

**STELLUNGNAHME DES INSTITUT LUXEMBOURGEOIS DE RÉGULATION ZUR « CONSULTATION PUBLIQUE  
DU PLAN NATIONAL INTÉGRÉ EN MATIÈRE D'ÉNERGIE ET DE CLIMAT »**

**LUXEMBOURG, DEN 27 MARS 2020**

---

**SECTEUR ÉLECTRICITÉ**

---

Das ILR begrüßt die Zielsetzung des PNEC und wird diese auch durch die in seinen Zuständigkeitsbereich fallenden Maßnahmen nach Möglichkeit unterstützen. Das ILR möchte jedoch nachstehend zu einigen Punkten des PNEC zusätzliche Überlegungen anbringen. Bei seinen Kommentaren beschränkt sich das ILR auf jene Punkte welche zumindest indirekt mit seinen formalen Kompetenzen in Verbindung stehen.

Bei der Regulierungsbehörde steht die Kostenentwicklung der Strom- und Gasnetze, und damit die Belastung der Netznutzer im Vordergrund. Dass die Ziele des PNEC nicht ohne kurz- und mittelfristige Mehrbelastung der Bürger und der Betriebe erreichbar sind steht außer Frage. Ziel sollte es deshalb sein, die erforderlichen Investitionen derart zu gestalten, dass sie möglichst kostengünstig erfolgen und deren Kosten weitgehend verursachergerecht umgelegt werden. Dabei sollten schon alleine aus Transparenzgründen die Netznutzungsentgelte lediglich Netzkosten decken, wohingegen andere Kosten über andere (politische) Instrumente finanziert werden sollen (Kompensationsmechanismus, Kyotofonds, ...). Desweiteren sollte der Zugang zur Strom- und Gasversorgung auch für einkommensschwache Teile der Bevölkerung erschwinglich bleiben.

Auch sollte zum Zwecke der Investitionssicherheit Klarheit über die langfristige Entwicklung des Gas-Systems herbeigeführt und somit „stranded costs“ sowohl bei den Netzbetreibern wie bei den Kunden vermieden werden.

In Bezug auf die Konzepte zur Förderung von Eigenverbrauch, Communities und Eco-Quartieren ist darauf zu achten, dass diese einerseits auf langfristigen Bestand ausgelegt sind sowie andererseits nicht, ohne entsprechende Gegenleistung, zu einer Kostenverschiebung hin zu anderen Netznutzern führen.

Wie schon anderweitig hervorgehoben, ist das jetzige EEO dem Wettbewerb im Strom- und Gasbereich nicht förderlich. Die Verwirklichung der Energiewende unter Beibehaltung der Versorgungssicherheit wird nur zu kompetitiven Preisen möglich sein, wenn ausreichender Wettbewerb zu innovativen Produkten anregt.

Nachstehend werden die einzelnen Aspekte weiter im Detail beleuchtet.

## 1. Netzkosten

---

Die Auswirkung des PNEC auf die zukünftige Entwicklung der Netzentgelte ist für die Regulierungsbehörde von hohem Interesse. Wie auf Seite 131 des PNEC richtig ausgeführt, ist eine sachgerechte Zuteilung der Netzkosten auf die verschiedenen Netznutzer und Netznutzergruppen eine Aufgabe der Regulierungsbehörde. Diese Aussage kann das ILR vollumfänglich unterstützen.

In den üblichen Tarifsystemen werden die Netznutzungsentgelte ausschließlich an Entnahmepunkten, jedoch nicht an Einspeisepunkten (außer für eventuelle Leitungsverluste) verrechnet. Demnach sind sämtliche Netzausbaumaßnahmen, welche durch die zukünftige signifikante erhöhte Einspeisung (S. 38) erforderlich werden, von den Verbrauchern zu zahlen, wohingegen die Einspeiser sich im Wesentlichen lediglich mit den einmaligen Anschlusskosten, sowie einem eventuellen Beitrag zur Verstärkung oder Vorhaltung der Netzinfrastruktur beteiligen. Eine Umlage von Netzkosten auf den Erzeuger wäre wohl prinzipiell möglich, würde dessen Wettbewerbsposition jedoch verschlechtern und somit den Ausbau der erneuerbaren Anlagen ausbremsen bzw. den benötigten Förderbedarf erhöhen.

