz, die sich aus einer oder mehreren Regelzonen zusammensetzt und im Rahmen der Leistungs-Frequenz-Regelung (LFR) mit den anderen am System beteiligten Regelblöcken zusammenarbeitet.

Eine **Regelzone** ist ein geografisches Gebiet, in welchem der Energiebezug und die Energieproduktion miteinander in Einklang gebracht werden (Ein- und Ausspeisung im Netz muss immer gleich sein). Sie ist die kleinste Einheit des Verbundsystems, die mit einer Frequenz-Leistungsregelung ausgerüstet und betrieben wird. Jede Regelzone wird physikalisch durch die Orte der Verbundübergabemessungen des Sekundärreglers festgelegt.

Die Netze der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Teilen Dänemarks, Luxemburgs und Österreichs bilden zusammen den deutschen Regelblock. Er besteht aus vier Regelzonen, die von den vier Verbundunternehmen EON, RWE, EnBW und Vattenfall Europe betrieben werden. Luxemburg ist zurzeit keine eigene Regelzone, sondern Teil der RWE-Regelzone.

Der Leistungs-Frequenz-Regler für den deutschen Regelblock befindet sich bei der Systemführung der RWE Net in Brauweiler. Er regelt für alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber gegenüber dem UCTE-Netz einschließlich des CENTREL-Netzes (Polen, Slowakei, Tschechien, Ungarn) den Austausch elektrischer Energie. Innerhalb des deutschen Regelblocks regelt jeder Übertragungsnetzbetreiber jeweils für seine Regelzone den Import/Export mit den Nachbarnetzen.

An Leitungen, die eine Regelzonengrenze überschreiten, sind Leistungsmessgeräte installiert, deren Werte online zur Regelzentrale übertragen werden. Der **Regelzonenführer** berechnet im Vorhinein, wie viel Strom auf Grund von Lieferverträgen über die Grenzen der Regelzone fließen soll. Die Kraftwerke innerhalb der Regelzone werden so betrieben, dass diese Fahrpläne erfüllt werden.

Nach der europäischen Verordnung für den grenzüberschreitenden Stromhandel werden Stromflüsse innerhalb von Regelblöcken nicht als grenzüberschreitende Stromflüsse angesehen und lösen daher keine Ausgleichszahlungen aus.

Über die Einrichtung einer Regelzone entscheiden die jeweiligen Transportnetzbetreiber in Abstimmung mit der UCTE, die unter Umständen Auflagen zur Sicherstellung der technischen Funktionsfähigkeit der Regelzone erlassen kann.

Aktuell ist das CEGEDEL-Transportnetz Teil der RWE-Regelzone, wohingegen die SOTEL-Zone zwar als eigene Regelzone ausgewiesen ist, aber letztlich einen Teil der ELIA-Regelzone darstellt.

Sollte sich eine Überführung der Transportnetze in ausschließlich öffentliches Eigentum als nicht realisierbar erweisen, wäre:

- zumindest auf eine Zusammenlegung der beiden Netze in privater Trägerschaft zu drängen;
- eine mehrheitliche Beteiligung des Luxemburger Staates an der Netzgesellschaft anzustreben;
- zu erwägen, die Verfügungsgewalt über das Netz an einen unabhängigen Systemoperateur zu übertragen (Transmission System Operator/TSO), der einen neutralen Netzbetrieb garantiert. Dieser Systemoperateur wäre insbesondere für das Dispatching und die Beschaffung von Regelenergie verantwortlich.

Für die **Verteilnetzebene**, die weniger Systemdienstleistungsaufgaben wahrzunehmen hat und die daher für den Bereich der Strom- und Regelenergiebeschaffung keine strategisch nutzbaren Handlungsspielräume besitzt, wäre zu überlegen, die Neutralität der Distribution System Operator (DSO) gesetzlich über Vorschriften des "service public" abzusichern. Das kommunale Eigentum an den Verteilnetzen in den Gemeinden Diekirch, Dudelange, Esch und Ettelbrück stünde dabei genauso wenig zur Disposition wie das der Stadt Luxemburg.

Der luxemburgische Staat sollte sich zudem ein Vorkaufsrecht im Falle eines Eigentümerwechsels im Verteilnetzbereich absichern und mögliche Käufe in die Luxemburg Net integrieren. Dieses Vorkaufsrecht des Staates Luxemburg würde das bestehende Vorkaufsrecht der CEGEDEL ablösen, das nicht zuletzt vor dem Hintergrund der privatwirtschaftlichen Beteiligung der RWE AG an der CEGEDEL als Anachronismus erscheinen muss.

2.1.2 Entflechtung (Unbundling)

Bei der Entflechtung können folgende Eingriffstiefen unterschieden werden:

- buchhalterische
- informatorische
- funktional-organisatorische
- gesellschaftsrechtliche

- eigentumsrechtliche

Die folgende Übersicht zeigt die Entflechtungsvorgaben für die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber in der EU:

ANWENDUNG DER ENTFLECHTUNGSREGELN AUF ÜNB/FNB UND VNB

	Rechtliche Entflechtung	Funktionale Entflechtung	Entflechtung der Rechnungslegung
ÜNB/FNB	+	+	+
VNB mit mehr als 100 000 Kunden	Freistellung möglich bis zum 1.7.2007	+	+
VNB mit weniger als 100 000 Kunden	Freistellung möglich	Freistellung möglich	+

Quelle: Europäische Kommission 2004 (Notes for the implementation of the directives: unbundling)

Aus dieser Übersicht ergeben sich die Gestaltungsmöglichkeiten für Luxemburg:

- Während die Entflechtung der Rechnungslegung und darüber hinaus das informatorische Unbundling („Chinese Walls“, Trennung der IT-Systeme etc.) für alle Netzbetreiber vorgeschrieben ist, ergibt sich bei der funktional-organisatorischen Entflechtung die Möglichkeit, die Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden davon auszunehmen.
- Die (gesellschafts-)rechtliche Entflechtung ist zunächst nur für die Übertragungsnetzbetreiber, ab 1. Juli 2007 jedoch auch für die Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden vorgeschrieben.
- Die eigentumsrechtliche Entflechtung ist bislang nicht vorgesehen, wird aber in der Europäischen Diskussion zurzeit ernsthaft diskutiert.

Die künftige Regulierungsintensität hängt nicht zuletzt vom Grad der Entflechtung ab, in dem Sinne, dass der Regulator umso häufiger und detaillierter kontrollieren muss, je größer die Gefahr einer Quersubventionierung, respektiv einer unlauteren Marktbeeinflussung zwischen den einzelnen Marktstufen ist.

Falls das Transportnetz in privater Trägerschaft verbliebe, wäre eine eigentumsrechtliche Trennung der Erzeugungs- und Handels-/ Vertriebsaktivitäten vom Netz sicherlich die ordnungspolitisch sauberste Lösung. Würde man allerdings einen unabhängigen Systemoperateur mit dem Netzbetrieb betrauen (s.o.), erschiene ein gesellschaftsrechtliches Unbundling als ausreichend. Dieses wäre allerdings umgehend durchzuführen (s. dazu auch 2.1.1).

Das Unbundling bei der CEGEDEL entspricht bislang auch nicht ansatzweise der notwendigen Interessenentflechtung von Netz und kommerziellen Aktivitäten und ist daher in der vorliegenden Form abzulehnen.

Offen bliebe die Frage, wie mit den bereits existierenden kommunalen Stadtwerken als vertikal integrierte öffentliche Unternehmen (Netzbetreiber und Vertriebsunternehmen) umgegangen werden sollte. Da die Machtkonstellation hier eine andere ist als bei Grossunternehmen, könnte hier eine Zwischenstufe gefunden werden, die einen diskriminationslosen Zugang zu den von den Gemeinden betriebenen Netzen sicherstellt und faire Netzpreise garantiert ohne aber eine rechtliche Trennung (legal unbundling) vorzusehen.

Insgesamt wäre die luxemburgische Regierung gut beraten:

- die unmittelbare Umsetzung der buchhalterischen und informatorischen Entflechtung von allen Netzbetreibern einzufordern;
- die weitestgehende Entflechtungsmöglichkeit auf der Übertragungsnetzebene und auf der Verteilnetzebene für Unternehmen mit mehr als 100.000 Kunden unmittelbar umzusetzen;
- bei den kleineren Netzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden zunächst von einer funktional-organisatorischen Entflechtung abzusehen.

2.1.3 Nichtdiskriminierendes Netzanschluss- und Netzzugangsregime

Ein wichtiger Aspekt für den Marktzugang dezentraler Anlagen ist die Höhe der Netzanschlussgebühren. Hier werden zwei Konzepte unterschieden:

- flache Anschlussgebühren: der Anlagenbetreiber zahlt lediglich die Kosten, die mit dem Anschluss an den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächst gelegenen Netzes verbunden sind;
- tiefe Anschlussgebühren: der Anlagenbetreiber zahlt neben den reinen Anschlusskosten auch noch eventuelle Netzverstärkungs-/ausbaukosten, die durch den Anschluss der Anlage induziert wurden.

Da tiefe Anschlussgebühren meist prohibitiv für die Errichtung neuer dezentraler Anlagen wirken, sollte in Luxemburg wie in vielen anderen Ländern (z.B. Deutschland, neuerdings auch Großbritannien) das Prinzip flacher Anschlussgebühren gesetzlich verankert werden.

Die Anschlusspflichten müssen sich nicht nur auf dezentrale Anlagen, sondern auch auf gleich- oder nachgelagerte Netze wie z.B. Areal- oder Werksnetze beziehen, da diese häufig im Zusammenhang mit dem Betrieb von KWK-Anlagen entstehen können.

2.1.4 Faire Netzentgeltregulierung

Stromnetze sind im ökonomischen Sinne „natürliche Monopole“, d.h. Wettbewerb wird hier von vorneherein ausgeschlossen. Aus Gründen des Verbraucherschutzes, aber auch aus legitimatorischen Gründen in einer ansonsten wettbewerblich organisierten Wirtschaft ist daher eine staatliche Festlegung oder zumindest Kontrolle der Netz(nutzungs)entgelte zwingend geboten. Dabei geht es in erster Linie darum, diskriminierende Entgelte zu unterbinden und Monopolgewinne zu verhindern (siehe auch 1.2 - Strompreise in Luxemburg).

Netzentgelte müssen so festgelegt werden, dass sie:

- die Refinanzierung „angemessener“ Kosten der Netzbetreiber ermöglichen;
- Quersubventionierungen unterbinden;
- die Unternehmenssubstanz bei „guter“ Unternehmensführung erhalten;
- eine marktübliche Verzinsung des Eigenkapitals gewährleisten, die die notwendige Kapitalaufnahme seitens der Netzbetreiber ermöglicht;
- den Netzbetreibern die Möglichkeit bieten, eine definierte Versorgungsqualität und einen definierten Standard an Versorgungssicherheit zu erreichen.

Im Interesse der Planungssicherheit für die Netzbetreiber sollten die Netzentgelte vom Regulator ex-ante genehmigt werden. Das Verfahren würde idealtypisch wie folgt aussehen:

1. Überprüfung der Kosten bei jedem einzelnen Netzbetreiber auf der Grundlage eines Kalkulationsleitfadens und sonstiger Festlegungen;³ daraus abgeleitet die vorläufige Festlegung eines Startwertes;
2. Mögliche Korrektur des Startwertes nach einem Effizienzvergleich mit anderen vergleichbaren Netzbetreibern, möglicherweise unter Einbeziehung deutscher und/oder belgischer Netzbetreiber;
3. Festlegung einer Anpassungsformel, die den korrigierten Startwert über einen gesamten Regulierungszyklus (3-5 Jahre) automatisch anpasst; die Anpassungsformel muss zumindest die Entwicklung der Inflationsrate und die Produktivitätsentwicklung berücksichtigen;
4. Nach Ablauf des Regulierungszyklus erneute Kostenprüfung und Festlegung des neuen Startwertes.

Dieses Verfahren der sogenannten Anreizregulierung scheint sich mittlerweile europaweit durchzusetzen und sollte daher auch in Luxemburg zur Anwendung gelangen. Voraussetzung dafür ist, dass die Netzbetreiber dem Regulator belastbare Kostendaten liefern. Das wiederum setzt eine saubere buchhalterische Kostenabgrenzung und einen akzeptierten Gemeinkostenschlüssel voraus.

2.1.5 Wettbewerbliches Marktdesign für Handels- und Systemdienstleistungsmärkte

Wettbewerbsmärkte unterliegen keiner Regulierung; allerdings ist bei neuen Märkten die Ausgestaltung und laufende Überprüfung des Marktdesigns notwendig, um Wettbewerb zu ermöglichen und zu fördern.

Die wichtigsten neuen Wettbewerbsmärkte sind:

- a) der Stromgroßhandelsmarkt,
- b) der Reserveenergiemarkt (Ausfallreserve),

³ Hierzu könnten z.B. Festlegungen zählen wie Auflagen zur Verkabelung statt Errichtung von Freileitungen, Tarifvereinbarungen der Arbeitnehmer, usw.

c) der Regelenenergiemarkt.

a) Stromgroßhandelsmarkt

Stromgroßhandel lebt von einem ausreichenden Angebot, standardisierten Abwicklungsprozessen und einer weitgehenden Markttransparenz (s. dazu 2.1.6). Das Faktum, dass die Zahl der Anbieter sehr gering ist und diese Anbieter sich zudem an einem Börsenpreis orientieren, dessen Zustandekommen sich ökonomisch häufig schwer erklären lässt, kann durch Luxemburg nicht geändert werden. Hier ist die Europäische Kommission gefordert, in einer 3. Richtlinie für mehr Anbieterwettbewerb zu sorgen. Sie sollte dabei von der Luxemburgischen Regierung nachdrücklich unterstützt werden. Aufgabe des Gesetzgebers und des Regulators ist es, möglichen Anbieterwettbewerb durch geeignete Rahmenbedingungen zu unterstützen.

b) Reserveenergiemarkt

Hier gilt das Gleiche wie unter a). Unter Reserveenergie versteht man die Besicherung von Kraftwerken bei ungeplanten Ausfällen jenseits der Minutenreserve, also über einen Zeitraum von 15 Minuten nach einem Kraftwerksausfall hinaus.

c) Regelenenergiemarkt

Regelenergie dient dem Ausgleich stochastischer Schwankungen im System, bedingt durch Angebots- und/oder Nachfrageschwankungen. Je nach Schnelligkeit der Anforderung unterscheidet man zwischen Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve.

Der Markt für Regelenergie in Deutschland weist ein Umsatzvolumen von rund 1 Mrd. Euro auf, das sich die vier Übertragungsnetzbetreiber teilen. Diese Kosten fließen in die Bildung der Netznutzungsentgelte auf der Höchstspannungsebene und machen dort rund 40-50% der Entgelte aus.

Die CEGEDEL bezieht ihren Regelenergiebedarf von RWE aus Deutschland, die SOTEL ihren von Electrabel aus Belgien. Es ist davon auszugehen, dass beide Unternehmen relativ hohe Regelenergiepreise zahlen, die dann über die jeweiligen Netzentgelte abgewälzt werden.

Im Interesse einer Senkung der Regelenergiekosten und damit der Netzentgelte auf der Übertragungsstufe wäre für Luxemburg die Bildung einer einheitlichen Regelzone ernsthaft zu prüfen (s. dazu auch 2.1.1). Die ökonomischen und versorgungstechnischen Vor- und Nachteile einer solchen Lösung sollten unbedingt in der vom Energieministerium für den Herbst bei Consentec angefragten Studie im Detail erläutert werden, um auf der Basis von soliden Berechnungen eine transparente Entscheidung zu treffen.

Falls die Luxemburger Regierung in diese Richtung denkt, wäre die wettbewerbliche Ausgestaltung des Regelenenergiemarktes (Ausschreibungsverfahren für die Beschaffung, geringe Präqualifikationsanforderungen, Erleichterung von gepoolten Angeboten, usw.) zu fixieren.

Exkurs: Pumpspeicherkraftwerk Vianden und Regelenergie

Das Pumpspeicherkraftwerk Vianden zählt mit 1.100 MW im Turbinen- und 850 MW im Pumpbetrieb zu den größten Europas. Der Staat Luxemburg ist genauso wie die RWE Energie AG mit 41% daran beteiligt. Theoretisch hätte Luxemburg demnach Zugriff auf rund 450 MW,

die für die Regelenergiebereitstellung in Luxemburg verwendet und darüber hinaus europaweit vermarktet werden könnten.

Die Preise für Regelenergie sind in den letzten Jahren stark gestiegen, was häufig mit einem Anstieg des Regelenergiebedarfs durch den Ausbau der Windenergie, insbesondere in Deutschland, begründet wird. Mittlerweile gibt es jedoch starke Einwände gegen diese Argumentation, so dass der Anstieg der Preise auch etwas mit der Marktmacht der Regelenergieanbieter zu tun haben dürfte.

Aktuell dokumentiert die EnBW beispielsweise folgende Regelenergiepreise:

	Leistungspreis	Arbeitspreis
Primärregelung	67 – 73 Euro/kW	-
positive Sekundärregelung	48 – 52 Euro/kW	5,4 – 12 ct/kWh
Minutenreserve	80 Euro/MW	14 – 280 ct/kWh

Legt man die obigen Preise zugrunde, erscheint das Verpachtungsentgelt des luxemburgischen Staates für eine 100 MW-Scheibe von Vianden in Höhe von 1,7 Mio. Euro für das Jahr 2004 als günstiges Sonderangebot für die SEO-RWE.

Bereits ein einfacher Verkauf des Stroms an der Börse (unterstellte Benutzungsstunden: 1.000 h/a) würde bei einer Differenz zwischen Grundlast- und Spitzenlaststrom von rund 2 ct/kWh augenblicklich Einnahmen von mehr als 2. Mio. Euro erbringen. Eine Vermarktung der Leistung und des Stroms auf den Regelenergie-Teilmärkten der UCTE würde in der Summe ein Mehrfaches dieses Erlöses erbringen.

2.1.6 Transparenz für Marktteilnehmer

Wettbewerb lebt von Informationen, die zu Monopolzeiten von den Monopolisten häufig unter dem Vorwand, es handle sich um Geschäftsgeheimnisse, unter Verschluss gehalten wurden. Bei Informationen ist zu unterscheiden zwischen denen für die Verbraucher (s. Stromkennzeichnung, Punkt 2.2.3) und denen für die Marktteilnehmer. Besonders wichtig für die Öffnung der unterschiedlichen Teilmärkte sind die Informationen der Netzbetreiber für die jeweiligen Marktteilnehmer, insbesondere für die:

- im Großhandelsmarkt,
- im Bereich Einzelhandel/Vertrieb und,
- im Regelenergiemarkt, wenn dieser wettbewerblich organisiert ist.

Davon zu unterscheiden sind noch einmal die Informationen der Netzbetreiber gegenüber dem Regulator, der letztlich alle gewünschten Informationen bekommen und ein unkooperatives Verhalten entsprechend sanktionieren können muss.

Im Anhang wird die Liste der Informationen dokumentiert, die die Netzbetreiber in Deutschland künftig veröffentlichen müssen (geregelt in §17 Stromnetzzugangsverordnung). Ergänzende Listen finden sich bei den Netznutzern, insbesondere bei den neuen Energieanbietern und den Stromhändlern.

2.1.7 Stufenplan für das Mess- und Zählerwesen

Das Zählerwesen ist ein Bereich in dem durch technischen Fortschritt z.B. eine flächendeckende Zählerfernablesung (wie sie die ENEL in Italien im Massenmarkt z. T. schon praktiziert) oder den Einstieg in eine intelligente Gebäudeautomation Kostenreduktionen zu erwarten sind. Dies kann, aber muss nicht durch eine Liberalisierung dieses Sektors erfolgen. Der kritische Punkt einer solchen Liberalisierung liegt in der Zählerablesung und der Aufbereitung der Daten, da der Netzbetreiber auf die verlässliche Weiterleitung der Daten durch Dritte angewiesen ist. Insbesondere in Großbritannien führte ein schlecht regulierter Wettbewerb im Zählerwesen in den ersten Jahren der Liberalisierung zu einer großen Verunsicherung bei den Haushaltskunden. Gleichwohl sind hier Regelungen vorstellbar, die standardisierte Datenübergabeformate für Dritte vorschreiben und Verstöße gegen eine fehlerhafte Datenübergabe sanktionieren.

Um den Netzbetreibern genügend Zeit zu geben, sich auf die Öffnung des Mess- und Zählerwesens einzustellen, wäre für Luxemburg ein Stufenplan vorstellbar, wie er in Deutschland im Rahmen des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes festgelegt wurde (s. Anhang § 21b EnWG). Dabei ist jedoch zu beachten, dass die wettbewerbliche Öffnung im Hinblick auf dezentrale Anlagenbetreiber sofort erfolgen sollte, so wie dies in Deutschland im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom August letzten Jahres geregelt wurde.

Eine Alternative zur Liberalisierung des Mess- und Zählerwesens für den Massenmarkt könnte wie folgt aussehen:

- Der Zähler bleibt weiterhin Bestandteil des (Niederspannungs-)Netzes und unterliegt damit der Kostenkontrolle des Regulators.
- Das Ablesen der Zähler erfolgt weiterhin durch die Netzbetreiber; die Abrechnung erfolgt kundenbezogen über eine Gebühr, deren Angemessenheit vom Regulator überprüft wird.

- Die Kundendaten werden an den Regulator weitergegeben. Bei einer Ausstattung aller Niederspannungskunden mit innovativen Zweiwegezählern werden die Daten ohnehin über Zählerfernablesung erhoben und können dann elektronisch aufbereitet und weitergeleitet werden.
- Der Regulator richtet eine eigene Rechnungsabteilung ein, in der alle Daten zusammenlaufen („backoffice“). Dies ist Voraussetzung für die Herstellung maximaler Datentransparenz.
- Aktuelle und potenzielle Stromhändler im Strom- und Gasbereich können die für sie zugänglichen Daten beim Regulator abfragen.

Wir empfehlen für Luxemburg dieses letztere Modell.

2.1.8 Implementierung eines zielführenden Regulierungsregimes

Die Notwendigkeit, die Netze zu regulieren, ergibt sich aus ihrem Charakter als natürliche Monopole. Regulierung im engeren Sinne umfasst dabei die Aspekte:

- Preise / Entgelte
- Erlöse / Gewinne
- Versorgungsqualität/-sicherheit (“ökonomische Regulierung“)

In dieser Abgrenzung nicht enthalten sind das technische Regelwerk, Umweltregelungen und sonstige allgemeine Rahmenbedingungen.

Die ökonomische Regulierung der Netze bildet das Herzstück der Energiemarktliberalisierung und ist daher besonders sorgfältig zu konzipieren.

2.1.8.1 Institutionelle Ausgestaltung des Regulators

Bei der Ausgestaltung der Regulierungsinstitution ist vor allem über folgende Aspekte zu entscheiden:

- 1) Unabhängigkeit
- 2) Kontrollierbarkeit
- 3) Ausstattung

1. Unabhängigkeit

Während die Binnenmarkttrichtlinien eine strikte Unabhängigkeit des Regulators von der Energiewirtschaft vorschreiben, gibt es eine solche Vorschrift gegenüber der Exekutive nicht. Gleichwohl wäre es sinnvoll, das Zugriffsrecht der Regierung auf die Entscheidungen des Regulators zu begrenzen, um Regulierungsentscheidungen nicht den Stimmungen der Tagespolitik auszusetzen und den zuständigen Minister von der unmittelbaren Verantwortung für Einzelentscheidungen zu entlasten.

Wichtig für die relative Unabhängigkeit des Regulators ist seine finanzielle Absicherung, die in vielen Ländern haushaltsunabhängig über einen Aufschlag auf die Netzentgelte vorgenommen wird. Dies wäre auch für Luxemburg zu empfehlen.

2. Kontrollierbarkeit

Um der Gefahr einer Verselbständigung der Institution zu begegnen, ist ihre Kontrollierbarkeit sicherzustellen, und zwar sowohl durch die regulierten Unternehmen als auch durch die Öffentlichkeit insgesamt. Dafür sind vier Ansatzpunkte zu empfehlen:

- a) Laufender Austausch zwischen Regulator, regulierten Unternehmen und Politik in einem einzurichtenden **Beirat**, in dem auch dezentrale Anlagenbetreiber, Verbraucher- und Umweltschutzorganisationen vertreten sind.
- b) Möglichkeiten der Partizipation an der Entscheidungsfindung des Regulators seitens der regulierten Unternehmen und der Öffentlichkeit im Sinne formalisierter **Anhörungsverfahren**, die eine prozedurale Gerechtigkeit garantieren.
- c) Beschwerden gegen Regulierungsentscheidungen in **zivilrechtlichen** Verfahren, die sowohl von den Unternehmen als auch von betroffenen Einzelpersonen in Anspruch genommen werden können.
- d) Alle 2 Jahre Erstellung eines **Tätigkeitsberichtes** mit allen Aufgabenfeldern, der dem Parlament vorzulegen ist.

3. Ausstattung

Angesichts des Aufgabenspektrums der Strom- und Gasmarktregulierung (s. nächstes Kapitel) und angesichts der Erfahrungen anderer Länder mit ähnlichen Behörden, muss man zurzeit in Luxemburg von einem Personalbedarf von rund 5-8 Leuten ausgehen.

2.1.8.2 Aufgabenspektrum

Das Aufgabenspektrum der Regulierung ist im Wesentlichen durch die EU-Liberalisierungsrichtlinien vorgegeben. Dazu gehören vor allem:

- die **Festlegung** oder **Genehmigung** zumindest der Methoden zur Berechnung oder Festlegung folgender Bedingungen:
 - die Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der Tarife für die Übertragung und die Verteilung;
 - die Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen;
- ein **Monitoring** für:
 - die tatsächliche Entflechtung der Rechnungslegung entsprechend Artikel 19 zur Verhinderung von Quersubventionen zwischen den Erzeugungs-, Übertragungs-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten;
 - die Bedingungen und Tarife für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger, um zu gewährleisten, dass diese objektiv, transparent und nichtdiskriminierend sind, unter besonderer Berücksichtigung der Kosten und der Vorteile der verschiedenen Technologien zur Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, der dezentralen Erzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung;
 - die Einhaltung der Verordnung für den grenzüberschreitenden Stromhandel und der auf ihrer Grundlage erlassenen Leitlinien.
- die Bescheidung von Beschwerden gegenüber den Netzbetreibern innerhalb eines Zeitraums von zwei Monaten (mit der Möglichkeit, diese Frist einmal um zwei Monate zu verlängern);

- Überwachung der Umsetzung der europäischen Verordnungen (z.B. Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel) und damit auch Anlaufstelle bei Konflikten mit vorgelagerten ausländischen Netzbetreibern.

Entscheidend wird sein, wie diese Aufgaben konkret operationalisiert werden, wie schnell sie angegangen werden und wie verbindlich ihre Erfüllung durch die Marktteilnehmer vorgeschrieben und kontrolliert wird.

Besonders wichtig erscheinen mir über die explizit von der EU geforderten Aufgaben hinaus:

- das vorgeschriebene Monitoring der **Versorgungssicherheit** dem Regulator zu übertragen, da die Art der Regulierung stets Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat. Hierbei gilt es auch den Bestimmungen der neuen EU-Richtlinie zur Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen. Die dort zurückbehaltene Methode sieht vor, dass der Staat Vorgaben gibt, der Regulator die Detailregeln erstellt und anschließend das Monitoring macht. Die Betreiber von Transport- und Verteilungsnetzen führen dann nur noch aus.
- den Umfang der **Transparenzvorschriften** für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber gegenüber der Wettbewerbsbehörde insbesondere mit dem Groß- und dem Einzelhandel abzustimmen und präzise im Aufgabenspektrum zu benennen (s. 2.1.6);
- die Einrichtung eines „**Backoffice**“ für die Sammlung und Aufbereitung der **Zählerdaten** der Strom- und Gaskunden (s.o.);
- **den energiewirtschaftlichen Wert dezentraler Stromerzeugung** zu ermitteln und den Anlagenbetreibern zugute kommen zu lassen (v.a. vermiedene Netznutzungsentgelte, s. 2.3.1);
- die Überwachung und Administrierung des **Fördermechanismus** für erneuerbare Energien und Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (Fonds de Compensation);
- die Einrichtung und Pflege eines **Anlagenregisters** für erneuerbare Energien;
- die **Lizenzierung** der Netzbetreiber nach definierten Kriterien vorzunehmen;
- Einrichtung des **Registers zur Überwachung der Stromkennzeichnung**

Schließlich sollte die Wettbewerbsbehörde einen wesentlichen Beitrag zur Senkung der Transaktionskosten für Markt-Newcomer leisten. Dazu gehören vor allem Aufstellung verbindlicher „Best Practice“-Leitfäden für das Procedere des Versorgerwechsels (z.B. faires Kündigungs- und Bearbeitungsmanagement, Festlegung von Standarddatenformaten, usw.) und die Überprüfung ihrer Einhaltung.

Insgesamt ist das gesamte Aufgabenspektrum im Liberalisierungsgesetz zu verankern.

2.1.8.3 Spannungsfelder

Regulierung wird genauso wenig wie Märkte perfekt funktionieren. Vielmehr ist hier wie dort von einem Such-, Lern- und Anpassungsprozess auszugehen, der beide Koordinationsmechanismen als „Entdeckungsverfahren“ charakterisiert. Die Ausgestaltung und Umsetzung der Regulierung bewegt sich in einer Reihe von Spannungsfeldern, die im Folgenden kurz aufgelistet werden:

- schlagkräftige Regulierung / schlanke Behörde,
- Unabhängigkeit der Behörde / ihre demokratische Legitimation,
- wirksame Kontrolle der Behörde / zügige Umsetzung von Entscheidungen,
- Transparenz von Marktdaten gegenüber der Behörde und der Öffentlichkeit / Wahrung von Geschäftsgeheimnissen,
- Rechtssicherheit durch explizite Normensetzung / Flexibilität durch rasche Anpassungsmöglichkeiten,
- Erhalt der Unternehmenssubstanz / Schutz vor Monopolmissbrauch,
- Anreize zur Kostensenkung / Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und –qualität,
- Grad der Entflechtung der Marktfunktionen / Regulierungsintensität: je stärker die Entflechtung der Marktstufen, desto weniger eingriffsintensiv die Regulierung.

Der Erfolg des Regulators und der ihn verpflichtenden Rahmenbedingungen wird sich daran messen lassen müssen, wie gut er es versteht, diese Spannungsfelder produktiv aufzulösen.

2.1.8.4 Verfahrensaspekte

Nach den EU-Liberalisierungsrichtlinien ist festgelegt, dass die Entscheidungen der Behörde zügig umgesetzt werden müssen. Jeder Betroffene, der hinsichtlich einer getroffenen Entscheidung über die Methoden oder, soweit die Regulierungsbehörde eine Anhörungspflicht hat, hinsichtlich der vorgeschlagenen Methoden beschwerdeberechtigt ist, kann längstens binnen zwei Monaten, bzw. innerhalb einer von den Mitgliedstaaten festgelegten kürzeren Frist nach Veröffentlichung der Entscheidung, bzw. des Vorschlags für eine Entscheidung, eine Beschwerde im Hinblick auf die Überprüfung der Entscheidung einlegen. Eine Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung.

Es ist ein angemessenes Sanktionsinstrumentarium festzulegen, das bei Nichtbefolgung der behördlichen Entscheidungen anzuwenden ist.

2.2 Die verbraucherpolitische Dimension

Besonders die Kleinverbraucher gilt es in liberalisierten Energiemärkten zu schützen. Kleine Verbraucher riskieren sowohl überhöhte Netzgebühren (Quersubventionen im vorgelagerten Netz von den Kleinverbrauchern an die Großindustrie), als auch beim Strom- und Gaseinkauf höhere Preise zu zahlen. Um die Bevölkerung vor „Abzocke“ zu schützen, muss der traditionelle Verbraucher-SCHUTZ um das Konzept der Verbraucher-MACHT ergänzt werden.

Um in die volle Gunst eines liberalisierten Energiemarktes zu gelangen, braucht der einzelne Verbraucher neben elementarem Schutz durch den Gesetzgeber auch proaktive „Anwälte“ seiner Interessen. Aufbauend auf den negativen Erfahrungen mit der Undurchsichtigkeit der Telekom-Liberalisierung sind in einigen Ländern professionelle Strukturen zur Verteidigung der Verbraucherinteressen entstanden (sogenannte „*energy watchdogs*“). Neben der Vertretung der Verbraucher beim Regulator oder gegenüber der Regierung, übernehmen diese „*watchdogs*“ auch Hilfestellungen bei den Preisvergleichen und bei der Herkunft des Stromes.

In der Folge werden die wichtigsten Instrumente für einen effektiven Verbraucherschutz dargestellt.

2.2.1 Schutz und Transparenz für Kleinverbraucher

Für diejenigen Kunden, die sich nicht um einen Energieversorger kümmern wollen oder können, ist in allen Netzgebieten eine **Grundversorgungspflicht** vorzusehen. Für die Grundversorgung sind allgemeine Preise und Bedingungen bekannt zu geben und vom Regulator zu genehmigen, bzw. von der Wettbewerbsaufsicht zu kontrollieren. Der jeweilige Grundversorger kann entweder durch die Gemeinde bestimmt oder gesetzlich festgelegt werden. In Deutschland ist das Unternehmen automatisch Grundversorger, das die meisten Haushaltskunden im Versorgungsgebiet versorgt.

Für die Kunden deren Liefervertrag ausgelaufen ist, bzw. nicht erfüllt werden kann (z.B. dann, wenn ein Drittversorger insolvent wird), ist eine **Ersatzversorgungspflicht** vorzusehen, die üblicherweise vom Grundversorger wahrzunehmen ist. Regulator oder Wettbewerbsaufsicht haben darauf zu achten, dass die Konditionen der Ersatzversorgung fair bleiben.

Darüber hinaus hat das Europäische Parlament erfolgreich in den Binnenmarkttrichtlinien eine Reihe von Maßnahmen zum Schutz der Kunden durchgesetzt, die zu beachten sind, wie:

- den Anspruch auf einen Vertrag, der alle Bedingungen klar regelt,
- das Recht auf rechtzeitige Information bei Preisänderungen,
- das Recht auf Preisvergleiche,
- das Recht auf ein breites Zahlungsspektrum,
- den Anspruch auf Lieferantenwechsel ohne Gebühr,
- den Anspruch auf kostengünstige und einfache Beschwerdebehandlung.

Die Details hierzu befinden sich im Anhang (Anhang A der Binnenmarkttrichtlinie 2003).

Zusätzlich zu diesem Mindestschutz für die Kleinverbraucher erwähnt die Richtlinie explizit die Möglichkeit durch das „Zusammenbündeln“ von Kunden („pooling“) günstigere Preise für Kleinverbraucher zu erzielen. In Großbritannien haben dies einzelne Städte wie Newcastle genutzt und für ihre Einwohner die Verhandlungen für den Strom- und Gasbezug mitgeführt.

Durch die größere Menge des eingekauften Stroms (und wahrscheinlich eine bessere Verhandlungsführung) konnten die Städte für ihre Einwohner bessere Preise erzielen. Auch wurde in Newcastle die Möglichkeit von günstigem „Grünen Strom“ so verhandelt.

2.2.2 Stromkennzeichnung

Die wettbewerbliche Öffnung von Märkten macht nur Sinn, wenn der Kunde eine „informierte“ Wahl treffen kann. Aus diesem Grunde wurde besonders auf Druck des Europäischen Parlamentes hin in der Richtlinie den Mitgliedstaaten eine Pflicht zur Stromkennzeichnung auferlegt, die allerdings weitgehende Gestaltungsspielräume bietet.

Luxemburg hätte hier die Möglichkeit, europaweit eine Vorreiterfunktion einzunehmen und eine sehr aussagekräftige Stromkennzeichnung für alle Stromhändler vorzuschreiben.

Die Regelung, die in Deutschland ursprünglich vorgeschlagen wurde, kommt dem Ideal schon sehr nahe (s. Anhang §42 Energiewirtschaftsgesetz). Eine sinnvolle Erweiterung könnte darin bestehen, bei den erneuerbaren Energien zwischen den „alten“ (v.a. große Wasserkraft) und den „neuen“ Erneuerbaren (v.a. Wind und Biomasse) zu unterscheiden. Ergänzt werden müsste sie auch mit der Verpflichtung aller Großabnehmer und Stromzwischenhändler ihren Strommix in einem Register offen zulegen. Dies wäre auch im Hinblick auf mögliche neue Klimaschutzmaßnahmen von großem Vorteil (siehe auch Diskussion zum Kioto-Territorial-Prinzip und neuen durch die Liberalisierung sich öffnenden Möglichkeiten für Luxemburg).

Für die Umsetzung der Stromkennzeichnungsvorschriften hat das Öko-Institut Freiburg folgenden Vorschlag entwickelt, der als Grundlage für die Stromrechnungen gelten sollte und im Gesetz zu verankern ist. Zudem ist klarzustellen, dass auf allem Werbematerial die Herkunft und die Umweltkonsequenzen des jeweiligen Strom-Angebotes (CO₂-Emissionen, Radioaktives Risiko) angegeben werden müssen.

„Label“ Vorschlag des Öko-Instituts Freiburg :

STROMLABEL

Produkt: Produkt X
Anbieter: Anbieter Y
Service-Tel.: 0800 - XXXXXXXXXX
Internet: www.anbieter-Y.de

Strommix des Anbieters Y, 2005

Strom von Anbieter Y wurde aus folgenden Energiequellen erzeugt

Energiequelle	Produkt X	Anbieter Y	zum Vergleich: Durchschnitt Luxemburg
Kernenergie	0%	25%	20%
Kohle	0%	61%	51,5%
Gas	65%	5%	25%
Sonst. konventionelle Energiequellen	0,0%	1,0%	0,5%
Erneuerbare Energien	35,0%	8,0%	3,0%
Wasserkraft	24,5%	4,5%	2,5%
Wind	10,0%	3,2%	0,5%
Biomasse	0,0%	0,3%	0,0%
Solarenergie	0,5%	0,0%	0,0%
Andere	0,0%	0,0%	0,0%

70% des Stromabsatzes wurde importiert

Umweltbelastungen

100 = Durchschnitt Luxemburg

CO ₂ -Emissionen	Produkt X	47
	Anbieter Y	112
Radioaktive Abfälle	Produkt X	0
	Anbieter Y	81

niedrige Belastung
hohe Belastung

Einen Überblick über verschiedene Stromanbieter und deren Produkte finden sich unter www.XXX.lu

Information nach EU-Richtlinie 2003/54/EC

2.2.3 Stärkung der Verbraucherlobby

Verbraucherverbänden und –zentralen sollte grundsätzlich ein **Verbandsklagerecht** gegen Unterlassungen der von den Regulierungsentscheidungen betroffenen Unternehmen eingeräumt werden (s. dazu auch das Verzeichnis der Kommission der Europäischen Gemeinschaften nach Artikel 4 der Richtlinie 98/97/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 1998 über Unterlassungsklagen zum Schutz der Verbraucherinteressen (ABl. EG Nr. L 166 S. 51)).

Darüber hinaus sollten Verbraucherverbände und –zentralen grundsätzlich an allen Verfahren des Regulators beteiligt werden (**Beteiligungsgrecht**), da sich die Entscheidungen auf eine Vielzahl von Verbrauchern auswirken und dadurch ihre Interessen insgesamt stets erheblich berührt werden. Dazu gehört ein umfassendes Einsichtsrecht in die Verfahrensunterlagen und die Möglichkeit eigener Stellungnahmen im Rahmen der Verfahren.

Aus den Erfahrungen des Telekommarktes ist auch ersichtlich, dass sich ohne starke Verbraucherinteressen der einzelne Kunde in dem von den Marktakteuren bewusst erzeugten Preis- und Bedingungs-Wirrwarr verliert und sich durch attraktiv aussehende, aber in Wirklichkeit überbeuerte Angebote täuschen lässt. Verbraucherinteressenvertreter brauchen Geld und Know-Kow, um Preisvergleiche zu erstellen und windigen Geschäftspraktiken auf die Spur zu kommen.

Nur über eine Professionalisierung der Verbraucherinteressen kann dies sichergestellt werden. Wir schlagen deshalb für Luxemburg nach dem Vorbild der englischen „*consumer watchdogs*“ eine neu zu gründende gemeinsame Struktur von Verbraucher- und Umweltschutzorganisationen vor, die über eine obligatorische Abgabe aus dem System für alle Kunden auf der Niederspannungsebene finanzielle Mittel für den Aufbau einer professionellen Struktur erhält.

Eine solche Struktur könnte auch den Bereich der Verbraucherinteressen im Telekom- und Internetmarkt mit abdecken. Diese Struktur und ihre Finanzierung sind im Gesetz zu verankern.

Eine weitere Stärkung der Verbraucherinteressen kann der zentrale Versand der Stromrechnungen für Haushalte und Kleinkunden über eine neutrale Stelle sein. Diese könnte beim Regulator, beim „*energy watch dog*“ oder aber bei dem neu zu schaffenden Energiesparfonds angesiedelt werden. Dies würde ermöglichen den Rechnungsversand mit Energieeinsparkampagnen respektiv mit dem Versenden von Preisvergleichszahlen zu kombinieren. Die Chancen einer „informierten „Strom- und Gasverbraucherwahl““ würden sich somit erheblich verbessern. Dieses Modell wird erfolgreich in einigen US Bundesstaaten praktiziert.

EXKURS: „*Consumer watchdogs*“ oder vom Schutz zur Macht der Verbraucher

Um der Stimme der Verbraucher in liberalisierten Märkten Gewicht zu verleihen, sind in Großbritannien sogenannte „*Consumer Watchdogs*“ gegründet worden, das heißt spezialisierte Verbraucherorganisationen für jeden der liberalisierten Märkte.

Aufgabe dieser „*Watchdogs*“ ist es, gegenüber der Politik und gegenüber den Unternehmen, die Interessen der Verbraucher zu vertreten. Die „*Watchdogs*“ sind zu diesem Zweck ausdrücklich in den jeweiligen Fachgesetzen verankert.

Die Vertretung der Verbraucherinteressen findet auf zwei Ebenen statt:

- auf politischer Ebene, indem sich die „*Watchdogs*“ gegenüber den Regulierungsbehörden und gegenüber dem Gesetzgeber für eine verbrauchergerechte Marktordnung einsetzen;
- auf individueller Ebene, indem die „*Watchdogs*“ den Beschwerden von einzelnen Verbrauchern nachgehen.

Die fünf wichtigsten „*Watchdogs*“ in Großbritannien verfügten in den Jahren 2002/2003 über ein durchschnittliches Jahresbudget von knapp 25 Millionen Pfund (38 Millionen Euro) und

beschäftigten insgesamt mehr als 800 Mitarbeiter in 27 Niederlassungen. Verschiedene „*Watchdogs*“ verfügen über ein Netz von acht bis zehn Regionalbüros. In den Jahren 2002/2003 behandelten die „*Watchdogs*“ 164.000 Beschwerden und beantworteten mehr als 115.000 Verbraucheranfragen.

Die Aufsichtsbefugnisse und die finanziellen Beziehungen sind unterschiedlich organisiert, je nachdem, ob der „*Watchdog*“ in die Regulierungsbehörde eingegliedert oder von dieser unabhängig ist. Die unabhängigen „*Watchdogs*“ werden direkt vom Handels- und Industrieministerium finanziert. Sie sind alleine diesem direkt verantwortlich. Die bei den Regulierungsbehörden angesiedelten „*Watchdogs*“ werden direkt aus deren Etat finanziert und unterliegen einer weit reichenden inhaltlichen Kontrolle.

Um die Liberalisierung und Regulierung der Energiemärkte in Luxemburg von vorneherein verbraucherfreundlich zu gestalten, wäre die Gründung eines luxemburgischen „*Energy Watchdogs*“ und seine finanzielle Absicherung im Liberalisierungsgesetz unbedingt zu empfehlen.