Angesichts der massiv zu erwartenden Investitionen zur Einbindung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen welche durch die Umsetzung des PNEC vorgegeben sind, sollten dementsprechend auch nur effiziente Kosten, welche effektiv in kausalem Zusammenhang mit dem, durch europäische Vorgaben geregelten, Netzbetrieb stehen als Netzkosten erfasst und auf die Netznutzer umgelegt werden. So ist z.B. die Umlage von Kosten der E-Mobilität durch die europäischen Vorgaben ausgeschlossen da der Bau und der Betrieb der Ladeinfrastruktur nicht in das Aufgabengebiet der Netzbetreiber fällt. Die Kosten der öffentlichen Ladeinfrastruktur sollen deshalb nicht über die Netzentgelte umgelegt werden. Sollten das Übertragen der Kosten auf die Stromverbraucher gewünscht sein, so stehen politische Instrumente wie die im Strommarktgesetz vorgesehenen gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen (*obligations de service public*) zur Verfügung. Auch bezüglich der erheblichen Investitionen zum Ausbau der Netze zum Zwecke der Einbindung von erneuerbarer Erzeugung bzw. des Anschlusses dieser Erzeugungsanlagen wäre zu überlegen inwiefern diese (zum Teil) aus öffentlichen Mittel (ggf. aus dem Kyotofonds) bezuschusst werden können.

Die Aussagen (S. 124, 127) dass die Finanzierung der Infrastruktur durch die Netzentgelte erfolgt, welche vom ILR überwacht werden, scheint leider etwas kurz gegriffen. Die Netzinfrastruktur wird wohl durch die Netzentgelte über einen langen Abschreibungszeitraum refinanziert, die Finanzierung einer Investitionsmaßnahme muss der Netzbetreiber jedoch über Eigenmittel oder über zusätzliches Eigen- bzw., Fremdkapital sichern. Trotz der Netzentgelte, welche die annuitätischen Kosten der Netzinfrastruktur auf die Netzkunden umlegen, stellt somit das enorme Investitionsvolumen die Netzbetreiber vor große Herausforderungen bezüglich kurzfristiger Kapitalbeschaffung und des Cash-Flows. Angesichts des erweiterten Versorgungsauftrags (Ertüchtigung der Netze für die Aufnahme von sehr hoher volatiler Einspeiseleistung, erhöhte Erfordernisse an die Importkapazität, Datenplattform, ...) sind kurzfristig Investitionen zu tätigen welche jedoch erst über die Zeit von den Netznutzern bezahlt werden. Dieser erhöhte Finanzierungsbedarf seitens der Netzbetreiber darf nicht außer Acht gelassen werden. Die massiven kurzfristig erforderlichen Investitionen werden wohl über einen Abschreibungszeitraum von Jahrzehnten vom Netznutzer zurückbezahlt, die über das übliche Investitionsvolumen hinausgehenden Ausgaben durch den Netzbetreiber sind jedoch integral in einem relativ kurzen Zeitraum von den Netzbetreibern (vor) zu finanzieren und können diese an ihre Liquiditätsgrenzen bringen bzw. deren Verschuldungsrate derart erhöhen, dass die notwendige Kapitalbeschaffung teuer wird. Eine Erhöhung des Eigenkapitals der

Netzbetreiber scheint somit wünschenswert. Der Staat, als Hauptaktionär des größten Netzbetreibers, könnte die Möglichkeit einer Kapitalerhöhung in Erwägung ziehen.