2.3. Soziale Verantwortung / Arbeitsplätze und Arbeitsplatzstatut

Um zu vermeiden, dass bei der Öffnung des Wettbewerbs im Energiebereich die Beschäftigten aus dem Strom- und Gassektor den Kürzeren ziehen, muss bei der Umsetzung der EU-Richtlinien auch eine sozialpolitische Dimension entwickelt werden. Wie in anderen Bereichen lässt die EU-Richtlinie auch in diesem Bereich Gestaltungsmöglichkeiten, die in Luxemburg unbedingt genutzt werden müssen.

Die Mehrzahl der über 1.000 Beschäftigten im Luxemburger Strom- und Gasbereich, arbeiten im Unterhalt der Netze und im Bereich des Zählerwesens (Installation von Zählern, Ablesen, Verarbeitung der Messungen, Rechnungserstellung).

2.3.1 Netzbetrieb und Zählerwesen als „Service public“

Ausländische Erfahrungen (UK, D, ...) zeigen, dass bei der Privatisierung der Netze massiv Arbeitsplätze vernichtet wurden. Die großen multinationalen Unternehmen der Branche reduzierten die Ausgaben für Personal in diesem Bereich in einem Maße, dass heute die mangelnde Anzahl von Beschäftigten in diesem Bereich und besonders der Know-How Verlust durch die Entlassung von erfahrenen Mitarbeiter die Versorgungssicherheit bedroht.

Dieser massive Abbau des Personals beim Unterhalt der Netze ist nicht zwingend durch die EU Vorgaben bedingt. Vielmehr hat mangelnde Regulierung auf nationaler Ebene dazu geführt, dass die Konzerne möglichst viel Kosten und damit Geld vom Netzbetrieb abgezogen haben (weil reguliert und ohne Wettbewerb) und sich auf die Teile des Marktes, in dem Wettbewerb herrscht (Produktion und Vertrieb von Strom), konzentriert haben.

Einer der Vorteile des von uns bereits unter 2.1.1 vorgestellten dänischen Modells einer öffentlichen Trägerschaft der Netze, wäre eine höhere Arbeitsplatzgarantie. Der öffentliche Betrieb von Strom- und Gasnetzen garantiert zudem eine höhere Versorgungssicherheit. Da öffentliche Betreiber (Staat, Gemeinden) geringere Kapitalkosten und geringere Gewinnansprüche haben als private Betreiber, kann trotz einer gesunden Personalpolitik ein guter Preis bei den Netzkosten sichergestellt werden.

Auch im Zählerwesen wurde in mehreren ausländischen Ländern durch die Privatisierung massiv Personal entlassen. Zudem entstand durch eine vorschnelle Liberalisierung dieses Bereiches besonders in Großbritannien ein riesiger „Zählersalat“, weil jeder Anbieter im Markt sein eigenes Zählermodell benutzte. Wir schlagen deshalb vor, den ganzen Zählerbereich im Bereich der Kleinkunden (Installation von Zählern, Ablesen, Verarbeitung der Messungen, Rechnungserstellung) zum „Service public“ des Netzbetreibers zu schlagen.

Dies hat neben dem Erhalt von Arbeitsplätzen auch den Vorteil, dass die Kunden eine gewisse Sicherheit haben, da die Kosten für die Dienstleistungen rund um den Zähler nicht durch den freien Markt, sondern durch den Regulator (ILR) festgelegt werden.

2.3.2 Kollektivverträge stärken

Über die Details des Statuts der Angestellten, ihre Vertretung in den jeweiligen Entscheidungsgremien und die Entlohnung werden, wie in der Vergangenheit, die jeweils anerkannten Gewerkschaften mit den jeweiligen Besitzern verhandeln. Als Grundlage werden die heute geltenden Abkommen gelten (Gemeindebeamte, Gemeindearbeiter, Mantelvertrag CEGEDEL, Mantelvertrag SEO, Mantelvertrag Sudgas, ...).

Allerdings müssen auch die heute noch bestehenden Lücken (z.B. fehlender Kollektivvertrag bei Twinerg) geschlossen werden. Ein Instrument hierzu wäre ein für den ganzen Energie-Bereich geltender Mantel-Branchenvertrag („*convention collective d'obligation générale*“).

In Bezug auf die Gemeinden mit eigenen Strom- oder Gasbetrieben haben die Gewerkschaften sich rezent für das in der Gemeinde Esch/Alzette ausgehandelte Modell ausgesprochen.

Der Aspekt der Bezahlbarkeit von Strom und Gas durch die einkommensschwächeren Bevölkerungsgruppen wird unter Punkt 2.2 behandelt.

2.4 Die umweltpolitische Dimension

Ein liberalisierter Energiemarkt wird ohne Re-Regulierung im Umweltbereich die Umweltdimension komplett ignorieren. Als Leitlinien für diese Re-Regulierung gelten:

- **Optimierung der End-Energie-Effizienz**
Luxemburg gehört zu den Ländern mit den höchsten Zuwachsraten beim Energieverbrauch. Dies gilt insbesondere im Strombereich. Eine der Hauptherausforderungen der bestehenden Umsetzung ist es einen Ansatz zu entwickeln, damit im neu geschaffenen Energiemarkt End-Energie-Effizienz vom System her begünstigt wird.
- **konsequenter Ausbau der Erneuerbaren Energien**
Luxemburg hat sich verpflichtet, im Rahmen der EU-Erneuerbaren Strom Richtlinie, 5,7% seines Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energiequellen zu decken und sogar 10% im Rahmen seines Nachhaltigkeitsplans in Aussicht gestellt. Aktueller Stand sind laut ILR ganze 3%. Damit gehört Luxemburg zu den Schlusslichtern der EU-25 Länder.
- **weiterer Ausbau von hocheffizienter Wärmekraftkopplung**
Der Bereich der Wärmekraftkopplung ist einer der wenigen Lichtblicke in der Luxemburger Energiepolitik der letzten Jahre. Statt diese erfolgreiche Politik gezielt weiterzuführen, lässt sich die Regierung zurzeit von unseriösen Argumenten der FEDIL in die Enge treiben. Ein weiterer Ausbau der Wärme- und Kältekraftkopplung macht Sinn und muss im neuen Gesetz festgelegt werden. Aufgrund des gut ausgebauten Erdgasnetzes und des vorhandenen Know-Hows sollte Luxemburg auch eine Vorreiterrolle im Bereich der Markteinführung von Klein- und Mikro-Blockheizkraftwerken übernehmen.
- **konsequente Ablehnung der Atomkraft auf allen Ebenen**
Der seit Jahrzehnten bestehende Konsens in der Bevölkerung und zwischen den politischen Parteien in Sachen Anti-Atompolitik, muss unter den neuen Umständen weitergeführt werden. Neue Instrumente wie die Stromkennzeichnung und die Möglichkeiten, atomfreien Strom einzukaufen, müssen gezielt gefördert werden.
- **Transparenz und gerechte Verteilung der Kosten zwischen allen Akteuren**
Die Umstellung der heutigen Energiewirtschaft mit ihren hohen Ineffizienzen, Umweltverschmutzungen und atomaren Risiken zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft ist eine gesellschaftspolitische Aufgabe, die von der Gesellschaft als Ganzes getragen werden muss und in der alle Akteure einen fairen Preis zu entrichten haben. Deshalb müssen alle aktuellen Instrumente (freiwilliges Abkommen FEDIL-Ministerium, Kompensationsfonds, Energiesteuer, usw.) auf ihre Fairness überprüft werden. Bisher existierende Quersubventionen sollen gestrichen werden und wirtschaftspolitisch bedingte Sonderfälle nach klaren und nachvollziehbaren Kriterien entschieden werden.

Hinsichtlich der Umweltaspekte der Liberalisierung ist zu unterscheiden zwischen denen, die unmittelbar im wettbewerblichen Grundverständnis des Systems angelegt sind, und denen, die dieses wettbewerbliche System umweltpolitisch flankieren. Im Folgenden sollen zunächst die wesentlichen systemimmanenten Umweltaspekte und die damit verbundenen Anforderungen aufgezeigt werden. Anschließend liegt das Augenmerk auf einer zusätzlichen umweltpolitischen Flankierung.

2.4.1 Umweltbezogene Systembausteine innerhalb der Liberalisierungsrichtlinien

2.4.1.1 Vergütung vermiedener Netznutzungsentgelte

Dezentral erzeugter Strom, der in eine Netzebene unterhalb der Höchstspannung eingespeist wird, vermindert die Einspeisung zentraler Kraftwerke und entlastet so die Netzebenen, die der dezentralen Einspeisung vorgelagert sind, einschließlich der zugehörigen Umspannung.

Die übliche Praxis der Netzentgeltfindung mittels eines transaktionsunabhängigen Punktmodells bewirkt eine Einsparung der Netznutzungsentgelte, die der durch dezentrale Einspeisung verursachten Netzentlastung entspricht. Bei nicht diskriminierender Netzentgeltfindung stehen diese vermiedenen Netznutzungsentgelte (VNNE) dem dezentralen Einspeiser als dem „Produzenten“ dieser Leistung zu.

Im Liberalisierungsgesetz ist dafür Sorge zu tragen, dass die vermiedenen Netznutzungsentgelte tatsächlich in vollem Umfang an die Anlagenbetreiber ausgekehrt werden. Im Anhang ist die Regelung dokumentiert, wie sie in Deutschland zum 13. Juli in Kraft getreten ist (§18 Stromnetzentgeltverordnung).

2.4.1.2 Faire Anschlussbedingungen und Vorrangregelungen für dezentrale Einspeiser

Der Marktzugang im liberalisierten Energiemarkt ist eng mit dem Netzanschluss/Netzzugang verknüpft. Sowohl für erneuerbare Energien als auch für dezentrale Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung besteht nach den bestehenden EU-Richtlinien ein Anspruch auf Netzanschluss/Netzzugang, für erstere sogar ein vorrangiger Anspruch.

Um der Gefahr vorzubeugen, dass die Netzbetreiber sich nicht auf den Anschluss dezentraler Anlagen einstellen und ihre Netze falsch dimensionieren, sind entsprechende Planungs- und Berichtspflichten der Netzbetreiber gesetzlich zu verankern. Kann ein Netzbetreiber trotzdem eine Anlage aus Kapazitätsgründen nicht mehr anschließen, muss er unverzüglich Abhilfe schaffen und möglicherweise den Anlagenbetreiber für die Zeitverzögerung entschädigen.

Darüber hinaus sollten vereinfachte Anschlussgenehmigungen für dezentrale erneuerbare (v.a. Biogas, Solar) und Klein-KWK (BHKW, Mikrogasturbinen, Brennstoffzellen) festgelegt werden.

2.4.1.3 Systemoptimierung unter Berücksichtigung dezentraler Optionen als Aufgabe aktiver Stromnetzbetreiber

In Artikel 14 Abs. 7 der Liberalisierungsrichtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt (2003/54/EG) vom 26. Juni 2003 heißt es:

„Bei der Planung des Verteilernetzausbaus berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.“

Leitbild: Systemoptimierung

Verteilernetzbetreiber sehen heute in aller Regel ihre wesentliche Aufgabe darin, zentral erzeugten Strom sicher zu den Endverbrauchern zu transportieren. Sie sind trotz der vielfältigen Aufgaben, die damit verbunden sind (Investitionen, Wartung, Energiedatenmanagement, usw.), in gewisser Weise „passiv“. Demgegenüber steht das Leitbild eines „aktiven“ Netzbetreibers:

- Er sorgt für den standortoptimierten Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen an das Netz und ermöglicht ihren optimalen Einsatz.
- Er vernetzt die Anlagen über moderne Steuerungs- und Regelungstechniken und erschließt dadurch ihren vollen energiewirtschaftlichen Wert.
- Er bietet die Vermarktung von Systemdienstleistungen an, die durch dezentrale Erzeuger erbracht werden können (z.B. Regelenergie/„virtuelles Regelkraftwerk“).
- Er optimiert seine Netze unter Berücksichtigung sämtlicher verfügbaren dezentralen Angebots- und Nachfrageoptionen.

Die Pflöcke für eine solche weitergehende Aufgabe der Stromverteilernetzbetreiber sind im Liberalisierungsgesetz zu verankern, wenn man die Meinung teilt, dass:

- a) der Umbau des Stromsystems von einem aktuell stark zentralisierten hin zu einem sehr viel stärker dezentralisierten System notwendig ist und
- b) den Netzbetreibern bei dieser Aufgabe eine Schlüsselrolle zufällt, da die damit verbundenen notwendigen Aktivitäten nicht auf Dauer gegen ihre Interessen gerichtet sein können.

Die obige Regelung der Binnenmarkttrichtlinie ist damit das Einfallstor für die Ausgestaltung eines neuen positiven Leitbilds für die Stromverteilernetzbetreiber und damit letztlich auch für die Stadtwerke. Es ist zu überlegen, sie zur Grundlage künftiger Lizenzierungen für Netzbetreiber zu machen.

2.4.1.4 Vorrangige Biogaseinspeisung

Mit hoher Wahrscheinlichkeit wird die Produktion von Biogas in den kommenden Jahren die höchsten Zuwachsraten bei den erneuerbaren Energien zu verzeichnen haben. Da Biogas am Ort der Entstehung häufig nicht optimal eingesetzt werden kann, ist es sinnvoll, eine vorrangige Biogaseinspeisung dahingehend im Liberalisierungsgesetz zu verankern, dass Biogasproduzenten die Möglichkeit erhalten, ihr auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das allgemeine Gasnetz einzuspeisen und an anderer Stelle zum Einsatz insbesondere in KWK-Anlagen wieder zu entnehmen.

Bei dieser Vorrangregelung handelt es sich nicht um eine finanzielle Förderung der Biogasnutzung, sondern um seine sinnvolle Integration in das bestehende System. So sind beispielsweise auch Netznutzungsentgelte für die Nutzung des Erdgasnetzes zu entrichten.

Sollte die Biogasnutzung unter diesen Rahmenbedingungen gleichwohl wirtschaftlich nicht attraktiv sein, so bedarf es hier eines zusätzlichen Fördergesetzes außerhalb des Liberalisierungsgesetzes (s. unten).

2.4.2 Zusätzliche umweltpolitische Flankierungen der Liberalisierung

2.4.2.1. End-Energie-Effizienz: Konkrete Ziele und die Einrichtung eines Energieeffizienzfonds

Die Reduktion des unnötigen Verbrauches von Energie ist die billigste und zudem in den nächsten Jahrzehnten zudem die wichtigste Maßnahme, um Umweltziele zu erreichen. Ihr sollte daher eine besondere Aufmerksamkeit zu kommen. Zudem haben Maßnahmen zur Reduktion des Energieverbrauches auch den Vorteil, dass sie das Erreichen von prozentuellen Zielen bei den Erneuerbaren Energien erleichtern.

Aufgrund seiner hohen Wirtschaftsdynamik und steigender Bevölkerung, aber auch bedingt durch mangelndes Bewusstsein und fehlender Maßnahmen ist Luxemburg eines der Länder mit den größten Zuwachsraten im Strombereich. So stieg der Stromverbrauch von Luxemburg zwischen 2001 und 2004 um sage und schreibe 13% (von 5.633 GWh auf 6.420 GWh). Die exorbitant hohen Zuwachsraten fressen sozusagen die positiven Effekte anderer Politiken, wie effiziente Stromproduktion durch kombinierte Produktion von Strom und Gas und die Anstrengungen im Bereich der Erneuerbaren Energien, auf.

Klare Zielfestlegung

Nach dem Vorbild Dänemarks oder Oberösterreichs sollte Luxemburg im Gesetz ein verbindliches Reduktionsziel für End-Energie-Verbrauch festlegen. Dies wird übrigens auch in einer zurzeit noch diskutierten neuen EU-Richtlinie zu Energieeffizienz und Energiedienstleistungen von der EU-Kommission und dem Europäischen Parlament gefordert.

Auf der Basis der Zielvorgabe sollte für jeweils drei Jahre ein Aktionsplan ausgearbeitet werden, der konkrete Maßnahmen für die einzelnen Verbrauchergruppen vorsieht. Ausgangsbasis soll die aktuelle Situation in Luxemburg sein (Stärke-Schwächenanalyse der bestehenden Strukturen und Abkommen). Dieser Aktionsplan soll einem jährlichen Monitoring unterliegen und angepasst werden.

Schaffung eines Energiesparfonds

Wichtig zum Erfolg von Energieeinsparungen sind zielführende und effiziente Strukturen, die mit entsprechenden Geldern und Personal ausgestattet sein müssen. Vorbilder gibt es genug: den Dänischen „*energy saving trust*“, den „*UK carbon trust*“ oder die Oberösterreichische Energieagentur.

Die zu schaffenden Strukturen müssen insbesondere auch „neutral“ sein. In den Strukturen dürfen keine gegenläufigen Interessen eingebunden sein. Dies ist leider augenblicklich bei der aktuellen „*Agence de l’Energie*“ der Fall, wo die CEGEDEL Hauptaktionär ist.

Die Finanzierung ist über eine geringe pro kWh Abgabe auf allen Haushaltskunden sicherzustellen.

Für das Handwerk und Klein- und Mittelbetriebe könnte ein Ausbau des derzeitigen Beratungsangebotes des CRP-Henri Tudor Sinn machen. Ein gesondertes Instrumentarium muss für den „boomenden Dienstleistungsbereich“ geschaffen werden. Die Energieverschwendung ist in diesem Bereich (durch Klimaanlage, nicht optimierte Bürogräte, usw.) besonders groß.

Maßnahmen in der Industrie

Auch in der Großindustrie gibt es noch erhebliche Einsparpotentiale. Probleme sind hier nicht die fachliche Kompetenz, sondern die Prioritätensetzung im Management und die Renditeansprüche bei Investitionen. Hier muss besonders der nötige politische Druck erzeugt werden. Deshalb muss der bestehende extrem schwache und uneffektive „*Accord volontaire*“ zwischen FEDIL und Wirtschaftsministerium dringend von einer externen Stelle begutachtet und zu einer realen Verbesserungsmaßnahme abgeändert werden.

2.4.2.2 Förderung der Erneuerbaren Energien

Um die Erneuerbaren Energien im EU-Energiemarkt zu fördern, hat die EU in den letzten Jahren eine Reihe von Mitteilungen und Richtlinien eingeführt.

EU-weit soll der Anteil der Erneuerbaren an der Gesamtenergie (Strom, Wärme/Kälte, Treibstoff) von 6% (1995) bis auf 12% (2010) steigen. Ein neuer Bericht des Europäischen Parlamentes zeigt auf, dass aufgrund der Fortschritte in der Diversität der Erneuerbaren Energien (21 verschiedene erneuerbare Technologien für das 21. Jahrhundert) sowie in der Reduzierung der Kosten bis zum Jahr 2020 25% des EU-Gesamtenergieverbrauches durch Erneuerbare Energien umweltfreundlich erzielt werden könnte.

Im Strombereich gilt die Richtlinie Strom aus Erneuerbaren Energien. Diese Richtlinie hat Luxemburg bis dato nur unzureichend umgesetzt. Deshalb sollte die Liberalisierungsrichtlinie genutzt werden um, die Verpflichtung Luxemburgs im Rahmen dieser Richtlinie als verbindliches Zielwert in das Gesetz einzuschreiben (bis 2010 5,7% seines Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien). Des Weiteren sollte der im Luxemburger Nachhaltigkeitsplan geäußerte Wunsch durch weiterführende Maßnahmen 10% des Stromverbrauches bis 2010 zu decken als Zielwert angegeben werden. Daneben sind auch die Vorrangregelungen für Erneuerbare Energien und den fairen Zugang zu den Netzen klar zu regeln.

Exkurs: Erneuerbare Energien - ein gesellschaftspolitischer Auftrag

Aufgrund der zuneigehenden Erdölreserven, Aufgrund des unzumutbaren atomaren Risikos und aufgrund der notwendigen Reduzierungen im Bereich des Klimaschutzes ist ein zügiger Ausbau der Erneuerbaren Energien als ein für die Überlebensfähigkeit der Gesellschaft relevantes Ziel anzusehen.

Die 5,7% Anteil aus einheimischen erneuerbaren Strom am Gesamtverbrauch bis 2010 (übrigens der geringste prozentuelle erneuerbare Beitrag aller EU-25 Länder) sind deshalb als absolut unterste Minimalzielsetzung festzuschreiben und von der Gesellschaft (auch von der Industrie) über eine faire und transparente Regelung (siehe Ausführungen zu Einspeisepreis und zum Kompensationsfonds) zu finanzieren.

Um von den 5,7% (Mindestziel) auf die 10% die bereits im Luxemburger Nachhaltigkeitsplan festgeschrieben sind zu kommen, sollten zudem freiwillige Maßnahmen wie der Einkauf von Grünem Strom aus dem Ausland vom Staat gezielt gefördert werden.

Die entsprechenden Finanzierungsmechanismen sind in dem Teil zu dem Kompensationsfonds ausgeführt.

2.4.2.3. Dezentrale Energieproduktion auf der Basis von Erdgas

Luxemburg hat in den letzten Jahren in diesem Bereich eine Reihe guter Projekte vorzuzeigen. Diese reichen von der Twinerg G.u.D. Turbine in Esch (wo nach Jahren von Stillstand jetzt auch endlich eine Nutzung der Abwärme umgesetzt werden soll) über diverse industrielle Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (Dupont, Goodyear,...) bis zu kommunalen BHKW-Anlagen mit Wärmenetzen verschiedener Größe. Vor kurzem wurde außerdem das erste Strom/Kältenetz in Stadt Luxemburg in Betrieb genommen, ein wichtiger Beitrag zur Reduktion der ineffizienten Einzel-Klimaanlagen in Bürogebäuden.

Die erfolgreiche Politik im Bereich der kombinierten Strom- und sollte weitergeführt werden. Aufgrund des gut ausgebauten Erdgasnetzes und des vorhandenen Know-Hows sollte Luxemburg zudem eine Vorreiterrolle im Bereich der Markteinführung von Klein- und Mikro-Blockheizkraftwerken übernehmen. Moderne Technik im Steuerungsbereich ermöglicht es diese Kleinanlagen zu so genannten virtuellen Kraftwerken zusammenzuführen.

Die Förderung von kombinierter Strom- und Wärmeproduktion muss auch weiterhin Bestand haben. Dabei sollte allerdings eine Verschiebung der Förderung der Wärmenetze ins Auge gefasst werden. Heute werden die Wärmenetze weitgehend über den Stromeinspeisepreis bezahlt und belasten deshalb den Kompensationsfonds unnötig hoch. Der Aufbau von Wärmenetzen sollten in Zukunft über den Klimafonds bezuschusst werden (siehe auch Ausführungen zu Kompensationsfonds)

EXKURS: Das Kioto-Territorialprinzip

Die Luxemburg unter dem Kioto-Protokoll angerechneten CO₂ Emissionen werden nach dem Prinzip der Territorialität verrechnet, d.h. die Emissionen die auf dem Territorium Luxemburgs anfallen, werden angerechnet, die die importiert werden, werden nicht angerechnet. D.h., der Tanktourismus und der Export von Stahl werden angerechnet, der Import von Strom jedoch nicht.

Das Prinzip der Territorialität führt bei kleinen Ländern mit hoher Integration in die umliegenden Wirtschaften, zu abstrusen und kontraproduktiven Ergebnissen, insbesondere in der Bilanzierung der energiebedingten Klimaemissionen. Dies wollen wir am Beispiel der von Twinerg in Esch betriebenen Gas- und Dampfturbine verdeutlichen:

Das Kraftwerk in Esch/Alzette gehört mit über 55% Wirkungsgrad und Erdgas als Energieträger zu einem der effizientesten fossilen Kraftwerken in Europa. Seine Effizienz kann noch weiter gesteigert werden, wenn die heute ungenutzte Wärme demnächst genutzt wird um die auf Esch/Belval entstehenden Gebäude im Winter zu heizen und im Sommer zu kühlen. Die Stromproduktion in Esch ersetzt Strom, den Luxemburg bis dahin aus Deutschland über das CEGEDEL-Netz oder aus Belgien importiert hat.

Für den Klimaschutz in Europa und weltweit bedeutet dies eine erhebliche CO₂-Einsparung

CO ₂ Emissionen durch das Kraftwerk in Esch:	907.902 t/Jahr
Bisherige CO ₂ Emissionen durch Stromimporte: (Emissionsfaktor 0,630 kg/kWh)	- 1.575.000 t/Jahr
<u>Bonus für den Klimaschutz:</u>	- 667.098 t/Jahr

Soweit für die eigentliche Klimabilanz auf der Basis der realen Gesamtenergiebilanz (ein Kraftwerk in Luxemburg ersetzt den Einsatz eines Kraftwerkes anderenorts).

Nach der heute im Kyoto-Protokoll gültigen Berechnungsbasis des Territorialprinzips, sieht die statistische, rein zahlenmäßige, Betrachtung wie folgt aus:

CO2 Emissionen durch das Kraftwerk in Esch:	907.902 t/Jahr
Bisherige CO2 Emissionen durch Stromimporte: (Emissionsfaktor 0,630 kg/kWh)	0
<u>Saldo für die Emissionsbilanz von Luxemburg:</u>	907.902 t/Jahr

Luxemburg bekommt nach dem heute gültigen Verrechnungsverfahren die im Sinne des Klimaschutzes sinnvolle Investition in ein modernes Kraftwerk in Luxemburg nicht angerechnet. In Gegenteil, sinnvolle Maßnahmen wie Investitionen in hocheffiziente Stromproduktionen wie Wärmekraftkopplungsanlagen oder in Erneuerbare Energien wird Luxemburg nicht angerechnet.

Rein rechnerisch könnte Luxemburg sogar in die Versuchung kommen, in Zukunft alle inländischen Stromproduktionen abzuschalten und nur noch Strom zu importieren. Die CO2-Emissionen die bei der Produktion dieses Stromes anfallen würden zu Rechnung des jeweiligen Herkunftslandes (Deutschland,...) gehen. Auch der größte energiepolitische Unfug – Häuser in Zukunft mit Strom zu heizen wird nach dem Berechnungsmodell des Territorialprinzips belohnt.

Ausweg aus der Falle: Neue Möglichkeiten der Strommarktliberalisierung nutzen

Den Luxemburger Regierungen ist dieses Problem seit Jahren bekannt. Dennoch wurde bisher von offizieller Stelle nichts unternommen, um aus dieser Falle herauszukommen.

Da die Berechnungsmethode nach dem Territorialprinzip für kleine Länder wie Luxemburg keinen Sinn macht, sollte Luxemburg als Berechnungsmethode für seine CO2-Bilanz eine andere Methode, die der Gesamtenergiebilanz vorschlagen.

Bei der Gesamtenergiebilanz wird jeweils für alle relevanten Sektoren (Transport, Strom, Wärme/Kälte, Industrielle Prozesse) eine Bilanz erstellt, die rekonstruiert welche CO2-Emissionen anfallen. Dabei werden nicht die im Klimaschutz irrelevanten Landesgrenzen, sondern die realen dabei entstehen CO2-Emissionen verrechnet.

Für den Strombereich würde dies bedeuten, dass sowohl die Emissionen der inländischen Stromproduktion, als auch die durch den Stromimport bedingten Emissionen Luxemburg zugerechnet werden.

Dies hat einen doppelten Vorteil:

a) Luxemburg bekommt die sinnvollen Investitionen in effiziente Stromproduktion der letzten Jahre angerechnet. Seit 1990 wurde in der Tat massiv RWE-Strom, welcher auf Basis von Kohle erzeugt wurde, durch moderne inländische Kraftwerke auf Basis von Gas ersetzt.

b) Dadurch, dass in einem liberalisierten Strommarkt die Käufer von Strom selbst in der Verantwortung sind, welchen Strom sie einkaufen (siehe Stromkennzeichnung) kann die Luxemburger Regierung in Zukunft gezielt Maßnahmen treffen damit der nach Luxemburg importierte Strom so sauber und so sicher wie möglich ist. Luxemburg könnte seine Stromimporte weitgehend auf Erneuerbare Energien (Windenergie aus der Nordsee, Wasserkraft aus Skandinavien, Gaskraftwerke, uvm.) umstellen und so seine Klimabilanz verbessern.

Die notwendigen Grundlagen für die Erstellung einer Gesamtemissionsbilanz für Luxemburg wurden bereits Mitte der Neunziger Jahre vom Klimabündnis Luxemburg in Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut Freiburg entwickelt (TEMIS-Computermodell).

Ergänzend dazu müsste lediglich ein Register eingeführt werden, in dem die Herkunft der Luxemburger Stromeinkäufe aufgeführt wird. Alle Luxemburger Stromeinkäufe würden dort nach ihrem Energiemix (Kohle, Gas, Erneuerbare, Atom, usw.) aufgeführt. Dieses Register könnte vom ILR treuhändisch verwaltet werden.

Die Aufarbeitung dieses wichtigen Dossiers muss fester Bestandteil der im Herbst anlaufenden „Table ronde“ zum Klimaschutz sein. Die gesetzlichen Bestimmungen zur Einführung des Registers müssen in das Stromgesetz mit einfließen.

2.4.2.4 Konsequente Ablehnung der Atomkraft auf allen Ebenen

Luxemburg kann mit Stolz darauf verweisen, den in den 70ziger Jahren von RWE geplanten Atomreaktor in Remerschen verhindert zu haben. Ungelöste Endlagerungsprobleme, ein noch immer bestehendes Restrisiko und neuerdings auch erhöhte Gefahr durch neue Arten von Terrorismus, bestärken die seinerzeitige Entscheidung. Auch der Widerstand gegen den Affront „Cattenom“ und andere Atomkraftwerke in Europa und aller Welt sollte konsequent weitergeführt werden.

Das Argument des Klimaschutzes durch AKWs ignoriert nicht nur das von Atomkraftwerken ausgehende Risiko, sondern ist auch wirtschaftspolitisch bei einer Vollkostenbetrachtung wenig sinnvoll. Bei der Herstellung von voller Kostentransparenz, wie jüngst in Großbritannien, stellte sich heraus, dass wenn Atomkraftbetreiber im Rahmen des allgemein akzeptierten „Principe du pollueur-payeur“ für den Abriss, die Behandlung und die Lagerung der Atomabfälle bezahlen müssen, sich Atomkraftwerke gegenüber modernen Gas- und Windkraftwerken nicht mehr rechnen.

Auch der billige französische Atomstrom ist eine Mähr. In der Buchhaltung von EDF fehlen nach Aussagen des französischen Rechnungshofes mehr als 30 Milliarden EURO an finanziellen Rücklagen für die Entsorgung von Atommüll. Dies stellt eine unlautere Konkurrenz zu den anderen Stromproduktionen dar. Der Wettbewerb zwischen Atomkraft und umweltfreundlichen Stromproduktionen wird zudem dadurch verfälscht, dass die Atomkraftbetreiber das Risiko des Betriebs von Atomkraftwerken nicht selbst abdecken müssen. Während ein Solarbetreiber oder ein Windkraftbetreiber sich gegen Risiken gegenüber Dritten voll versichern muss, müsste der Luxemburger Staat dank „Pariser Konvention“ den Großteil der Kosten eines Atomunfalls in Cattenom zahlen.

Im Rahmen der in der luxemburgischen Gesellschaft breit verankerten und auch in der Regierungserklärung deutlich festgehaltenen Ablehnung der Atomkraft, sollten die im Rahmen der Liberalisierungsrichtlinie geschaffenen neuen Instrumente um gegen Atomkraft vorzugehen, auch aktiv von der Luxemburger Regierung genutzt werden.

Atomfreien und klimafreundlichen Strom gezielt fördern

Durch die Trennung des physikalischen Strombezugs von den kommerziellen Aktivitäten vereinfacht sich die Möglichkeit für BürgerInnen, Gemeinden und Betriebe sowie für den Luxemburger Staat 100% atomfreien Strom einzukaufen. Die Regierung sollte bei der Umsetzung der Richtlinie atomfreien und klimaschonenden Strom besonders fördern.

a) Die Kennzeichnungspflicht für Strom ist maximal und verbraucherfreundlich durchzusetzen. Neben einer einheitlichen Stromrechnung (siehe Modell in Kapitel 2.2.2.) ist auch bei sämtlichem Werbematerial von Stromanbietern auf eine klare Kennzeichnung zu achten. Der Regulator muss die Angaben der Stromhändler überprüfen. Hierbei sind auch die rechtlichen Grundlagen für den Zugang zu relevanten Unterlagen durch den ILR sicherzustellen.

b) Einführung eines Registers, in dem der Strommix der Stromeinkäufe, respektiv der Stromverkäufe, von allen Verbrauchern außer den Haushaltskunden und die Stromverkäufer hinterlegt werden müssen. Dieses Register wird vom ILR geführt und kontrolliert. Dieses Register ist auch Grundlage für neue Klimaschutzmassnahmen die im Bereich der Umsetzung des Kioto-Protokolls möglich werden (siehe auch Diskussion zu Territorialprinzip unter 2.4.2.3). In Kombination mit der Einführung einer nach Umwelttrisiken gestaffelten Mehrwertsteuer (siehe Abschnitt c) könnte so ein wichtiges Instrument geschaffen werden, damit Luxemburg über den massiven Einkauf von Strom aus erneuerbaren Energien und von Strom aus modernen Gaskraftwerken, einerseits hilft die Kyoto-Bilanz von Luxemburg zu verbessern und andererseits den europäischen Kraftwerkspark in Richtung Nachhaltigkeit zu verbessern.

c) Die Einführung einer nach Umweltgesichtspunkten gestaffelten Mehrwertsteuer auf Energieprodukten. Bis zum 1.1.2007 muss Luxemburg eine EU-Richtlinie zur Harmonisierung von Steuern auf Energieprodukten umsetzen. Bei der Umsetzung dieser Richtlinie kann eine Staffelung nach Umweltgesichtspunkten vorgenommen werden. Die Energiearten die umweltschonend sind und deshalb Folgekosten für die Gesellschaft vermeiden, werden mit einem niedrigeren Mehrwertsteuersatz versehen, für die Energiearten die ein hohes Risiko für die Umwelt darstellen (atomares Risiko, Klimarisiko) gilt ein erhöhter Mehrwertsteuersatz. Teile der Mehreinnahmen könnten in den Klima- oder Umweltfonds fließen.

Gegen unlautere Wettbewerbspraxis der Atomkraftwerksbetreiber politisch vorgehen

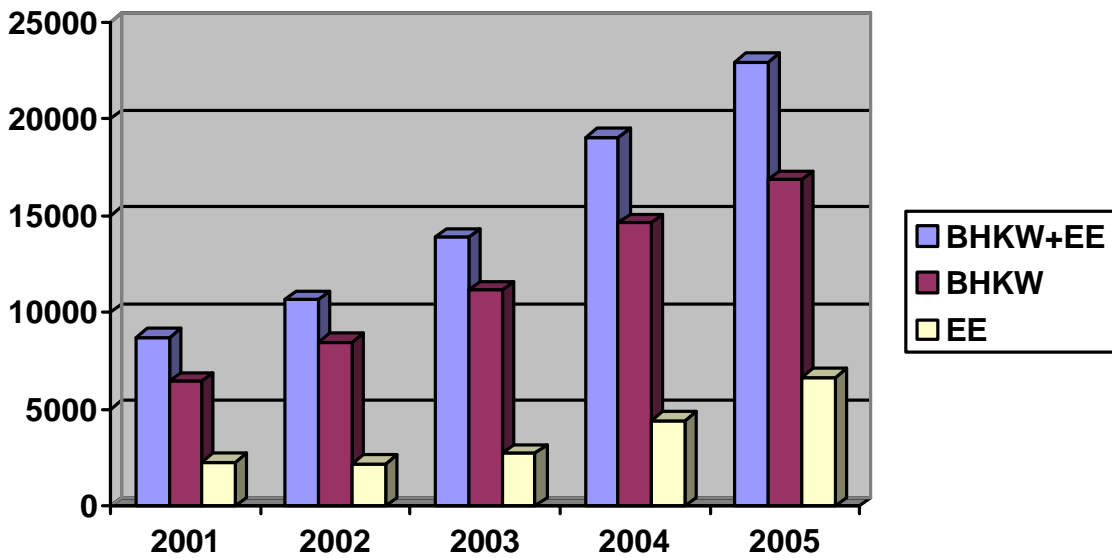
Wie schon oben erwähnt, wird der Strom aus Atomkraftwerken von verschiedenen Regierungen künstlich durch eine Reihe von Maßnahmen unterstützt. Luxemburg sollte beim europäischen Gerichtshof eine Klage gegen diese unlauteren Geschäftspraktiken anstrengen. Zudem sollte die Regierung endlich ihre Fachkompetenz in Sachen Anti-Atompolitik im Außen- und Energieministerium aufstocken. Dies ist notwendig um das derzeitige Schattendasein der Luxemburger Regierung in diesem Bereich auf europäischer Ebene und in den internationalen Gremien (Internationale Atomenergiebehörde in Wien, Pariser Konvention, Europäische Bank für Wiederaufbau EBRD, u.s.w.) zu beenden.

Geplante SOTEL-Leitung nach Frankreich nicht genehmigen

Wie bereits an anderer Stelle ausgeführt macht eine Anbindung an das französische (Atom)Stromnetz aus vielen Gründen keinen Sinn. Deshalb sollten sowohl der Energieminister, als auch der Umweltminister die von der SOTEL beantragte Genehmigung verwerfen.

2.4.2.5 Kompensationsfonds aktuell und zukünftig

Seit der Einführung des Kompensationsfonds im Jahre 2001 ist der Betrag von anfänglich 8,7 Mio. Euro auf 23 Mio. Euro (Schätzwert des ILR) fürs Jahr 2005 angestiegen. Mit diesen Geldern werden sowohl die erneuerbaren Stromproduktionen, wie die Blockheizkraftwerke die in das öffentliche Netz einspeisen, bezuschusst.



*Zusatzkosten sowie Kostenaufteilung in Mio. € des Kompensationsfonds
(Parlamentarische Anfrage n° 277 von Henri Kox vom 1. Februar 2005)*

Aus dem Kostendiagramm ist klar zu erkennen, dass der größte Teil der Gelder für die Finanzierung der Blockheizkraftwerke benötigt wird. Dieser Anteil liegt zwischen 73% und 80% der Gesamtkosten.

Zu erkennen ist ebenfalls, dass der starke Zuwachs ausschließlich auf eine starke Zunahme der neu installierten Blockheizkraftwerke zurückzuführen ist.

Diese Zahlen belegen eindeutig, dass die oft in der Öffentlichkeit getragene Behauptung, die Erneuerbaren Produktionsanlagen würden den Kompensationsfonds zu stark belasten, falsch ist.

Wer zahlt für die Zusatzkosten des Kompensationsfonds?

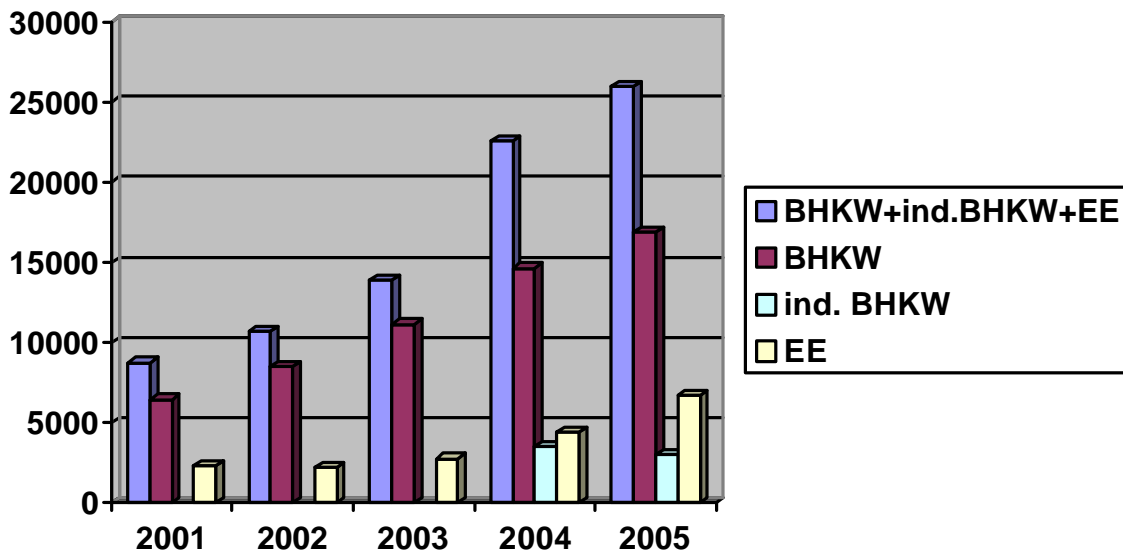
Die Kosten zur Finanzierung der erneuerbaren Stromproduktionsanlagen sowie der Blockheizkraftwerke werden über den Stromverbrauch bezahlt. Sämtliche Stromkunden in Luxemburg, außer die großen Industriekunden die an das 65kV Stromverteilungsnetz angeschlossen sind, sind betroffen. Da die industriellen Großkunden die Hälfte des luxemburgischen Stromverbrauchs ausmachen (um 3000 GWh von insgesamt 6.400 GWh), führt diese ungerechte Verteilung auf eine ungleiche Belastung der Stromkunden die an das 20kV-Stromleitungsnetz angeschlossen sind.

Die Belastung für sämtliche Stromkunden (außer 65kV-Kunden) lag 2004 bei 0,49 ct/kWh. Für 2005 wurde ein Betrag von 0,82 ct/kWh festgesetzt. Die Realkosten belaufen sich für 2005 jedoch nur auf 0,77 ct/kWh. Die restlichen 0,05 ct/kWh Mehrbelastung werden zur Finanzierung des Fehlbetrags von 2004 benötigt. (siehe QP n°277 von Henri Kox).

Die Gesamtbelastung eines 4-Personenhaushalts liegt für 2005 bei 5% des Strompreises. Dabei werden 4% für die BHKWs benötigt und nur 1% für die erneuerbaren Stromproduktionsanlagen. Würde man sämtliche Stromverbraucher an diesen Kosten beteiligen, würde sich die Belastung um die Hälfte reduzieren.

Zu dieser Mehrbelastung durch den Kompensationsfonds müsste man auch noch die Kosten, die durch die industriellen Blockheizkraftwerke entstehen (CEDUCO: Anlage die von CEGEDEL und DUPONT betrieben wird, sowie CEDYCO: Anlage die von CEGDEL und Goodyear betrieben wird), dazurechnen. Diese Kosten werden jedoch nicht über den Kompensationsfonds verrechnet, sondern werden direkt von der CEGEDEL auf sämtliche Kleinverbraucher („clients basse tension“) umverteilt.

Der Gesamtbetrag belief sich 2004 auf 3,5 Mio. Euro, oder zusätzliche 0,23 ct/kWh. Die zusätzliche Belastung für 2005 beläuft sich auf 3 Mio. Euro, bzw. 0,2 ct/kWh. (siehe QP n°218 vom 17.12.2004 von Henri Kox).



Wahre Kosten verursacht durch die Förderung von BHKWs und EE

Nicht nur, dass die Großkunden sich nicht solidarisch an den Kosten des Kompensationsfonds beteiligen, sie verursachen durch die industriellen BHKWs auch direkte zusätzliche Kosten für die Kleinverbraucher. Diese ungerechte Verteilung der Kosten muss daher grundlegend überdacht werden. Die Zusatzkosten für Kleinverbraucher belaufen sich somit auf **1.05 cents/kWh**.