Des Weiteren ist auch zu beachten, dass die zukünftig vermehrt erwarteten Eigenverbraucher sich den Netznutzungsentgelten (zum Teil) entziehen können. Da sich die Auslegung des Netzes und dessen effektive Nutzung in Zukunft mehr und mehr an der Erzeugung orientiert, ist ein besonderes Augenmerk darauf zu legen, dass der normale Netznutzer nicht überfordert wird, umso mehr da, wie im PNEC ausgeführt (S. 131), auch die Netznutzungsentgelte für Communities entfallen sollen. Dies steht im Gegensatz zu dem ebenfalls auf Seite 131 genannten „angemessenen Beteiligung an den Netzkosten aller Verbraucher“ und könnte zu perversen Situationen anreizen, wo Communities sich zum alleinigen Zweck bilden, um die Netzentgelte (teilweise) zu umgehen, ohne jedoch den geringsten Beitrag, weder für den Klimaschutz, noch für das Netz zu leisten. Demnach hofft das ILR im Interesse der Netznutzer, dass diese generelle Befreiung in seiner möglichen Auswirkung noch einmal hinterfragt und entsprechend eingeschränkt wird. Das ILR möchte hervorheben, dass eine derartige (teilweise) pauschale Befreiung einzelner Nutzergruppen von der Zahlung der Netzentgelte ein Eingriff in eine der Kernaufgaben der Regulierungsbehörde darstellt und den ihr durch die europäische Richtlinie 2019/944 und die europäische Verordnung 2019/943 auferlegten Rahmenbedingungen bezüglich u. a. Diskriminierungsfreiheit und sachgerechter Kostenallokation zuwiderläuft. Außerdem hat das ILR schon in einem rezenten öffentlichen Konsultationsverfahren einen Vorschlag zur Netzentgeltbelastung des innerhalb einer Community geteilten Stromes unterbreitet. Seit etwa 3 Jahren arbeitet das ILR ebenfalls, in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und in enger Abstimmung mit dem Energieministerium, an einer mittelfristig umsetzbaren neuen Netzentgeltstruktur die den neuen flexiblen Lasten vollumfänglich Rechnung tragen soll.

Auch ist zu bedenken, dass trotz der vermehrten Anwendung für Strom im Verkehrs- und Wärmebereich, der Stromverbrauch nicht wesentlich steigen wird, da diese Zunahme weitgehend durch Energieeffizienzmaßnahmen kompensiert werden soll. Die erheblich steigenden Kosten werden sich somit in stark erhöhten Preisen beim Endverbraucher widerspiegeln.

Diesbezüglich zeigt sich das ILR verwundert über die auf Seite 170 genannten Endkundenpreise welche nicht mit der auf Seite 199 genannten 70 prozentigen Erhöhung der Netzkosten in Einklang zu bringen sind. Leider gibt der PNEC keine Auskunft über die für 2030 erwartete Zusammensetzung weder der Endkundenpreise noch der erwarteten Netzkosten. Somit ist nicht nachvollziehbar wie eine etwa 18 prozentige Preissteigerung der Strompreise bis 2030 die zusätzlichen Netzkosten in Höhe von 70%, sowie die zusätzlichen Aufwendungen für das Chargy Netzwerk (S. 196, jährlich 13,5 MEur für Ladesäulen) und die gestiegene Umlage der Einspeisevergütung über den Kompensationsmechanismus (S. 197, jährlich 143,5 MEur zwecks Subventionierung von EE-Anlagen für Strom und Wärme) abdecken wird. Alleine die fast 160 MEur der beiden Letztgenannten erreichen die Größenordnung der aktuellen jährlichen Stromnetzkosten über alle Spannungsebenen.

## 2. Gasnetz

---

ILR nimmt zur Kenntnis, dass das Gasnetz, weder im Übertragungs- noch im Verteilnetz, weiter ausgebaut werden soll, und Gas nicht Bestandteil der anvisierten Sektorenkopplungsstrategie ist (S. 10). Zu klären bleibt ob eine Verdichtung (zusätzliche Anschlüsse im Bestandsnetz) erwünscht ist und ggf. auch im Ölheizungstauschprogramm (S. 84) als Möglichkeit gefördert wird. Auf jeden Fall stellt sich beim Ausstieg aus

fossilen Gasen die Frage bezüglich der längerfristig ausreichenden Mengen an Bio- oder Synthesegas. Auch wenn der PNEC (S. 81, 94) weiterhin die Erzeugung von Biogas fördert, bleibt unklar ob mit den in Luxemburg erzeugten Mengen der Betrieb des Gasnetzes aufrechterhalten werden kann.

Auch scheint die geplante Entwicklung des nationalen Gasverbrauchs im Plan stellenweise widersprüchlich dargestellt zu sein. So wird im Allgemeinen von einem Rückgang des nationalen Gasverbrauchs ausgegangen, im Kapitel zur Versorgungssicherheit (S. 165) findet sich jedoch die Annahme wieder, dass der Verbrauch national in den kommenden Jahrzehnten steigen wird. Der Trend dieser Entwicklung hat einen erheblichen Einfluss u.a. auf die Regulierung der Gasnetzbetreiber in den kommenden Jahren.

Sollte der Gasverbrauch drastisch sinken, so stellt sich die Frage inwiefern aktuelle Abschreibungszeiten der Gasinfrastruktur angepasst werden müssen und inwiefern solche kürzeren Abschreibungszeiten, welche Notgedrungen zu höheren Netzentgelten führen, die Abschaltung des Gasnetzes beschleunigen. Diese Überlegungen sollten somit in die längerfristige nationale Strategie zur Gewinnung von Biogas einfließen. Auch ist eine klare politische Kommunikation bezüglich des Weiterbestands oder des Stilllegens der Netze unabdingbar um „stranded assets“ bei den Netzbetreibern zu vermeiden und den (potentiellen) Netzkunden Investitionssicherheit zu geben.

Die mögliche schrittweise Ertüchtigung der Gasnetze zur Aufnahme von Gasen mit veränderter Zusammensetzung (z.B. ein höherer Wasserstoffanteil) ist ein weiterer möglicher Kostentreiber, der im Plan nicht angesprochen wird, jedoch im Hinblick auf aktuelle Entwicklungen auf EU Ebene zumindest nicht auszuschließen ist. In dem Zusammenhang wäre auch zu klären ob alternative Gase (z.B. H<sub>2</sub> oder synthetisches Methan) in Zukunft, ähnlich wie heute das Erdgas, aus unseren Nachbarländern bezogen werden kann, oder ob eine lokale Erzeugung, mit entsprechend erhöhtem Strombedarf, erfolgen wird.

### 3. Eco-Quartiere

---

Das Konzept der Eco-Quartiere (S. 75, 118) kann zu interessanten Energiekonzepten führen welche eine Mutualisierung von Infrastrukturen (Netz, Erzeugung, Speicherung) der verschiedenen Energieformen sowie die Sektorenkopplung unterstützt. Bei solchen Konzepten ist jedoch eine langfristig kontinuierliche professionelle Betreuung der Infrastruktur unabdingbar. Der Betrieb von Strom- und Gasnetzen im öffentlichen Raum und über Grundstücksgrenzen hinweg sollte aus Gründen der Versorgungs- und Betriebssicherheit sowie der Versorgungsqualität ausschließlich von Strom- und Gasnetzbetreibern vorgenommen werden wohingegen der Betrieb von Wärmenetze, üblicherweise in Form von Inselnetzen, sowie die lokale Erzeugung von Strom, Biogas und Wärme auch durch Dritte erfolgen kann. Die langfristige Verantwortung für die Sicherstellung des Betriebs dieser Wärmenetze und Erzeugungsanlagen sollte durch einen adäquaten gesetzlichen Rahmen sichergestellt werden, und könnten ggf. den Gemeinden (oder spezialisierten interkommunalen Syndikaten) auferlegt werden. Alternativ dazu wäre auch eine Art „Syndicat de copropriété“ wie bei Mehrparteiengebäuden in welcher jeder Eigentümer des Quartiers zwangsweise Mitglied ist, vorstellbar, bräuchte jedoch eine gesetzliche Grundlage. Dieses Eigentümersyndikat könnte ggf. die Rolle des Quartierverwalters, wie auf Seite 139 des PNEC vorgesehen, übernehmen.

Der technische Betrieb der Anlagen könnte in den genannten Fällen von der Gemeinde, dem interkommunalen Syndikat oder dem Syndikat der Eigentümer vertraglich an einen privaten Betreiber

übertragen werden. Die zwischengeschaltete Struktur (Gemeinde oder Syndikat) dient dem dauerhaften und langfristigen Bestand der Anlagen im Interesse auch der zukünftigen Quartier-Bewohner.