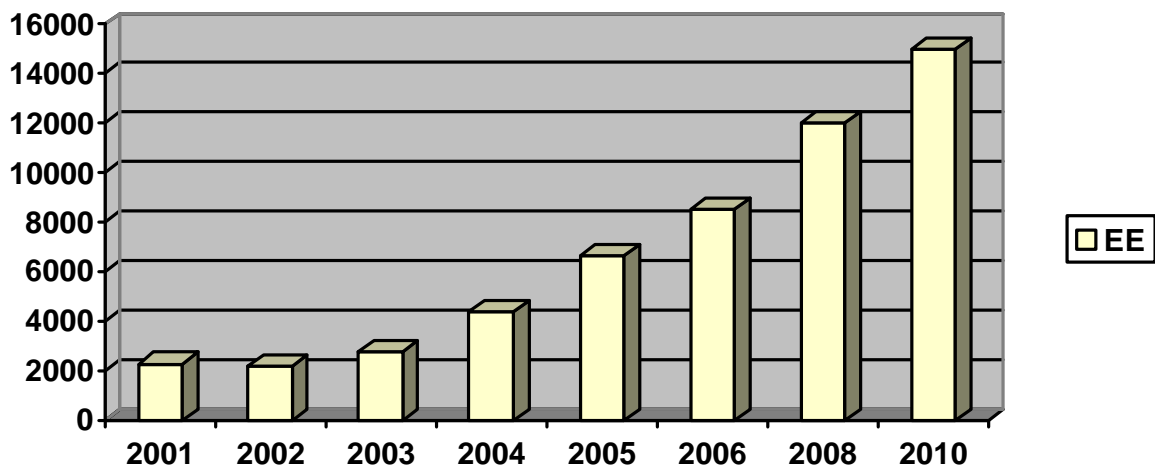
Der Ausweg: ein gerechtes System

Das System zur Finanzierung einer nachhaltigen Energiepolitik muss gerechter, effizienter, transparenter und zielorientierter ausgelegt werden. Eine Vermischung unterschiedlicher umweltpolitischer Zielvorgaben muss vermieden werden. Daher müssen die Zusatzkosten für die erneuerbaren Stromproduktionsanlagen und die Zusatzkosten zur Förderung der BHKWs getrennt aufgeführt und behandelt werden. (siehe QP n°364 vom 17.3.2005 von Henri Kox). Die Förderung der erneuerbaren Stromproduktionsanlagen sowie der BHKWs müssen daher über jeweils getrennte Fonds unterstützt werden.

- Finanzierung der erneuerbaren Stromproduktionsanlagen.

Die Finanzierung der erneuerbaren Energieproduktionsanlagen wird weiterhin über den Kompensationsfonds bezahlt.

Ausgehend von der energiepolitischen Zielvorgabe von 5,7% des luxemburgischen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Stromproduktionsanlagen bis 2010, müssen sich sämtliche Stromverbraucher an diesen Zusatzkosten beteiligen.



Zusatzkosten in Mio € zur Förderung von EE (Ziel 5,7% bis 2010)

Bei einem geschätzten Gesamtstromverbrauch von 7.000 GWh im Jahre 2010 sowie Zusatzkosten von 15 Mio. Euro, ergibt sich hierdurch eine Belastung von 0,21 ct/kWh.

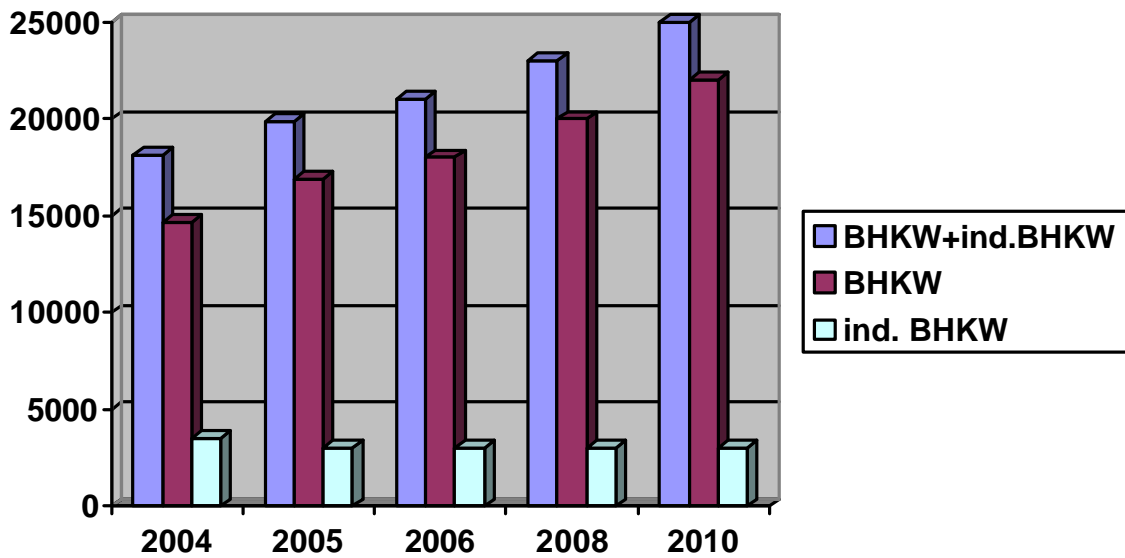
- Härtefallprüfung für stromintensive Großkunden

Sollten diese Zusatzkosten von 0,21 ct/kWh für industrielle Großkunden, bzw. stromintensive Betriebe zu einer zu starken Belastung führen, können flexible Lösungen ausgearbeitet werden. Voraussetzung für diese Bevorzugung ist jedoch eine transparente Vorgehensweise auf Basis von Verbraucherzahlen sowie entsprechenden Kostenbelastungen. Ohne Offenlegung des Energiebedarfs kann jedoch keine Sonderregelung für Großkunden erfolgen.

- Finanzierung der BHKW sowie industriellen BHKW.

Die Förderung der BHKWs muss aus umweltpolitischen Überlegungen weiterhin in Luxemburg erfolgen. Da die kombinierte Wärme- und Stromproduktion mittels BHKW eine hocheffiziente Technik mit großen Energieeinsparpotentialen darstellt, müssen neue Fördermethoden ausgearbeitet werden.

Der Wärmepreis darf nicht weiter über den Strompreis quersubventioniert werden. Daher müssen die Zusatzkosten für die Förderung der BHKWs teilweise oder ganz über den Umwelt- oder CO2-Fonds und nicht länger über den Kompensationsfonds finanziert werden.



Kosten für die Förderung der BHKW

Bei einem moderaten Ausbau der BHKWs über die nächsten Jahre, werden sich die Kosten zur Förderung der industriellen und nichtindustriellen BHKWs bis zum Jahre 2010 auf 25 Mio. Euro erhöhen.

Die Kosten müssen differenzierter umverteilt und je nach Größe des Wärmenetzes sowie der genutzten Primärenergie, unterschieden werden. Die Zusatzkosten sollten demnach teilweise oder ganz über den Umwelt- bzw. CO2-Fonds bezahlt werden. Nur der Stromanteil, der ausschließlich aus erneuerbarer Primärenergie stammt, wird noch über den Kompensationsfonds bezahlt. So können in Zukunft sämtliche auf Basis von Öl, bzw. Naturgas, betriebene BHKWs über diesen Umwelt- bzw. CO2-Fonds bezahlt werden.

2.5 Zur Rolle der Stadtwerke im liberalisierten Energiemarkt

Die EU-Richtlinie erwähnt explizit, dass es auf dem neu geschaffenen Energiemarkt eine Vielzahl von Akteuren geben soll, um einerseits ein Mehr an Angebot und Wettbewerb zu ermöglichen, aber auch um die (All-)Macht dominierender Konzerne einzuschränken. Eine wichtige Rolle kommt daher den von Kommunen betriebenen Strom- und Gasbetrieben zu.

Luxemburg kann auf eine lange Tradition von kommunalen Strom- und Gasbetrieben zurückblicken. Neben den beiden größten Luxemburger Gemeinden, der Stadt Luxemburg und der Stadt Esch, gibt es noch eine Reihe von anderen kommunalen Akteuren (Ettelbrück, Diekirch, Echternach, Steinfort, Vianden, Wormeldange). Auf dem Gebiet der Gemeinde Mersch gibt es mit der Familie Hoffmann auch einen kleinen privaten Strombetrieb.

Kommunale Betriebe sollten auch in Zukunft eine wichtige Rolle in der luxemburgischen Energieversorgung spielen. Sie bieten eine Reihe von Vorteilen:

- sie garantieren eine „*Service public*“ Herangehensweise, bei der eher das Allgemeininteresse im Vordergrund steht;
- die Koordinierung der Straßen-, bzw. unterirdischen Leitungsinfrastrukturen, bleibt in einer Hand, was besonders in den größeren Städten von Vorteil ist;
- sie bringen eine große BürgerInnennähe mit sich und könnten durch ein „*Multi-Service*“-Angebot (Strom, Gas, Wasser, Müll, Internet, usw.) eine bürokratische Vereinfachung für die Bürger darstellen.

Sie haben in der Vergangenheit z. B. im Bereich der Wärmekraftkopplung eine Vorreiterrolle erfüllt.

Kommunen sind optimale Netzbetreiber. Bei entsprechender Organisation können sie aber auch im wettbewerblichen Teil des Marktes (Einkauf und Verkauf) mitmischen und für ihre und andere Bürger und Unternehmen eine Alternative zu den Großen der Branche darstellen.

2.5.1 Möglichkeiten aus der EU-Richtlinie nutzen

Die kommunalen Betreiber müssen mit Ausnahme des „legal unbundling“ alle Bestandteile der Richtlinie erfüllen. Um auch kleineren Akteuren das Überleben im Strommarkt zu erlauben und insbesondere unnötige Kosten durch aufwendige Entflechtung bei kleinem Umsatz zu vermeiden, hat die Richtlinie unter dem Einfluss des Europäischen Parlamentes vorgesehen, dass alle Unternehmen mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden keine gesellschaftsrechtliche Trennung zwischen der Monopolaktivität „Netz“ und den wettbewerbsrechtlichen Aktivitäten Produktion/Einkauf/Vertrieb vornehmen müssen.

Diese mögliche „100.000 Kunden“ Ausnahme sollte unbedingt auch in Luxemburg im Gesetz zu Gunsten der kleinen Unternehmen festgeschrieben werden.

Auch mit dieser Bestimmung sind die Anforderungen an die Kommunen bereits groß genug (buchhalterisches unbundling, Unbundling der Informatik, Berechnung der Netznutzungsgebühren welche durch den ILR genehmigt werden müssen, Entwicklung einer Strategie für die kommerziellen Teile des Marktes, usw.).

Die Stadt Luxemburg (mit der Gründung des Luxembourg Energy Office - LEO) und die Stadt Esch (Gründung von Südstrom) haben sich in den letzten Jahren die notwendigen Strukturen

gegeben. Besonders bei den kleineren Gemeinden (Diekirch, Ettelbrück, Echternach, ...) gibt es jedoch noch größeren Handlungsbedarf.

2.5.2 Passivität des Innenministeriums beenden

Ein großes Problem für die kommunalen Betriebe in Luxemburg ist - seit der Umsetzung der ersten Direktive - die Haltung des "*ministère de tutelle*", das Innenministerium. Dies trifft sowohl für den vorherigen Minister Wolter, als auch für den jetzigen Minister Halsdorf zu. Das Innenministerium geht grundsätzlich vom Standpunkt aus, dass öffentlich-rechtliche Betriebe nicht mehr - oder nur noch als möglichst kleiner Minderheitsseigner - auf dem konkurrenzellen Strommarkt auftreten sollten. Diese Haltung misst der Rolle der historischen kommunalen Anbieter nicht die nötige Bedeutung bei.

Das Innenministerium muss dringlichst aufgerufen werden der Versuchung zu widerstehen die Liberalisierung des europäischen Strommarktes zu missbrauchen, um die öffentlich-rechtlichen Anbieter auszubooten. Vielmehr müsste das Innenministerium eine aktive Rolle übernehmen um den betroffenen Gemeinden zu helfen. Die Initiative einer Gesetzesvorlage zur Schaffung der Rechtsform des "*établissement public communal*" ist von Seiten des Innenministeriums seit langem überfällig. Des Weiteren muss das Innenministerium endlich jenen Gemeinden mit Rat und Tat zur Seite stehen die ihre Umstellung auf den liberalisierten Markt ohne Privatisierung bewerkstelligen möchten.

Ohne diese aktive Hilfestellung wird sich das Innenministerium dem berechtigten Vorwurf aussetzen, den Luxemburger Gemeinden im Wege gestanden zu haben. Es steht dem Innenministerium nicht zu den kommunalen Anbietern die politischen Entscheidungen abzunehmen. Die außergewöhnlichen Umstände der Liberalisierung bedingen eine außergewöhnliche Hilfestellung durch die zuständigen staatlichen Stellen, allen voran das Innenministerium.

2.5.3 Angepasste Lösungen für die einzelnen Gemeinden

Die einzelnen Gemeinden haben in den letzten Monaten eigene zum Teil recht kreative Modelle entwickelt. Das Modell der Stadt Esch – Konzessionsvergabe an eine 100% im Eigenbesitz der Gemeinde befindliche Sàrl. mit Garantie der Arbeitnehmerrechte - wird zurzeit von den Gewerkschaften bevorzugt, weil es eine nötige kommerzielle Flexibilität mit weiterentwickelten Arbeitnehmerrechten kombiniert. Nach seiner kontrovers diskutierten Gründung ist LEO in ruhigerem Fahrwasser angekommen. Vielleicht liegt die Zukunft in einer engeren Zusammenarbeit zwischen den kommunalen Trägern. So könnten Optimierungen beim Einkauf und bei verschiedenen Aufgaben im Betrieb sichergestellt werden.

ANNHÄNGE

Anhang 1: § 21b EnWG (D)

§ 21b EnWG (Deutschland)

Messeinrichtungen

(1) Der Einbau, der Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen sowie die Messung der gelieferten Energie sind Aufgabe des Betreibers von Energieversorgungsnetzen, soweit nicht eine anderweitige Vereinbarung nach Absatz 2 oder 3 getroffen worden ist.

(2) Der Einbau, der Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen kann auf Wunsch des betroffenen Anschlussnehmers von einem Dritten durchgeführt werden, sofern der einwandfreie und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechende Betrieb der Messeinrichtungen durch den Dritten gewährleistet ist und die Voraussetzungen nach Satz 5 Nr. 2 vorliegen. Der Netzbetreiber ist berechtigt, den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen durch einen Dritten abzulehnen, sofern die Voraussetzungen nach Satz 1 nicht vorliegen. Die Ablehnung ist in Textform zu begründen. Der Messstellenbetreiber hat einen Anspruch auf den Einbau einer in seinem Eigentum stehenden Messeinrichtung. Sie muss

1. den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen und
2. den von dem Netzbetreiber einheitlich für sein Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität genügen.

Die Mindestanforderungen des Netzbetreibers müssen sachlich gerechtfertigt und nicht diskriminierend sein. Der Messstellenbetreiber und der Netzbetreiber sind verpflichtet, zur Ausgestaltung ihrer rechtlichen Beziehungen einen Vertrag zu schließen. Bei einem Wechsel des Messstellenbetreibers sind der bisherige und der neue Messstellenbetreiber verpflichtet, die für einen effizienten Wechselprozess erforderlichen Verträge abzuschließen und die notwendigen Daten unverzüglich auszutauschen.

(3) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Voraussetzungen für den Einbau, die Wartung und den Betrieb von Messeinrichtungen sowie für die Messung durch einen Dritten zu regeln. Durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates kann die Bundesregierung auch bestimmen, dass die Messung von Energie auf Wunsch des betroffenen Anschlussnutzers von einem Dritten durchgeführt werden kann, sofern durch den Dritten die einwandfreie Messung und eine Weitergabe der Daten an alle berechtigten Netzbetreiber und Lieferanten, die eine fristgerechte und vollständige Abrechnung ermöglicht, gewährleistet ist; dabei sind in Bezug auf die Zulassung des Dritten zur Messung angemessene Übergangsfristen vorzusehen. In Rechtsverordnungen nach den Sätzen 1 und 2 können insbesondere

1. der Zeitpunkt der Übermittlung der Messdaten und die für die Übermittlung zu verwendenden Datenformate festgelegt werden,
2. die Vorgaben zur Dokumentation und Archivierung der relevanten Daten bestimmt werden,
3. die Haftung für Fehler bei Messung und Datenübermittlung geregelt werden,
4. die Vorgaben für den Wechsel des Messstellenbetreibers näher ausgestaltet werden,
5. das Vorgehen beim Ausfall des Messstellenbetreibers geregelt werden.

Anhang 2: § 42 EnWG (D)

§ 42 EnWG (Deutschland; ursprünglicher Entwurf)

Stromkennzeichnung, Transparenz der Stromrechnungen

(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, in oder als Anlage zu ihren Rechnungen an Letztverbraucher, Stromversorgungsangeboten an diese und Verträgen mit diesen sowie in auf den Verkauf von Elektrizität an diese gerichtetem Werbematerial, in Präsentationen im Internet und Geschäftsberichten anzugeben:

1. den Anteil der einzelnen Energieträger (Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Erneuerbare Energien und sonstige Energieträger) an dem Gesamtenergieträgermix, den der Lieferant im letzten oder vorletzten Jahr verwendet hat; spätestens ab 15. Dezember eines Jahres sind jeweils die Werte des vorangegangenen Kalenderjahres anzugeben; können Strommengen nicht eindeutig erzeugungsseitig einem dieser Energieträger zugeordnet werden, so sind für diese Strommengen die Energieträger als unbestimmt auszuweisen;
2. Informationen über die Umweltauswirkungen zumindest in Bezug auf CO₂-Emissionen (in Gramm je Kilowattstunde) und radioaktiven Abfall (in Milligramm je Kilowattstunde), die auf den in Nummer 1 genannten Gesamtenergieträgermix zur Stromerzeugung zurückzuführen sind;
3. den Anteil des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms an der gesamten Elektrizitätsbelieferung, die der Lieferant im letzten oder vorletzten Jahr verwendet hat; spätestens ab 15. Dezember eines Jahres sind jeweils die Werte des vorangegangenen Kalenderjahres anzugeben.

(2) Die Informationen zu Energieträgermix und Umweltauswirkungen sind mit den entsprechenden Durchschnittswerten der Stromerzeugung in Deutschland zu ergänzen.

(3) Sofern ein Energieversorgungsunternehmen im Rahmen des Verkaufs an Letztverbraucher eine Produktdifferenzierung mit unterschiedlichem Energieträgermix vornimmt, gelten für diese Produkte sowie für den verbleibenden Energieträgermix die Absätze 1 und 2 entsprechend. Die Verpflichtungen aus den Absätzen 1 und 2 bleiben davon unberührt.

(4) Bei Elektrizitätsmengen, die über eine Strombörse bezogen oder von einem Unternehmen mit Sitz außerhalb der Europäischen Union eingeführt werden, können die von der Strombörse oder von dem betreffenden Unternehmen für das Vorjahr vorgelegten Gesamtzahlen zugrunde gelegt werden. Liegen solche Gesamtzahlen nicht vor oder können Strommengen nicht eindeutig erzeugungsseitig einem der in Absatz 1 Nr. 1 genannten Energieträger zugeordnet werden, so sind für diese Strommengen die Energieträger als unbestimmt auszuweisen. Für die Information über die Umweltauswirkungen nach Absatz 1 Nr. 2 sind für Strom aus unbestimmten Energieträgern die Umweltauswirkungen des deutschen Stromerzeugungsmix im entsprechenden Jahr zugrunde zu legen.

(5) Erzeuger und Vorlieferanten von Elektrizität haben im Rahmen ihrer Lieferbeziehungen den nach Absatz 1 Verpflichteten auf Anforderung die Daten so zur Verfügung zu stellen, dass diese ihren Informationspflichten genügen können.

(6) Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, in ihren Rechnungen an Letztverbraucher das Entgelt für den Netzzugang sowie die Stromsteuer, die Umlagen nach

dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sowie die Konzessionsabgaben gesondert auszuweisen.

(7) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, Vorgaben zur einheitlichen Darstellung der Informationen nach den Absätzen 1 bis 6 sowie die Methoden zur Erhebung und Weitergabe von Daten zur Bereitstellung der Informationen nach den Absätzen 1 bis 6 festzulegen.

Anhang 3: § 17 Stromnetzzugangsverordnung (D)

§ 17 Stromnetzzugangsverordnung (Deutschland)

Veröffentlichungspflichten der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen

(1) Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, folgende netzrelevanten Daten unverzüglich und in geeigneter Weise, zumindest auf ihrer Internetseite, zu veröffentlichen und zwei Jahre verfügbar zu halten:

1. die Summe aller Stromabgaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen an Elektrizitätsverteilernetze und Letztverbraucher (vertikale Netzlast) stundenscharf in Megawattstunden pro Stunde,
2. die Jahreshöchstlast und den Lastverlauf als viertelstündige Leistungsmessung,
3. die Netzverluste,
4. den viertelstündigen Regelzonensaldo in Megawattstunden pro Viertelstunde sowie die tatsächlich abgerufene Minutenreserve,
5. die grenzüberschreitenden Lastflüsse zusammengefasst je Kuppelstelle inklusive einer Vorschau auf die Kapazitätsvergabe,
6. die marktrelevanten Ausfälle und Planungen für Revisionen der Übertragungsnetze,
7. die Mengen und Preise der Verlustenergie und
8. Daten zur vorgesehenen Einspeisung von Windenergie auf Grundlage der Prognosen, die auch die Betreiber von Übertragungsnetzen verwenden, und zur tatsächlichen Einspeisung anhand der Daten, die die Betreiber von Übertragungsnetzen untereinander verrechnen (in Megawattstunde pro Stunde).

(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, folgende netzrelevanten Daten unverzüglich in geeigneter Weise, zumindest im Internet, zu veröffentlichen:

1. die Jahreshöchstlast und den Lastverlauf als viertelstündige Leistungsmessung,
2. die Netzverluste,
3. die Summenlast der nicht leistungsgemessenen Kunden und die Summenlast der Netzverluste,
4. die Summenlast der Fahrplanprognosen für Lastprofilkunden und die Restlastkurve der Lastprofilkunden bei Anwendung des analytischen Verfahrens,
5. die Höchstentnahmelast und der Bezug aus der vorgelagerten Netzebene,
6. die Summe aller Einspeisungen pro Spannungsebene und im zeitlichen Verlauf und
7. die Mengen und Preise der Verlustenergie.