Im Falle eines signifikanten Ausbaus von Wärmenetze sollten, im Interesse der Netznutzer (Wärmeerzeuger und Wärmeverbraucher), auch diskriminierungsfreie Zugangsmodalitäten zu den Netzen und eine entsprechende Überwachung bzw. Regulierung angedacht werden, ähnlich wie dies z.B. bei Strom- und Gasnetzen erfolgt.

## 4. Anreize für erneuerbare Energien

---

Mit Erstaunen nimmt das ILR auf Seite 90 zur Kenntnis, dass die Einspeisetarife für Photovoltaik (PV) weiter erhöht werden sollen. Dies scheint jedoch im Widerspruch zum angestrebten Ausbau des Eigenverbrauchs (S. 92). Auch scheinen die aktuellen Subventionen durchaus ausreichend um über die Laufzeit von 15 Jahren, zumindest bei Kleinanlagen, eine attraktive Rendite sicherzustellen.

Generell, sieht der PNEC die Stärkung des Eigenverbrauchs vor (S. 12). Das ILR befürwortet den Eigenverbrauch, möchte jedoch darauf hinweisen, dass der Eigenverbrauch *per se*, weder zur Verminderung von Treibhausgasen noch zur effizienteren Bewirtschaftung des Netzes beiträgt. Eigenverbrauch im Vergleich zur Einspeisung macht nur dann zusätzlich Sinn, wenn eine bessere Nutzung der erneuerbaren Produktion stattfinden kann (also wenn der Verbrauch dem Dargebot von erneuerbarem Strom folgt) oder wenn netzdienliches Verhalten zu einer besseren Auslastung der Netze führt.

Bezüglich der auf Seite 92 genannten Konzepte sollte man die gesamtwirtschaftliche Effizienz nicht außer Acht lassen. Ist Eigenverbrauch mit individuellen Stromspeichern wirklich zielführend? Selbstoptimierung bedeutet nicht automatisch Systemoptimierung, eher das Gegenteil ist der Fall. Wären marktgerecht betriebene kollektive Speicher welche dem System dienen nicht sinnvoller als individuelle Speicher, welche ggf. die Netzbelastung in kritischen Situationen noch erhöhen (z.B. gezieltes Aufladen bei niedrigen Strompreisen)? Prinzipiell wäre es vorstellbar, dass Marktteilnehmer z.B. in Zusammenarbeit mit Energie-Communities, kollektive Speicher für „Überschussstrom“ aufbauen, in denen der erneuerbare Strom der Bürger „zwischengeparkt“ werden kann. Im Gegensatz zu einzelnen kleinen Speichern könnte solche Systeme eine ausreichende Kapazität haben sowie an strategischen Stellen des Netzes eingebaut werden, und somit dem Netzbetreiber bei Engpassbewirtschaftung dienlich sein. Der Bedarf für solche Speicher an kritischen Stellen könnte den Marktakteuren z.B. durch Ausschreibungen seitens der Netzbetreiber signalisiert werden.

Bezüglich der PV-Anlagen zwischen 30 und 500kW sieht ILR den Vorschlag diese vornehmlich über Eigenverbrauch anzureizen eher schwierig. Diese Anlagengrößen sind oftmals am Mittelspannungsnetz angeschlossen mit Gesamtstromgestehungskosten welche deutlich niedriger sind als in der Niederspannung. Die Wirtschaftlichkeit allein mittels Eigenverbrauch ist demnach derzeit dort schwer erreichbar. Dass lediglich Genossenschaften Zugang zum subventionierten System haben wirkt sich dabei zusätzlich nachteilig auf einen rapiden Anstieg der installierten PV Leistung aus. Die Einführung dieser Beschränkung beruhte auf den damals noch recht hohen Anlagenkosten und der daraus resultierenden Befürchtung eines zu schnellen Anstiegs der Förderkosten und sollte angesichts der heutigen Anlagenpreise überdacht werden.

Die geeigneten Flächen für derartig mittelgroße Anlagen sind oft Dächer von Gebäuden (Hallen, Stallungen, ...) mit relativ geringem Verbrauch welche demnach nur einen relativ geringen Eigenverbrauch ermöglichen.

Auch verhindert die in der Gesetzesvorlage 7266 vorgesehene Beschränkung der Communities auf die Niederspannungsnetzebene innerorts, dass solche Anlagen dem kollektiven Eigenverbrauch (z.B. mittels „Sharing“) dienen können.

## 5. Wettbewerb

---

Der auf Seite 121 erwartete „grenzüberschreitende Wettbewerb“ einschließlich der daraus resultierenden Versorgungssicherheit sind sicherlich wünschenswert, unklar bleibt jedoch wie dieser grenzüberschreitende Wettbewerb erfolgen soll.

Die öffentliche Stromversorgung in Luxemburg ist technisch gesehen eng an das deutsche System angebunden und von diesem abhängig. Zur besseren Integration der fluktuierenden Stromerzeugung ist ein möglichst kurzfristiger Zugang (zeitnah zu Echtzeit) zum Markt unabdingbar. Das ILR fordert seit längerem die Prozesse auf kurzfristigere grenzüberschreitende Transaktionen anzupassen und auch die Teilnahme an Flexibilitätsmärkten, möglichst mit grenzüberschreitendem Pooling, zu ermöglichen. Ohne solche Anpassungen werden Anlagenbetreiber und Flexibilitätsanbieter in Luxemburg gegenüber solchen in Deutschland im Nachteil sein, da sie weniger kurzfristig auf effektive Schwankungen der Erzeugung und des Verbrauchs reagieren und auch etwaige Flexibilität nicht effizient vermarkten können.

Damit ein grenzüberschreitender Wettbewerb unter gleichen Bedingungen erfolgen kann, müssten demnach Grenzen und Hürden abgebaut und die grenzüberschreitende Integration verstärkt werden. Neben einer für die Energiewende unabdingbaren Flexibilisierung der Stromversorgung, ist eine solche Integration in ein starkes europäisches Stromsystem auch für die Aufrechterhaltung der nationalen Versorgungssicherheit anzustreben.

Zur Versorgungssicherheit trägt auch eine ausreichende Anzahl an Versorgern (Strom- und Gaslieferanten) bei. Leider sind die Rahmenbedingungen in Luxemburg dem Zugang neuer Anbieter nicht förderlich. Insbesondere die Einführung des aktuellen EEO-Systems hat die Anzahl der Anbieter in Luxemburg verringert. Um dem entgegen zu wirken und die Beschaffung von Strom und Gas auf eine höhere Anzahl von Anbietern zu verteilen, ist eine marktfreundlichere Ausrichtung des EEO erforderlich. Auch die FEDIL hat rezent in einem Positionspapier<sup>1</sup> auf den schwachen Wettbewerb und die Notwendigkeit erhöhter Diversität der Marktakteure und der Marktdynamik hingewiesen.

## 6. Energieeffizienzmarkt

---

ILR begrüßt die Einführung eines Energieeffizienzmarktes (S. 10), würde jedoch nähere Angaben, wie sich dieser Markt in Bezug auf das bestehende EEO artikuliert, begrüßen. Insbesondere ist unklar wie sich der angedachte Markt gegenüber dem des EEO (S. 110) für die verpflichteten Parteien auswirkt. Bei der Überarbeitung des EEO und der Einführung eines Energieeffizienzmarktes ist auf eine ausreichende Planungs- und Investitionssicherheit im Zusammenspiel beider Instrumente zu achten.

---

<sup>1</sup> <https://www.fedil.lu/fr/positions/energy-efficiency-obligation-scheme-eeos/>



## 7. E-Mobilität

---

Dem Ziel eines schnellen flächendeckenden Ausbau der E-Mobilität (S. 13) zur Dekarbonisierung des Transportsektors kann das ILR nur zustimmen. Prinzipiell sollte oberstes Ziel jedoch die Verringerung der individuellen motorisierten Mobilität sein. Ansonsten würden die angestrebten 49% Anteil an E-Mobilität bis 2030 über 250'000 E-PKW's bedeuten, zuzüglich der Grenzgänger (S. 41). Bei einem Bedarf von einer öffentlichen Ladestelle je 10 PKW, so wie dies die Europäischen Kommission empfiehlt, wären somit 25'000 Ladepunkte und davon etwa 2500 Schnellladepunkte im öffentlichen Raum notwendig. Über die nächsten 10 Jahre müssten somit täglich 10 Ladepunkte mit einem Investitionsvolumen von über 600 Millionen Euro in Betrieb genommen werden. Andere Quellen<sup>2</sup> sehen für Luxemburg einen Bedarf von 8'000 (halb-) öffentlichen Ladepunkten für 150'000 Fahrzeuge vor. Dies entspräche dann mit 16'000 Ladepunkten für eine Flotte von 300'000 Fahrzeugen (einschließlich Grenzgänger) immer noch einer wesentlich höheren Anzahl als jene welche sich aus der Grafik auf Seite 196 des PNEC abschätzen lässt. Diese Abschätzung führt laut den dort aufgeführten Angaben zu einem Investitionsvolumen für öffentliche Ladestellen in Höhe von 170 Millionen Euro bei einer Anzahl von lediglich knapp 4'500 öffentlichen Ladepunkten (3'600 normale und 873 Schnellladepunkte). Die dem PNEC zugrundeliegenden Zahlen scheinen Angesichts des 49% Zieles unzureichend, umso mehr da der Grenzpendlerverkehr nicht berücksichtigt zu sein scheint, gerade dieser die Ladesäulen an P&Rs jedoch dauerhaft über den ganzen Tag belegt.

Es ist erkennbar, dass eine solche Aufgabe zum Aufbau der landesweiten Ladeinfrastruktur nicht (alleine) durch die Stromnetzbetreiber (mittels Chargy) erfüllbar ist. Damit eine Vielzahl von Akteuren sich am Ausbau der E-Mobilitätsinfrastruktur beteiligen können, ist es somit unabdinglich klare und diskriminierungsfreie Regeln für den Ausbau der Infrastruktur festzulegen. Sollte ein Eingriff in die freie Preisgestaltung politisch für notwendig erachtet werden, so soll diese Preisgestaltung entweder durch ein transparentes Fördersystem des Ladesäulenbetreibers oder des Nutzers erreicht werden. Die Verallgemeinerung der Ladeinfrastruktur auf Kosten der Stromverteilnetze sieht ILR als nicht zielführend. Eine Übertragung der Kosten der gesamten Ladeinfrastruktur auf die Niederspannungsnetzkunden wäre nicht sachgerecht und würde die Niederspannungsnetzkosten mehr als verdoppeln. Ob die zusätzliche Entnahme aus dem Niederspannungsnetz eine etwaige Tarifierhöhung kompensiert hängt weitgehend auch von der Einsparung an Strom durch anderweitige Energiesparmaßnahmen ab. Selbst wenn die zusätzliche Energieentnahme aus dem Niederspannungsnetz diese Kosten über die Zeit wieder einspielen sollte, stellt sich das Problem der relativ kurzfristigen Finanzierung seitens der Netzbetreiber, welche heute schon wegen steigender Investitionen über Cash-Flow Engpässe und nur begrenzt verfügbare Eigenmittel klagen.

Wie im PNEC ausgeführt, trägt der Straßenverkehr wesentlich zu den angerechneten Emissionen bei (S. 67, 106). Dabei entfällt ein Großteil auf ausländische Fahrzeuge, welche in Luxemburg von den günstigen Kraftstoffsteuern profitieren. Sollte die angestrebte Erhöhung der Besteuerung von Kraftstoffen ihre Lenkungswirkung voll entfalten, und die Grenzgänger zur E-Mobilität überwechseln, so ist der entsprechende Mehrbedarf an Energie und Leistung mit den daraus resultierenden Netzverstärkungen zusätzlich zu berücksichtigen ebenso wie der zusätzliche Ausbau des Ladenetzes. Hier scheint es nicht sachgerecht,

---

<sup>2</sup><https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/01%202020%20Draft%20TE%20Infrastructure%20Report%20Final.pdf>

entsprechend dem heutigen Chargy-Modell, den luxemburgischen Niederspannungs-Netznutzer für die Infrastruktur der ausländischen E-Mobilisten zahlen zu lassen.