Anhang 4: § 18 Stromnetzzugangsverordnung (D)

§ 18 Stromnetzentgeltverordnung (Deutschland)

Entgelt für dezentrale Einspeisung

(1) Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt. Dieses Entgelt muss den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen. Das Entgelt nach Satz 1 wird nicht gewährt, wenn die Stromeinspeisung:

0. nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet wird oder
1. nach § 4 Abs. 3 Satz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vergütet wird und in dieser Vergütung vermiedene Netzentgelte enthalten sind.

Netzbetreiber sind den Betreibern dezentraler Erzeugungsanlagen gleichzustellen, sofern sie in ein vorgelagertes Netz einspeisen und dort Netzentgelte in weiter vorgelagerten Netzebenen vermeiden.

(2) Die dem Entgelt für dezentrale Einspeisung zugrunde liegenden vermiedenen gewälzten Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen werden für jede Netz- und Umspannebene einzeln ermittelt. Maßgeblich sind die tatsächliche Vermeidungsarbeit in Kilowattstunden, die tatsächliche Vermeidungsleistung in Kilowatt und die Netzentgelte der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene. Die Vermeidungsarbeit ist unter Berücksichtigung der Netzverluste der jeweiligen Netz- oder Umspannebene die Differenz zwischen der durch Letztverbraucher, Weiterverteiler und nachgelagerte Netz- oder Umspannebene entnommenen elektrischen Energie in Kilowattstunden und der aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene entnommenen elektrischen Energie in Kilowattstunden. Die Vermeidungsleistung ist die Differenz zwischen der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene und der Bezugslast aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene im Zeitpunkt der zeitgleichen Jahreshöchstlast in Kilowatt.

(3) Die Aufteilung der nach Absatz 2 ermittelten vermiedenen Kosten der jeweils vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen auf die einzelnen dezentralen Einspeisungen hat sachgerecht nach individueller Vermeidungsarbeit und Vermeidungsleistung zu erfolgen. Betreiber, die aus dezentralen Erzeugungsanlagen einspeisen, welche keinen überwiegenden Anteil an der Vermeidungsleistung haben, können zwischen einer Berechnung auf Basis ihrer tatsächlichen Vermeidungsleistung und einem alternativen Verfahren, welches ihre Vermeidungsleistung verstetigt, wählen. Bei dezentralen Einspeisungen ohne Lastgangmessung ist grundsätzlich nur die Vermeidungsarbeit zu berücksichtigen.

(4) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den an die Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen in Summe erstatteten Entgelten und den sich nach Absatz 2 rechnerisch ergebenden vermiedenen Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene zu ermitteln. Der Differenzbetrag ist zuzüglich einer angemessenen Verzinsung in der nächsten Kalkulationsperiode in Ansatz zu bringen.

Anhang 5: Anhang A der Binnenmarktrichtlinie 2003

Anhang A der Binnenmarktrichtlinie 2003:

Maßnahmen zum Schutz der Kunden

Unbeschadet der Verbraucherschutzvorschriften der Gemeinschaft, insbesondere der Richtlinien 97/7/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (1) und 93/13/EG des Rates (2) soll mit den in Artikel 3 genannten Maßnahmen sichergestellt werden, dass die Kunden

a) Anspruch auf einen Vertrag mit ihren Anbietern von Elektrizitätsdienstleistungen haben, in dem Folgendes festgelegt ist:

- Name und Anschrift des Anbieters,
- erbrachte Leistungen und angebotene Qualitätsstufen sowie Zeitpunkt für den Erstanschluss,
- falls angeboten, die Art der angebotenen Wartungsdienste,
- Art und Weise, wie aktuelle Informationen über alle geltenden Tarife und Wartungsentgelte erhältlich sind,
- Vertragsdauer, Bedingungen für eine Verlängerung und Beendigung der Leistungen und des Vertragsverhältnisses, Vorhandensein eines Rücktrittsrechts,
- etwaige Entschädigungs- und Erstattungsregelungen bei Nichteinhaltung der vertraglich vereinbarten Leistungsqualität und
- Vorgehen zur Einleitung von Streitbeilegungsverfahren gemäß Buchstabe f).

Die Bedingungen müssen gerecht und im Voraus bekannt sein. Diese Informationen müssen in jedem Fall vor Abschluss oder Bestätigung des Vertrags bereitgestellt werden. Auch bei Abschluss des Vertrags durch Vermittler müssen die oben genannten Informationen vor Vertragsabschluss bereitgestellt werden;

b) rechtzeitig über eine beabsichtigte Änderung der Vertragsbedingungen und dabei über ihr Rücktrittsrecht unterrichtet werden. Die Dienstleister teilen ihren Kunden direkt jede Gebührenerhöhung mit angemessener Frist mit, auf jeden Fall jedoch vor Ablauf der normalen Abrechnungsperiode, die auf die Gebührenerhöhung folgt. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass es den Kunden freisteht, den Vertrag zu lösen, wenn sie die neuen Bedingungen nicht akzeptieren, die ihnen ihr Elektrizitätsdienstleister mitgeteilt hat;

c) transparente Informationen über geltende Preise und Tarife sowie über die Standardbedingungen für den Zugang zu Elektrizitätsdienstleistungen und deren Inanspruchnahme erhalten;

d) über ein breites Spektrum an Zahlungsmodalitäten verfügen können. Die Unterschiede in den Vertragsbedingungen spiegeln die Kosten wider, die dem Lieferanten durch die unterschiedlichen Zahlungssysteme entstehen. Die allgemeinen Vertragsbedingungen müssen fair und transparent sein. Sie müssen klar und verständlich abgefasst sein. Die Kunden müssen gegen unfaire oder irreführende Verkaufsmethoden geschützt sein;

e) den Lieferanten ohne Berechnung von Gebühren wechseln können;

f) transparente, einfache und kostengünstige Verfahren zur Behandlung ihrer Beschwerden in Anspruch nehmen können. Diese Verfahren müssen eine gerechte und zügige Beilegung von Streitfällen ermöglichen und für berechtigte Fälle ein Erstattungs- und Entschädigungssystem

vorsehen. Sie sollten, soweit möglich, den in der Empfehlung 98/257/EG der Kommission (3) dargelegten Grundsätzen folgen;

g) beim Zugang zur Grundversorgung gemäß den von den Mitgliedstaaten nach Artikel 3 Absatz 3 erlassenen Bestimmungen über ihre Rechte in Bezug auf die Grundversorgung informiert werden.

Anhang 6: Offizielle Unterredungen mit den Akteuren

1. CEGEDEL
2. SOTEL
3. TWINERG
4. SEO

5. LUXGAZ
6. SUDGAZ
7. SOTEG

8. Stadtwerke Diekirch
9. Stadtwerke Luxembourg
10. Stadtwerke Esch/Alzette
11. Stadtwerke Ettelbrück

12. Chambre des Métiers
13. Fédération des Artisans
14. Chambre de Commerce
15. FEDIL

16. LCGB
17. OGBL
18. FNCTTFEL
19. FGFC

20. Energiepark Réiden
21. Eurosolar Luxembourg
22. Biogasvereinigung

23. Mouvement écologique
24. Klimabündnis Luxemburg
25. Greenpeace

26. OAI
27. ULC

28. ILR
29. Beamte des Energieministeriums

Anhang 7: Kioto-Berechnung (Territorial- vs Gesamtemissionsprinzip)

Vergleich der jährlichen CO₂-Emissionen, territorial und national:

- GuD Esch/Alzette
- PV Luxembourg
- Nahwärmenetz & BHKW Luxusburg

GuD Esch/Alzette

Vergleich der jährlichen CO₂-Emissionen, territorial und national

Elektrische Leistung BHKW: 4

		nationale Bilanz	territoriale Bilanz
Stromproduktion		2 500 000 000 kWh/a	2 500 000 000 kWh/a
Gasverbrauch		4 386 000 000 kWh/a	4 386 000 000 kWh/a
CO ₂ -Emissionsfaktor Erdgas-Lux		2,070 kg/Nm ³	2,070 kg/Nm ³
CO ₂ -Emissionsfaktor Strom-Lux		0,630 kg/kWh	0,000 kg/kWh
CO ₂ -Emissionen Gasverbrauch		907 902 t/a	907 902 t/a
CO ₂ -Emissionen äquivalente Stromprod.		-1 575 000 t/a	0 t/a
S CO₂-Emissionen		-667 098,0 t/a	907 902,0 t/a

PV Luxemburg

Vergleich der jährlichen CO₂-Emissionen, territorial und national

Elektrische Leistung BHKW: 4

		nationale Bilanz	territoriale Bilanz
Stromproduktion		3 200 kWh/a	3 200 kWh/a
CO ₂ -Emissionsfaktor Strom-Lux		0,630 kg/kWh	0,000 kg/kWh
CO ₂ -Emissionen äquivalente Stromproduktion		2,0 t/a	0,0 t/a
S CO₂-Emissionen		2,0 t/a	0,0 t/a

Nahwärmenetz & BHKW Luxemburg

Vergleich der jährlichen CO₂-Emissionen, territorial und national

elektrische Leistung BHKW ca. 1400 kW

thermische Leistung BHKW ca. 1500 kW

elektrische Gesamtleistung der Nahwärmeinsel ca. 5000 kW

		nationale Bilanz	territoriale Bilanz
BHKW-Variante	Jahresnutzwärmebezug, Verbraucher am Netz	6 434 347 kWh/a	6 434 347 kWh/a
	Netzverluste	611 263 kWh/a	611 263 kWh/a
	Gesamtwärmeproduktion	7 045 610 kWh/a	7 045 610 kWh/a
	BHKW-Anteil %	61%	61%
	BHKW-Anteil, kWh/a	4 297 822 kWh/a	4 297 822 kWh/a
	thermischer Wirkungsgrad BHKW	45,1%	45,1%
	elektrischer Wirkungsgrad BHKW	41,3%	41,3%
	Gasverbrauch BHKW	952 954 Nm ³ /a	952 954 Nm ³ /a
	Stromproduktion BHKW	3 935 700 kWh/a	3 935 700 kWh/a
	Wärmeproduktion Spitzenkessel	2 747 788 kWh/a	2 747 788 kWh/a
	Nutzungsgrad Kessel	88%	88%
	Gasverbrauch Kessel	312 249 Nm ³ /a	312 249 Nm ³ /a
	CO ₂ -Emissionsfaktor Erdgas-Lux	2,070 kg/Nm ³	2,070 kg/Nm ³
	CO ₂ -Emissionsfaktor Strom-Lux	0,630 kg/kWh	0,630 kg/kWh
	CO ₂ -Emissionen Gasverbrauch Kessel	646 t/a	646 t/a
CO ₂ -Emissionen Gasverbrauch BHKW	1 973 t/a	1 973 t/a	
S CO₂-Emissionen	2 619 t/a	2 619 t/a	
Klassische Referenzvariante	Jahresnutzwärmebezug, Verbraucher am Netz	6 434 347 kWh/a	6 434 347 kWh/a
	Netzverluste	0 kWh/a	0 kWh/a
	Gesamtwärmeproduktion	6 434 347 kWh/a	6 434 347 kWh/a
	Wärmeproduktion dezentrale Kessel	6 434 347 kWh/a	6 434 347 kWh/a
	Nutzungsgrad Kessel	88%	88%
	Gasverbrauch Kessel	731 176 m ³ /a	731 176 m ³ /a

	CO ₂ -Emissionsfaktor Erdgas-Lux	2,070 kg/Nm ³	2,070 kg/Nm ³
	CO ₂ -Emissionsfaktor Strom-Lux	0,630 kg/kWh	0,000 kg/kWh
	CO ₂ -Emissionen Gasverbrauch Kessel	1 514 t/a	1 514 t/a
	CO ₂ -Emissionen äquivalente Stromproduktion BHKW	2 479 t/a	0 t/a
	S CO₂-Emissionen	3 993 t/a	1 514 t/a
	CO₂-Einsparung	-6 612 t/a	1 105 t/a
	CO₂-Einsparung	-34%	73%

Anhang 8: Dokumente der FEDIL zum 20kV Netz

Comparaisons de tarifs réseau pour le cas d'un consommateur « moyenne tension » : l'entreprise LuxPET. La conclusion est que la tarification actuelle au Luxembourg pénalise fortement les utilisateurs avec un bon profil et qu'elle est, pour ces bons consommateurs, entre 28 % (RWE W-W-E) et 54 % (EDF) plus cher que dans les pays voisins.

Cegedel



Tarif d'accès aux réseaux

1. L'ouverture du marché
2. Dispositions générales de raccordement
3. Le raccordement aux réseaux moyenne tension
4. Le raccordement aux réseaux basse tension
5. Les contrats
6. Tarifs d'utilisation des réseaux gérés par Cegedel Net S.A.
7. Autres charges
8. L'équilibre
9. Tarifs pour l'énergie d'équilibre
10. L'échange transfrontalier

[Dépannage installations privées](#) | [Plans d'accès à nos centres](#) | [Sitemap](#) | [Contactez-nous](#)
Particuliers | **Professionnels** | **Entreprises** | **Cegedel Net S.A.** | **Cegedel**

6. Tarifs d'utilisation des réseaux gérés par Cegedel Net S.A.

Les tarifs pour l'utilisation des réseaux gérés par Cegedel Net S.A. sont approuvés annuellement par le ministre, après avis du régulateur.

Comme rémunération pour l'utilisation des réseaux, Cegedel Net S.A. a défini la structure et les modalités suivantes :

6.1. Rémunération de base

La rémunération de base comprend les éléments suivants :

- l'utilisation des infrastructures
- la mise en oeuvre des services dits système :
 - maintien de la fréquence
 - maintien de la tension
 - conduite des réseaux par le gestionnaire
 - rétablissement de l'alimentation en cas de coupure
- la compensation des pertes d'énergie active

Les rémunérations varient encore en fonction de la durée d'utilisation annuelle.

Tarifs pour l'utilisation des réseaux gérés par Cegedel Net S.A. en 2005

Niveau de tension	Utilisation < 3 000 h		Utilisation > 3 000 h	
	Prix €/kW	Prix puissance ct/kWh	Prix €/kW	Prix énergie ct/kWh
Clients finaux 220 kV	30,34	3,03	0,46	10,31
Clients distributeurs 65 kV	59,35			
Clients finaux 65 kV	5,94	0,89	20,18	0,41
Clients distributeurs 20 kV	159,68			
Clients finaux 20kV	14,64	2,20	49,79	1,02



Preisblatt 1

Preise für Netznutzung (Jahresleistungspreissystem)

Entnahmestelle im	Jahresbenutzungsdauer			
	< 2500 h/a		≥ 2500 h/a	
	Leistungs-preis EUR/kWa	Arbeits-preis ct/kWh	Leistungs-preis EUR/kWa	Arbeits-preis ct/kWh
Hochspannungsnetz	6,07	1,49	36,07	0,29
einschl. Umspannung	14,52	1,49	44,52	0,29
Mittelspannungsnetz	10,43	2,52	60,93	0,50
einschl. Umspannung	25,88	2,52	76,38	0,50
Niederspannungsnetz	14,25	3,84	84,25	1,04

Preise zzgl. Mehrkosten gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-Aufschlag) sowie Umsatzsteuer und jeweiliger Konzessionsabgabe. Ausführliche Informationen zur Höhe des KWK-Aufschlages finden Sie unter Punkt 7 im folgenden Leitfaden:

- Leitfaden für die Ermittlung des Netznutzungspreises

01. Januar 2005, © RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz



Preisblatt 1

Preise für Netznutzung (Jahresleistungspreissystem)

Entnahmestelle im	Jahresbenutzungsdauer			
	< 2500 h/a		≥ 2500 h/a	
	Leistungs-preis EUR/kWa	Arbeits-preis ct/kWh	Leistungs-preis EUR/kWa	Arbeits-preis ct/kWh
Hochspannungsnetz	6,21	1,46	35,46	0,29
einschl. Umspannung	17,73	1,46	46,98	0,29
Mittelspannungsnetz	10,25	2,43	58,75	0,49
einschl. Umspannung	28,14	2,43	76,64	0,49
Niederspannungsnetz	13,14	3,48	76,39	0,95

Preise zzgl. Mehrkosten gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-Aufschlag) sowie Umsatzsteuer und jeweiliger Konzessionsabgabe. Ausführliche Informationen zur Höhe des KWK-Aufschlages finden Sie unter Punkt 7 im folgenden Leitfaden:

- Leitfaden für die Ermittlung des Netznutzungspreises

01. Januar 2005, © RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz

Comparaison de prix pour l'utilisation du réseau électrique

Prévisions LuxPET

pour 2005
4.300
31.500.000
7.326

Mise à jour avec tarifs 2005

Puissance maximale (kW)
Energie (kWh)
Durée d'utilisation (h)

Coût d'utilisation réseau 20 kV

Tarifs Cegedel 20 kV	Coût annuel (EURO)
49,79	214.097,00
0,01020	321.300,00
	535.397,00
	0,01700

prix puissance (EUR/kW)
Prix énergie (Euro/kWh)
Coût total annuel (Euro)
prix moyen (Euro / kWh)

Tarifs RWE Rhein/Ruhr	Coût annuel (EURO) sur base des tarifs de RWE
58,75	252.625,00
0,00490	154.350,00
	406.975,00
	0,01292

Tarifs RWE Westfalen/Weser/Erms	Coût annuel (EURO) sur base des tarifs de RWE
60,93	261.999,00
0,00500	157.500,00
	419.499,00
	0,01332

Tarifs EDF

Coût annuel (€)

$$a1 + a2 \cdot P_{\text{souscrite}} + b \cdot t \cdot P_{\text{souscrite}}$$
$$t = E_{\text{soutrée}} / (8760 \times P_{\text{souscrite}})$$

$$a1 = 810$$
$$a2 = 11,63$$
$$b = 76,12$$
$$c = 0,566$$

Pour LuxPET

$$346.627 \text{ €/an}$$
$$\boxed{0,01100} \text{ €/kWh}$$

Source : http://www.grd.edf.fr/sge/application?pageid=spp_contenu&rubid=18&urlContenu=Nouveaux_contenus/OetSClientsTarifs.htm&service=DC.TM
http://www.grd.edf.fr/sge/viewDocument?contentId=Commun/Documents/tarifs_d_utilisation.pdf

Comparaison de prix pour l'utilisation du réseau électrique

SIMULATION AVEC MAUVAIS PROFIL

Mise à jour avec tarifs 2005

Puissance maximale (kW)	4.300
Energie (kWh)	10.000.000
Durée d'utilisation (h)	2.326

Puissance maximale (kW)
Energie (kWh)
Durée d'utilisation (h)

Coût d'utilisation réseau 20 kV

Tarifs Cegedel	Coût annuel (EURO)
14,64	62.952,00
0,02200	220.000,00
	282.952,00
	0,02830

prix puissance (EUR/KW)
Prix énergie (Euro/KWh)
Coût total annuel (Euro)
prix moyen (Euro / kWh)

Tarifs RWE Rhein/Ruhr	Coût annuel (EURO) sur base des tarifs de RWE
10,25	44.075,00
0,02430	243.000,00
	287.075,00
	0,02871

Tarifs RWE Westfalen/Weser/Ems	Coût annuel (EURO) sur base des tarifs de RWE
10,43	44.849,00
0,02520	252.000,00
	296.849,00
	0,02968

Anhang 9: Positionspapier von FGFC, LCGB und OGB-L



Luxembourg, le 26 mai 2005

Monsieur Claude TURMES
Représentant luxembourgeois au
Parlement Européen
c/o Dei GRENG
25, rue Notre Dame
L-2240 Luxembourg

Concerne : Rapport sur la libéralisation du marché luxembourgeois de l'énergie.

Monsieur Turmes,

Les organisations syndicales **FGFC**, Fédération Générale de la Fonction Communale; **LCGB**, Lëtzebuenger Chrëschtliche Gewerkschafts-Bond et **OGB•L**, Onofhängege Gewerkschaftsbond Lëtzebuerg, soucieux de protéger tant les intérêts spécifiques de leurs membres que ceux ordinaires et quotidiens des citoyens dans le processus de libéralisation des marchés de l'énergie dans l'union européenne, se réjouissent de pouvoir répondre à votre appel du 9 mars de cette année et de vous soumettre la position commune qu'elles ont adoptée. Cette position se décline en quatre chapitres, à savoir :

I) Les aspects généraux

- a) La représentation de l'Etat dans toutes les sociétés d'énergie doit être consolidée à perpétuité afin de garantir les intérêts vitaux du pays
- b) L'alimentation du pays dans les diverses fournitures en énergie devra être assurée en toutes circonstances et à des prix compétitifs
- c) Le service universel de fourniture d'énergie devra être garanti – ce service devra par surcroît offrir la meilleure relation prix/qualité possible, mettre en œuvre les technologies les plus récentes et afficher une totale transparence
- d) Afin de répondre à la notion du développement durable, les producteurs et fournisseurs d'énergie devront s'investir largement dans les énergies renouvelables.

II) Les défis communs aux secteurs public et privé de l'énergie

- a) Préserver les emplois et les droits acquis des salariés actuellement occupés dans les secteurs de l'énergie
- b) Accorder aux futurs salariés de ces secteurs les mêmes statuts, conditions de travail et conditions de rémunération, que ceux dont profitent les travailleurs actuellement en place.

III) Les revendications spécifiques pour le secteur privé

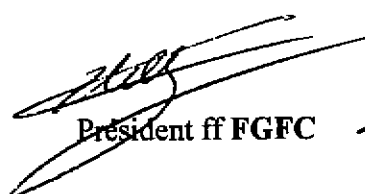
- a) Afin de maintenir et de garantir les acquis sociaux des salariés des sociétés du secteur de l'énergie aux niveaux actuels, négocier une ou des conventions collectives d'obligation générale englobant les secteurs suivants :
- production d'énergie
 - fourniture et distribution d'électricité
 - fourniture et distribution de gaz

IV) Les revendications spécifiques pour le secteur public

- a) D'une façon générale : définir clairement les droits de propriété des réseaux et veiller à ce que ces réseaux soient gardés dans la main publique
- b) Positionner les collectivités locales dans une situation leur permettant de conclure les marchés et d'exécuter leurs obligations à pied d'égalité avec les sociétés privées. Pour y aboutir, il est fait appel au législateur d'engager sa responsabilité. Une opportunité pour ouvrir le carcan parfois trop rigide dans lequel doivent agir les communes pourrait, par exemple, offrir la loi sur l'énergie qui devrait être adoptée prochainement
- c) Conservation du statut des fonctionnaires communaux, respectivement des contrats collectifs des ouvriers de l'Etat et des communes pour les actuels et futurs salariés des services d'énergie des collectivités locales.

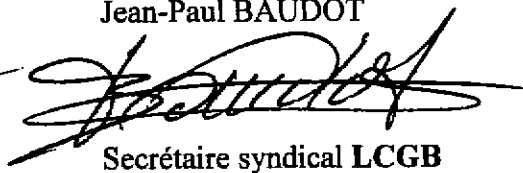
Tout en vous remerciant de votre offre de collaboration et en espérant que les considérations ci-dessus pourront être pour vous d'un intérêt réel dans la rédaction de votre rapport sur la libéralisation du marché luxembourgeois de l'énergie, nous vous prions, Monsieur Turmes, de recevoir l'expression de nos sentiments distingués.

Camille SCHILTZ



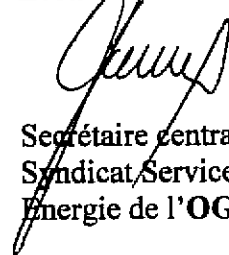
Président ff FGFC

Jean-Paul BAUDOT



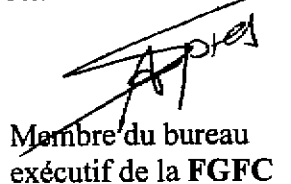
Secrétaire syndical LCGB

Léon JENAL



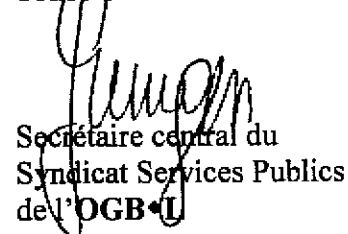
Secrétaire central du
Syndicat Services et
Energie de l'OGB•L

Alain SPIES



Membre du bureau
exécutif de la FGFC

Tom JUNGEN



Secrétaire central du
Syndicat Services Publics
de l'OGB•L

Anhang 10: Positionspapier der CEGEDEL

COMMENTAIRES CONCERNANT LA TRANSPOSITION DE LA DIRECTIVE ELECTRICITE 2003/54/CE

POINTS IMPORTANTS A CONSIDERER

Remarque préliminaire : RESPECTER L'ESPRIT DE LA DIRECTIVE

Cegedel voudrait d'emblée souligner un aspect très important en relation avec la transposition de la directive : en effet il faut être clair et net sur une chose, à savoir que la libéralisation ne concerne que la fourniture et la production d'électricité, et pas le transport ni la distribution.

De fait, il s'agit d'avoir une mise en concurrence entre les producteurs et les fournisseurs d'électricité et non entre les réseaux.

Un réseau unique par zone permet d'éviter une multiplication inutile de lignes et de protéger l'environnement, ainsi que de rationaliser les coûts de construction et d'entretien des lignes.

Cet aspect est à considérer dans le contexte très particulier du Luxembourg caractérisé par une superposition géographique partielle des réseaux de Cegedel et de Sotel : il faut absolument éviter une concurrence entre réseaux, et il est clair aussi que les obligations de service public, dont question ci-après, ne peuvent être assurés que par une définition claire d'un et un seul gestionnaire de réseau de transport, la Cegedel. C'est ce gestionnaire qui doit avoir les obligations et les droits découlant de la mission de service public.

Les obligations ne peuvent, pour des raisons évidentes, être confiées qu'à un seul acteur par zone géographique (exception faite pour distributeurs locaux). En revanche, les droits doivent être accordés exclusivement au même acteur.

Par ailleurs Cegedel tient à faire les remarques ci-après concernant les différents aspects abordés dans la directive européenne :

I. Obligations de service public et concessions

1) Une première observation découle directement de la remarque essentielle qui a été faite ci-dessus.

L'octroi de concessions, à l'époque pour la distribution d'électricité, étant un mécanisme ayant fait ses preuves durant des décennies, et pour garder une continuité avec le passé, il faudrait absolument reprendre ce mécanisme pour les gestionnaires de réseau, qui, de toute façon, ne sont pas concernés par la concurrence, mais dont le statut de neutralité doit être sauvegardé dans le marché concurrentiel entre fournisseurs, producteurs et intermédiaires.

En outre, le procédé des concessions permet de préciser facilement et plus finement les modalités d'obligations de service public ou universel, ainsi que les modalités des droits corrélatifs pour les gestionnaires de réseau (droits dont il sera question au point 6) ci-après de la présente note).

2) Pour ce qui est de l'institution du Commissaire de Gouvernement à l'Energie, cette institution devrait être maintenue pour, comme par le passé, surveiller le respect des concessions.

3) Un point très important, pour éviter une situation de vide juridique, ici extrêmement préjudiciable à l'intérêt général, est de maintenir, après la mise en vigueur de la loi de transposition de la directive, les concessions existantes jusqu'à l'octroi de nouvelles concessions selon la nouvelle législation.

4) Pour des raisons de clarté juridique, l'APL doit reprendre explicitement toutes les obligations de service public, qui rappelons-le sont la base (du moins historique) de toute organisation électrique.

Egalement pour des raisons de clarté juridique, l'APL doit reprendre explicitement toutes les obligations de service universel.

Les modalités pratiques des obligations de service public ou universel seront à préciser par des règlements grand-ducaux, qui sont un procédé plus souple pour suivre les évolutions possibles.

D'autre part dans un marché non libéralisé, l'égalité de traitement ne visait que des consommateurs.

Vu la libéralisation, notamment au niveau de la fourniture, et l'indépendance des gestionnaires de réseau, pour le principe d'égalité de traitement, il faut aujourd'hui distinguer ou considérer plusieurs cas:

1. utilisateurs des réseaux et consommateurs;
2. utilisateurs des réseaux de transport et utilisateurs des réseaux de distribution, car l'exigence d'égalité de traitement est plus évidente pour les utilisateurs de réseau de distribution;
3. dans les consommateurs, il faut distinguer entre les consommateurs résidentiels et les autres consommateurs – De fait, les consommateurs résidentiels ont une marge de négociation beaucoup plus théorique que réelle comparée à celle des autres consommateurs.

Le principe d'égalité de traitement pour les utilisateurs de réseaux, du moins de réseaux de distribution, est en fait celui qui était attribué dans le passé aux consommateurs. Ce principe en matière électrique peut se définir de la façon suivante:

"Obtenir les mêmes conditions et prix que les autres utilisateurs du réseau se trouvant dans les mêmes conditions de puissance, d'utilisation et de raccordement" (ce principe provient partiellement de l'article 17, 7. de la convention de concession du 11 novembre 1927).

Quant au principe d'égalité de traitement pour les consommateurs résidentiels, il devrait être le même que ci-dessus:

"Obtenir les mêmes conditions et prix de fourniture que les autres consommateurs se trouvant dans les mêmes conditions de fourniture" (ce principe provient partiellement de l'article 17, 7. de la convention de concession précitée).

Faire une distinction plus fine éventuellement entre les consommateurs résidentiels, est une question politique et non juridique.

Enfin, comme par le passé il faut faire peser dans le chef des gestionnaires de réseaux en tant qu'obligation du service public, une obligation de raccordement pour tout client final (ce principe provient partiellement de l'article 17, 1^{er} paragraphe de la convention de concession déjà citée).

5) Dans l'intérêt des services public et universel, pour la bonne marche ou l'amélioration du réseau, les gestionnaires de réseau doivent avoir la possibilité de reprendre contre indemnités des installations de production ou des ouvrages électriques de raccordement directs ou dits en boucle de clients finals.

6) Parallèlement aux obligations de service public ou universel, il faut des droits dans le chef des entreprises d'électricité pour pouvoir exécuter ces obligations: ces droits concernent l'usage des domaines public et privé de l'Etat et des communes, et celui de l'usage des propriétés privées pour la réalisation des ouvrages électriques.

Toute personne s'étant penchée sur la problématique du service public ou universel sait par expérience que ces droits doivent être coercitifs (droit d'obtenir des servitudes administratives et droit d'expropriation), pour aller au-delà des intérêts individuels et satisfaire le bien commun.

Ces droits ne doivent jamais être négligés sous peine de paralyser le service public ou universel (en fait, il y aurait paralysie dans la construction des lignes et l'entretien du réseau, soit en définitive, la paralysie de tout le fonctionnement du système).

7) Conformément à l'article 3, point 3, de la directive, il faut prévoir un fournisseur de dernier recours en cas d'incapacité de fournir par un ou plusieurs fournisseurs: Cegedel S.A. étant le fournisseur principal du pays, il serait logique qu'elle tienne ce rôle.

8) Dans l'intérêt des consommateurs, il serait aussi utile de prévoir un fournisseur par défaut pour le cas de consommateurs qui n'ont pas ou pas encore choisi de fournisseur. Pour une plus grande facilité et cohérence, ce fournisseur devrait être le fournisseur principal (historique) de la zone dont relève le lieu de consommation pour lequel le consommateur n'a pas ou pas encore choisi de fournisseur.

9) Une des exigences de l'article 3, 5. de la directive, est de veiller "... à garantir une protection adéquate aux consommateurs vulnérables, y compris par des mesures destinées à les aider à éviter une interruption de la fourniture d'énergie...".

Cette exigence doit être précisée en étroite collaboration avec les gestionnaires de réseau (ce sont eux qui doivent dans les faits réaliser la coupure) et les fournisseurs, pour ne pas tomber dans des procédures irréalistes ou irréalisables, manquant en outre le but de cette

exigence qui est de donner une chance au consommateur vulnérable défaillant tout en conservant les droits légitimes des fournisseurs et/ou gestionnaires de réseau à être payés.

10) Pour le financement des obligations de service public et le fonds de compensation, l'APL devrait prévoir explicitement quatre éléments pour être à l'abri de tout reproche juridique et de légalité:

- 1) Le fondement légal du Fonds de compensation en lui-même, et sa qualité de bénéficiaire des contributions,
- 2) La qualité de débiteur des consommateurs finals,
- 3) La qualité de collecteur des entreprises d'électricité qui sont chargées de collecter les contributions ou redevances pour le compte du Fonds de compensation,
- 4) Le fondement et la procédure de perception avec une précision explicite quant à la légalité pour les entreprises d'électricité chargées de récupérer les contributions ou redevances, d'avoir recours aux procédures de recouvrement en justice et au droit de coupure: cette précision légale est indispensable, car la contribution ne fait évidemment pas partie de la créance de l'entreprise en tant que telle.

II. Règles concernant l'exploitation des réseaux de transport et de distribution

11) Pour les prescriptions techniques, il faut faire une référence aux normes allemandes (pour tenir compte du passé), ainsi qu'une référence aux normes européennes (pour tenir compte du présent et de l'avenir).

12) Etant donné que la directive permet de conserver la propriété d'un réseau de transport ou de distribution, il faut prévoir un mécanisme de désignation des gestionnaires de réseau de transport et de distribution par les propriétaires.

13) Dans l'intérêt de tous les acteurs du marché (consommateurs, fournisseurs,...), en ce qui concerne les fournisseurs, afin de garantir la libre concurrence et la transparence du marché tout en empêchant des acteurs non fiables d'y pénétrer, un système de déclaration devrait être institué.

14) Au niveau de la procédure d'autorisation des tarifs d'utilisation des réseaux, il faut absolument éviter que le régulateur ne puisse décider seul de la méthodologie à appliquer pour le calcul des péages. Ainsi, l'introduction d'une régulation incitative (Anreizregulierung), qui vise à réduire le niveau des péages par un abaissement de la rémunération des capitaux propres – sur simple décision administrative – sera préjudiciable aux actionnaires de Cegedel; car l'attrait que présente aujourd'hui l'action de Cegedel serait anéanti par la baisse consécutive du cours de l'action et du dividende.

Aussi faudrait-il éviter que les péages tombent à des niveaux tellement bas qu'ils ne permettraient plus de maintenir la capacité d'investissement et d'entretien actuelle, ce qui irait à long terme au détriment de la qualité technique de notre réseau et de notre capacité de garantir la sécurité d'approvisionnement du Luxembourg.

Eu égard à l'importance déterminante de la régulation sur les résultats de l'entreprise propriétaire du réseau, il faudrait que le pouvoir législatif soit préalablement consulté avant l'introduction d'une régulation incitative. Aussi faudrait-il que cette dernière soit coordonnée et mise en œuvre en étroite consultation avec les entreprises d'électricité concernées.

15) L'APL devrait fournir la base légale pour régler la prise en charge des coûts de génie civil lors de la mise en souterrain du réseau (basse tension et moyenne tension). Il en est de même pour le renouvellement du réseau.

16) Autre conséquence de la remarque essentielle faite au tout début de la présente note: le concessionnaire général devrait avoir un droit préférentiel en ce qui concerne le développement de nouvelles interconnexions. Seulement dans le cas où le concessionnaire

général renoncerait à ce droit, un réseau tiers ou un client éligible devrait pouvoir développer son propre projet d'interconnexion.

Lors de discussions dans le contexte du projet de construction d'une ligne électrique vers Moulaine par Sotel, il est apparu que la restriction actuelle du droit de construction de lignes directes (article 19 de la loi modifiée du 24 juillet 2000) est essentielle pour la sauvegarde d'une des principale missions de Cegedel, à savoir de mettre à disposition du plus grand nombre une énergie électrique fiable et à un prix abordable.

En effet, si le droit de construire une ligne directe n'était plus limité aux seuls cas où un gestionnaire de réseau ne peut donner suite à une demande d'un client si le gestionnaire ne dispose pas de capacités de transport suffisantes, tous les clients de Cegedel qui sont situés à proximité du réseau de Sotel demanderaient d'être raccordés à ce réseau. Ces clients ne contribueraient plus aux péages du réseau de Cegedel. Ce qui aura comme conséquence que pour tous les autres clients de Cegedel les péages se renchériraient, tout en augmentant encore l'attrait pour d'autres clients de changer de réseau.

En fin de compte une telle hypothèse aurait comme conséquence de privilégier quelques grands consommateurs d'électricité au détriment de tous les autres consommateurs et notamment des PME qui constituent – ne l'oublions pas – l'épine dorsale de notre économie.

17) Cegedel cherche à réduire ses frais de fonctionnement entre autres par une simplification de ses procédures (p. ex. branchements) et de ses tarifs (abandon du concept des « maisons isolées »). Jusqu'à présent, ces éléments étaient soit réglés par la convention de concession et ses nombreux avenants, soit par l'accord tarifaire conclu entre le Gouvernement et Cegedel.

Il serait par conséquent souhaitable qu'un nouveau régime – qui pourrait p. ex. se baser sur une simple contribution forfaitaire du client aux frais de branchement (Baukostenzuschuss) – puisse avoir une base légale au niveau du nouveau APL.

18) De nombreuses procédures relatives au déroulement de certaines transactions utilisées pour rendre possible le changement de fournisseur ont été développées par les entreprises d'électricité elles-mêmes (périmètres d'équilibre, programmation des nominations, échanges des données, facturation de l'énergie d'ajustement, etc.). Il serait imprudent de vouloir codifier et pire encore de vouloir remplacer ces procédures par des textes réglementaires. Le progrès technique est bien souvent plus rapide que la loi.

19) La séparation légale de Cegedel en deux entités juridiques distinctes n'était pas sans peine. Considérant la faible taille de notre entreprise, surtout par comparaison à nos concurrents étrangers, nous ne sommes pas en faveur d'une libéralisation supplémentaire qui pourrait p.ex. consister dans la libéralisation du comptage.

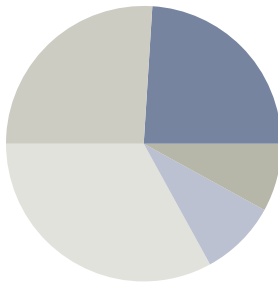
Anhang 11: Hauptaktionariat und Beteiligungen der CEGEDEL



L'actionariat

Au 31 décembre 2004, le capital social de Cegedel s'élevait à 134.500.000 EUR, tandis que l'actionariat se répartissait comme suit:

Les actions de Cegedel sont cotées en Bourse de Luxembourg et en Bourse de Bruxelles.



- Petits porteurs et investisseurs institutionnels (20 %)
- Electrabel S.A. (8 %)
- SNCI, Société nationale de Crédit et d'Investissement (9 %)
- Etat luxembourgeois (33 %)
- Luxempart-Energie S.A. (30 %)

Distributions locales

Cegedel couvre les besoins du réseau public luxembourgeois, soit directement, soit par l'intermédiaire

de huit distributeurs-revendeurs locaux, publics ou privés.

Distributions communales	Distributions privées
Diekirch	Mersch
Echternach	
Esch-sur-Alzette	
Ettelbruck	
Luxembourg	
Steinfort	
Vianden	

Cegedel

100 %
Cegedel Net

Gestionnaire des réseaux de Cegedel S.A.

Twinerger S.A.
17,5 %

Réalisation et exploitation d'une centrale TGV (Turbine-Gaz-Vapeur) à Esch-sur-Alzette.

SEO S.A.
4,5 %

Production d'énergie électrique au Grand-Duché de Luxembourg.

Soteg S.A.
19,0 %

Importation et transport de gaz naturel au Grand-Duché de Luxembourg.

Luxgaz Distribution S.A.
13,7 %

Réalisation et exploitation de réseaux de distribution de gaz naturel.

Cegecom S.A.
100 %

Activité dans les domaines des communications, des télécommunications et de la télédistribution.

Global Facilities S.A.
33,3 %

A pour objet toute activité de facility management.

Ceduco S.A.
50,0 %

Réalisation et exploitation d'une centrale de cogénération électricité-vapeur sur le site de DuPont de Nemours Luxembourg à Contern.

100 %
Cegedel Participations

Cegyco S.A.
50,0 %

Réalisation et exploitation d'une centrale de cogénération électricité-vapeur sur le site de Goodyear à Colmar-Berg.

LuxEnergie S.A.
60,4 %

Réalisation et exploitation d'installations dans les domaines du chauffage, du froid et de la cogénération (électricité-chaleur).

Surré S.A.
11,2 %

Réalisation et exploitation de centrales de cogénération électricité-chaleur à Esch-sur-Alzette.

Agence de l'Energie S.A.
40,0 %

Etudes et promotion dans le domaine de l'utilisation rationnelle des ressources et mise en valeur des sources d'énergies nouvelles et renouvelables.

Wandpark Gemeng Hengischt S.A.
20,0 %

Réalisation et exploitation d'un parc éolien sur le territoire de la commune de Heinerscheid.

Wandpark Kehmen - Heischent S.A.
20,0 %

Réalisation et exploitation d'installations éoliennes sur le territoire des communes de Bourscheid et de Heiderscheid.

Wandpark Burer Bierg S.A.
36,3 %

Réalisation et exploitation d'installations éoliennes sur le territoire de la commune de Mompach.

Soler S.A.
50,0 %

Etude et réalisation d'installations de production d'énergie électrique sur base de sources d'énergies renouvelables, exploitation économique et utilisation de ces installations, notamment par l'achat et la vente d'énergie électrique.

100 %
Cegedel International

Wuppertaler Stadtwerke AG (WSW)
6,4 % *

Société de distribution d'électricité, de gaz naturel, de chaleur et d'eau.
* participation qui atteindra à terme 13,3 %

EEX
1,0 %

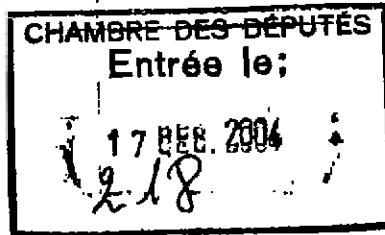
Bourse européenne d'électricité de Leipzig.

100 %
Watt Re S.A.

Société captive de réassurance, dont l'objet est de couvrir la maison mère contre des risques importants, notamment ceux relatifs aux dégâts occasionnés au réseau de transport et de distribution d'électricité.

Anhang 12: Parlamentarische Anfragen von Henri Kox

- N° 218 du 17 décembre 2004, sur la cogénération industrielle
- N° 277 du 1^{er} février 2005, sur le Fonds de compensation
- N° 364 du 17 mars 2005, sur le Fonds de compensation



Luxembourg, le 17 décembre 2004

Monsieur Lucien Weiler
Président de la Chambre des
Députés
Luxembourg

Monsieur le Président,

Conformément à l'article 75 de notre règlement, je souhaite poser une question parlementaire écrite au sujet de la cogénération industrielle à Monsieur le Ministre ayant dans ces attributions l'Energie.

Le chapitre « Energie » du Rapport d'activité 2003 du Ministère de l'Economie mentionne en sa page 180 que la cogénération industrielle ne tombe pas sous le « Règlement grand-ducal du 30 mai 1994 concernant la production d'énergie électrique basée sur les énergies renouvelables ou la cogénération ». Le rapport précise également que la rémunération de l'électricité produite à partir de la cogénération industrielle et injectée dans le réseau, s'oriente aux coûts évités plus un bonus environnemental.

Dans ce contexte, je souhaite poser les questions suivantes :

- Quel est le montant total des « coûts évités », de même que celui du « bonus environnemental » payé depuis 1994 au bénéfice de la cogénération industrielle ?
- Comment ces « coûts évités » et le « bonus environnemental » sont-ils calculés ?
- Qui a payé jusqu'ici ces différents montants ?

Veillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments les plus distingués

Henri Kox,
député

Réponse de Monsieur le Ministre de l'Economie et du Commerce extérieur à la question parlementaire no 218 du 17 décembre 2004 de Monsieur le Député Henri Kox.

Comme le relève à juste titre Monsieur le Député dans sa question parlementaire, la cogénération industrielle ne tombe pas sous le règlement grand-ducal du 30 mai 1994 concernant la production d'énergie électrique basée sur les énergies renouvelables ou la cogénération.

Il s'agit notamment des installations de CEDUCO et de CEGYCO, qui sont régies par des contrats de fourniture d'électricité conclus entre ces sociétés, d'une part et CEGEDEL, d'autre part.

Le principe de ces contrats s'aligne largement sur celui retenu par le règlement grand-ducal du 30 mai 1994 susmentionné pour la cogénération tombant dans la catégorie II. Toutefois, en raison de la durée d'utilisation plus élevée des cogénérations industrielles, les tarifs retenus pour ces installations sont moins élevés.

Pour la puissance le tarif est de 99,16.- euros par kW. Pour l'énergie électrique fournie durant les heures pleines (HP) le tarif est de 3,47.- cent par kWh. Pour l'énergie électrique fournie durant les heures creuses (HC) le tarif est de 2,11.- cent par kWh. Ces trois tarifs sont indexés à l'évolution du prix du gaz naturel (pondération de 40 %) ainsi qu'à la valeur de référence de la moyenne semestrielle des indices des prix à la consommation (pondération de 21 %).

Eu égard au fait que depuis 1994, l'environnement économique et politique du marché de l'électricité luxembourgeois a fondamentalement changé, une étude approfondie serait nécessaire pour évaluer les montants exacts du bonus environnemental.

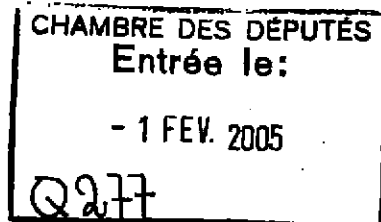
Au cours de l'année 2004, l'achat de l'électricité produite par la cogénération industrielle a engendré un surcoût (bonus environnemental) de l'ordre de 3,5 mio euros au niveau de CEGEDEL. Durant la même année le tarif de référence pour l'achat d'électricité sur les marchés internationaux était de 35.- euros par MWh. Ce tarif de référence présente également le coût évité, tandis que la différence par rapport aux tarifs concédés à la cogénération industrielle représente le bonus environnemental.

En raison de la montée des prix de l'énergie électrique sur les marchés internationaux, CEGEDEL prévoit que ce surcoût se réduira pour l'année 2005 à environ 3 mio euros. Il sera répercuté sur tous les clients basse tension et moyenne tension, ce qui représente une charge additionnelle pour tous ces clients de l'ordre de 0,2.- cent par kWh consommé.

A noter encore que la cogénération industrielle ne tombe pas sous le fonds de compensation étant donné que seuls les contrats conclus en application du règlement grand-ducal du 30 mai 1994 tombent sous ce fonds.



DÈI GRÈNG



Luxembourg, le 1^{er} février 2005

Monsieur Lucien Weller
Président de la Chambre des
Député
Luxembourg

Monsieur le Président,

Conformément à notre règlement, je souhaite poser une question à Monsieur le Ministre de l'Economie au sujet de la contribution au fonds de compensation pour l'an 2005.

Dans sa réunion du 14 décembre 2004, le Comité de Direction de l'Institut Luxembourgeois de Régulation a décidé de fixer la contribution au fonds de compensation pour l'année 2005 à 0,0094 EUR/kWh. D'après le Comité de Direction ce taux tient compte des points suivants : du rapport prévisionnel de l'année 2004, d'un tarif inchangé pour le rachat de l'énergie alternative, d'une base de clients assujettis identique à celle de l'année 2004, d'une augmentation considérable de la production alternative et d'une augmentation globale de la consommation d'électricité.

Vu la modification annoncée du régime de subvention pour les énergies alternatives, la publicité de toute information sur le coût de ces énergies (cogénérations, énergies renouvelables) est indispensable à un débat public et fondé. En outre, par souci de transparence, chaque client final a le droit de connaître les raisons exactes d'un quasi doublement du taux en 2005.

Est-ce que le Ministre de l'Economie peut me communiquer toutes les données prévisionnelles sur lesquelles le Comité de Direction se base pour augmenter la contribution au fonds de compensation de 0,0049 en 2004 à 0,0094 EUR/kWh en 2005.

Veuillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments les plus distingués.

Henri KOX,
député

Réponse de Monsieur le Ministre de l'Economie et du Commerce extérieur à la question parlementaire n° 277 du 1^{er} février 2005 de Monsieur le Député Henri Kox.

Le Fonds de compensation fut instauré par le règlement grand-ducal du 22 mai 2001 concernant l'introduction d'un fonds de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité afin de répartir équitablement les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables et de la cogénération.

En effet, suivant le règlement grand-ducal du 30 mai 1994 concernant la production d'énergie électrique basée sur les énergies renouvelables ou sur la cogénération, les distributeurs sont tenus d'acheter l'électricité précitée à des prix réglementés supérieurs au prix du marché de l'électricité ordinaire.

Le règlement du 22 mai 2001 détermine la méthodologie de répartition des surcoûts entre tous les distributeurs d'électricité et, moyennant ceux-ci, entre l'ensemble des consommateurs assujettis à la contribution au Fonds de compensation.

Ainsi, chaque distributeur détermine l'ensemble des coûts engendrés par le rachat obligatoire de l'électricité visée par le règlement du 30 mai 1994. Il détermine également son prix de revient moyen de son approvisionnement ordinaire.

Le produit entre ce prix moyen et la quantité d'énergie soumise à l'obligation d'achat correspond aux coûts évités, donc au coût de l'électricité ordinaire qu'il a substitué par l'énergie soumise à l'obligation d'achat à tarifs réglementés.

La différence entre les coûts engendrés par le rachat obligatoire et les coûts évités correspond aux surcoûts qui sont déclarés par les distributeurs au régulateur. Celui-ci les répartit entre les différents distributeurs, en fonction de leur part respective de marché.

Le régulateur détermine annuellement, sur base de la consommation totale des consommateurs assujettis, le taux de contribution au Fonds de compensation. Le règlement du 22 mai 2001 en définit le schéma de calcul. Etant donné que le taux de contribution doit être fixé avant la période de facturation et qu'à ce moment ni les surcoûts, ni la consommation assujettie ne sont connus avec précision, le taux fixé d'avance ne peut être qu'estimatif. Il y a donc toujours une différence entre les recettes annuelles résultant du taux ainsi déterminé et la somme annuelle des surcoûts, d'où résultent, d'année en année, des reports positifs ou négatifs.

Pour les estimations qu'il doit faire lors de la fixation du taux de la contribution, le régulateur ne peut que se baser sur les informations alors à sa disposition. Bien que la loi modifiée du 24 juillet 2000 relative à l'organisation du marché de l'électricité prescrive la communication mensuelle par les distributeurs des informations nécessaires à la gestion du Fonds de compensation, des retards de plusieurs mois sont la règle. Ainsi, lors de la fixation annuelle du taux de l'année suivante, le régulateur ne peut que se baser sur des informations incomplètes de l'année en cours. En effet, bien que rappelés à plusieurs reprises, différents distributeurs communaux mettent jusqu'à 18 mois pour déclarer leurs quantités d'énergie et surcoûts.

Comme précisé ci-dessus, le montant à financer à travers le Fonds de compensation correspond à la somme:

1. du report de l'exercice écoulé et
2. des surcoûts prévisibles de l'année suivante.

1. Le report de l'exercice 2004

Les estimations faites en décembre 2004 ont résulté dans un report négatif prévisible important de plus de 5 mio EUR pour l'exercice 2004. Le taux de la contribution de l'année 2004, fixé en décembre 2003, était donc trop faible. Selon les nouvelles estimations, les surcoûts de l'année 2004 se chiffrent à 19 mio EUR, tandis que l'estimation faite fin 2003 s'élevait à moins de 14 mio EUR. Le taux de l'année 2004 aurait donc dû être de 6,7 au lieu de 4,9 EUR/MWh. Le déficit qui en résulte sera absorbé par les contributions de l'année 2005. Cet effet est représenté en annexe 1.

L'écart entre les estimations faites fin 2003 et celles de décembre 2004 résulte partiellement du fait que le régulateur n'avait pas connaissance de certaines installations de cogénération mises en service au courant de l'année 2003. En effet, comme précisé ci-avant, un certain nombre de distributeurs communaux est en retard de déclaration des quantités soumises à l'obligation d'achat et des surcoûts y relatifs. De ce fait, les quantités estimées par le régulateur fin 2003 étaient basées sur des données incomplètes, nettement inférieures à celles effectivement soumises au Fonds de compensation.

Il convient également de signaler que, bien que prévu à l'article 5.4 de ladite loi, le régulateur n'est pas systématiquement informé des projets et des mises en service de nouvelles installations de production de façon que ses estimations doivent se baser sur des extrapolations du passé partiellement incomplètes. La qualité des estimations pourrait être améliorée si ces informations étaient à sa disposition. Néanmoins, même en présence de données plus pertinentes, l'effet aléatoire des conditions météorologiques sur la production d'électricité sur base de sources renouvelables et de la cogénération restera un élément important d'incertitude.

D'autres facteurs difficiles à estimer avec précision sont notamment la consommation totale des consommateurs assujettis à la contribution au Fonds de compensation et les surcoûts moyens par kWh issu des installations de productions financées par le Fonds.

Une appréciation récente (mars 2005) de la situation, effectuée sur base de données plus complètes, permet toutefois d'améliorer les estimations de fin 2004.

- 1) Au vu de l'évolution du marché international de l'énergie, la tendance haussière des surcoûts moyens s'est renversée à la fin de l'année 2004. Le déficit encore estimé en décembre 2004 ne sera donc vraisemblablement pas atteint et par conséquent les coûts prévisibles de l'année 2005 peuvent subir une adaptation à la baisse. En effet, en considérant les nouvelles estimations des surcoûts moyens, le déficit n'atteindra que 3,7 mio EUR (contre 5,2 mio EUR estimés en décembre 2004).
- 2) La consommation assujettie qui, selon les informations alors à la disposition du régulateur, n'affichait qu'une progression modeste atteint finalement quelques 3,7%.

2. Les surcoûts estimés pour 2005

Après réévaluation en décembre 2004 des estimations réalisées en 2003, celles-ci ont servi à estimer les quantités et les surcoûts de l'année 2005. En décembre 2004, le

régulateur est parti du principe que les surcoûts moyens (EUR/MWh) resteraient inchangés. Seules les quantités ont alors été estimées pour chaque source d'énergie comme suit:

- photovoltaïque:
production augmentée en fonction de l'accroissement de la puissance installée de 7 MW fin 2003 à 15 MW fin 2004;
- éolienne:
production de 2004 augmentée de la production prévisible du nouveau parc éolien à Kehmen;
- biogaz:
production de l'année 2004 augmentée de la production prévisible de la nouvelle installation de 600 kW mise en service dans le courant de l'année 2004;
- hydroélectrique:
en l'absence de nouvelles installations significatives et au vu des conditions climatiques exceptionnelles de l'année 2003, la moyenne des années de 1999 à 2002 a été considérée;
- cogénération:
augmentation modérée de 15%.

Ces estimations pour l'année 2005 conduisent à des surcoûts de près de 23 mio EUR et sont renseignées en annexe 2. En l'absence d'un report négatif de l'année 2004, le taux aurait pu être de 7,7 EUR/MWh.

La somme des coûts à financer à travers le Fonds de compensation en 2005 tels qu'estimés en décembre 2004 par l'Institution Luxembourgeoise de Régulation (report 2004 et surcoûts prévisibles 2005) s'élevaient donc à 28,25 mio EUR. En tenant compte d'un accroissement de la consommation assujettie de 3% (3,005TWh), le taux de la contribution a été fixé à 9,4 EUR/MWh. L'évolution du taux de contribution de la consommation assujettie, des surcoûts et du report annuel est renseignée en annexe 3.

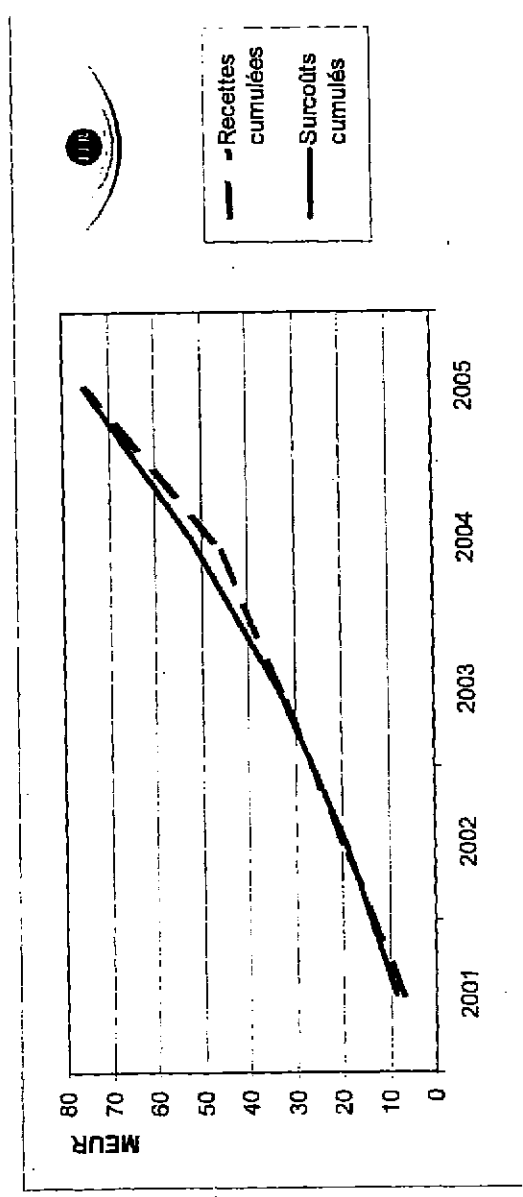
Comme déjà précisé ci-avant, les surcoûts moyens considérés lors des estimations faites en décembre ne se sont pas confirmés. En partant de l'hypothèse que les surcoûts moyens de l'année 2005 seront identiques à ceux qui se dégagent pour l'année 2004, les coûts à charge du Fonds de compensation se réduisent à 21,6 mio EUR (soit au total à 25,3 mio EUR en tenant compte du déficit prévisible de l'année 2004). En appliquant ces nouvelles estimations, il s'avère possible de considérer une adaptation de la contribution au Fonds de compensation pour l'année 2005 à 8,2 EUR/MWh. Toutes ces adaptations sont représentées en annexe 4.

Considérant les difficultés rencontrées par les gestionnaires de réseau, qui doivent facturer la contribution à leurs clients, une adaptation du taux n'a, jusqu'à présent, jamais été envisagée en cours d'année. Néanmoins, au vu du niveau élevé de la contribution fixée pour 2005 et du potentiel important de réduction de celle-ci, le régulateur s'est concerté avec les gestionnaires de réseau de sorte qu'une adaptation du taux se fera pour la consommation à partir du premier février 2005. Dès lors, le taux de 9,4 EUR/MWh ne sera appliqué que pour la consommation de janvier 2005. Entre le 1^{er} février et le 31 décembre 2005, le taux de 8,2 EUR/MWh sera appliqué.

Annexes:

1. Evolution des surcoûts cumulés et des recettes cumulées du Fonds de Compensation depuis 2001
2. Relevé des productions et des surcoûts à charge du fonds de compensation
3. Décomptes du Fonds de Compensation des années 2001 à 2005
4. Décomptes du Fonds de Compensation des années 2004 à 2005

Annexe 1: Evolution des surcoûts cumulés et des recettes cumulées du Fonds de Compensation depuis 2001



Annexe 2: Relevé des productions et des surcoûts à charge du fonds de compensation
(estimation de décembre 2004)

	Cogénération		Hydro-électrique		Biogaz		Eolienne		Photovoltaïque		SOMME		
	Production [MWh]	Surcoûts [k€]	Production [MWh]	Surcoûts [k€]	Production [MWh]	Surcoûts [k€]	Production [MWh]	Surcoûts [k€]	Production [MWh]	Surcoûts [k€]	Production [MWh]	Surcoûts [€/MWh]	
2001	91 910	6 453	5 893	267	8 202	448	23 705	1 560	49	3	129 758	8 729	67,27
2002	122 169	8 486	5 424	241	9 297	451	24 731	1 495	148	8	161 769	10 682	66,03
2003	154 619	11 136	5 154	247	15 127	781	26 168	1 520	1 397	89	202 465	13 874	68,52
2004	200 000	14 638	5 500	264	20 500	1 038	45 000	2 661	7 000	447	278 000	19 050	68,52
2005	229 000	16 880	5 500	264	22 500	1 145	63 000	3 698	15 000	969	335 000	21 956	65,52

2004 et 2005: estimations faites en décembre 2004.

Annexe 3: Décomptes du Fonds de Compensation des années 2001 à 2005
(estimation de décembre 2004)

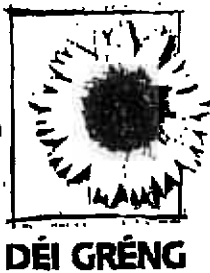
	2001	2002	2003	2004	2005
Taux [EUR / MWh]	2.73	4.70	4.40	4.90	9.40
Consommation assujettie [MWh]	2 614 288	2 767 560	2 888 632	2 917 578	3 005 044
Montant encaissé [kEUR]	7 121.68	13 007.53	12 709.98	14 295.84	28 247.41
Surcoûts [kEUR]	8 729.20	10 681.58	13 873.77	19 049.77	22 955.59
Intérêts + redressements [kEUR]			7.50		
Report de l'année précédente [kEUR]		-1 607.52	718.43	-437.86	-5 191.74
Report vers l'année suivante [kEUR]	-1 607.52	718.43	-437.86	5 191.74	100.08

2004 et 2005: estimations faites en décembre 2004

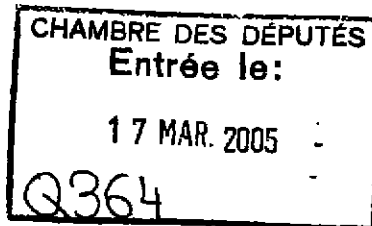
Annexe 4: Décomptes du Fonds de Compensation des années 2004 à 2005
(estimation de mars 2005)

	2004	2005
Taux [EUR / MWh]	4.90	8.20
Consommation assujettie [MWh]	3 900 000	3 090 000
Montant encaissé [KEUR]	14 700,00	25 338,00
Surcoûts [KEUR]	17 931,00	21 607,50
Intérêts + redressements [KEUR]	0,00	0,00
Report de l'année précédente [KEUR]	437,86	3 668,86
Report vers l'année suivante [KEUR]	3 568,86	51,54

2004 et 2005: estimations faites en mars 2005



Monsieur Lucien Weiler
Président de la Chambre des Députés
Luxembourg



Luxembourg, le 17 mars 2004

Monsieur le Président,

Par la présente et conformément à l'article 75 du Règlement de la Chambre des Députés, je souhaiterais poser certaines questions à Monsieur Jeannot Krecké, Ministre de l'Economie au sujet du fonds de compensation.

Le dépôt d'un *avant-projet de règlement grand-ducal concernant la fourniture d'énergie électrique basée sur les énergies renouvelables* vise à séparer le volet énergies renouvelables du règlement grand-ducal du 30 mai 1994 concernant la production d'énergie électrique basée sur les d'énergies renouvelables ou sur la cogénération. Compte tenu de cette distinction, il serait dès lors logique de dissocier le fonds de compensation en « **fonds de compensation énergies renouvelables** » et « **fonds de compensation cogénération** » et de l'indiquer clairement, dans un souci de transparence, sur les factures d'électricité des clients finals.

Dans ce contexte j'aimerais poser les questions suivantes:

- Partagez-vous mes réflexions concernant le fonds de compensation ?
- Dans l'affirmative, avez-vous l'intention de modifier dans ce sens le règlement grand-ducal du 22 mai 2001 ?

Veillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments les plus distingués.

Henri Kox,
député

Réponse de Monsieur le Ministre de l'Economie et du Commerce extérieur à la question parlementaire n° 364 du 17 mars 2005 de Monsieur le Député Henri Kox.

Le règlement grand-ducal du 22 mai 2001 concernant l'introduction d'un fonds de compensation vise la répartition équitable entre tous les consommateurs assujettis des coûts résultant de l'exécution d'obligations de service public par les entreprises d'électricité, voire le surcoût des énergies renouvelables et de la cogénération.

Afin de documenter la composition des coûts de l'électricité à chaque client final, le règlement grand-ducal concernant le fonds de compensation prévoit dans son article 27 que *'chaque gestionnaire de réseau doit indiquer la contribution au fonds de compensation séparément sur la facture destinée au client final'*. La législation ne prévoit actuellement pas d'indications séparées pour les énergies renouvelables et la cogénération.

La proposition de Monsieur le Député Henri Kox de dissocier le fonds de compensation en 'fonds de compensation énergies renouvelables' et 'fonds de compensation cogénération' semble à priori intéressante. La mise en œuvre de cette proposition pourra encore accroître le niveau de transparence pour les clients en leur documentant l'apport vers des énergies 'purement' renouvelables et la technologie de la cogénération qui représente plutôt une forme d'utilisation rationnelle de l'énergie.

Tout en considérant que le Ministère de l'Economie et du Commerce Extérieur est actuellement en voie de préparer une révision du mécanisme de financement du fonds de compensation, il s'avère cependant prématuré de procéder en ce moment à une adaptation de la législation en la matière qui obligerait les gestionnaires de réseau de modifier la présentation des factures aux clients finals.

Le Ministère de l'Economie et du Commerce extérieur tâchera cependant de considérer les propositions de Monsieur le Député Henri Kox dans le cadre de la modification du règlement grand-ducal du 22 mai 2001 concernant l'introduction d'un fonds de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité.