



Univ.-Doz. Dr. Wolfgang List
Rechtsanwalt

Mag. Fiona List-Faymann, LL.M.
Rechtsanwältin

Weimarer Straße 55/1
A-1180 Wien

Tel. +43 (0) 1 908 18 98 - 0

Fax +43 (0) 1 908 18 98 - 18

office@ralist.at

www.ralist.at

Sprechstelle
Geiergraben 202
A-8913 Admont

EINSCHREIBEN

An den
Rechnungshof Österreich
z.H. Frau Präsidentin des Rechnungshofes Dr. Margit Kraker
Dampfschiffsstraße 2
1030 Wien

vorab per E-Mail an: office@rechnungshof.gv.at

Wien, am 11. August 2026
6419/26 - /MO - 140441.doc

**Betreff: Vollmachtsbekanntgabe: Umweltorganisation „PRO Thayathal“,
Mostbach 25, 3820 Mostbach; UVP-Vorhaben 380 kV-Freileitung
Netzraum Kärnten; Hat Österreich mehr als 3 Milliarden für
sinnlose Projekte?; Bis zu 53 Milliarden für österreichischen
Netzausbau; Offener Brief; Ersuchen um budgetäre Prüfung;**

Sehr geehrte Frau Präsidentin Dr. Kraker!

Vorab weist die Umweltorganisation „PRO Thayatal“ darauf hin, dass sie die List Rechtsanwalts GmbH mit der Vertretung ihrer rechtlichen Interessen beauftragt und bevollmächtigt hat.

1. Sachverhalt

Mit Schreiben vom 12.05.2026 hat die Kärntner Landesregierung darüber informiert, dass die Austrian Power Grid AG (idF. APG) und die KNG-Kärnten Netz GmbH bei der Kärntner Landesregierung als UVP-Behörde mit Eingabe vom 24.04.2026, die Durchführung eines Vorantragsabschnitts gemäß §§ 31 ff. UVP-G 2000 beantragt haben, wobei dem Antrag die nach § 31 Abs 1 UVP-G 2000 erforderlichen Unterlagen angeschlossen waren.

Wie dem Schreiben vom 12.05.2026 entnommen werden kann, plant die Austrian Power Grid AG gemeinsam mit der KNG-Kärnten Netz GmbH den Neubau einer zweisystemigen 380 kV-Leitung einschließlich einer zweisystemigen 110 kV-Mitführung sowie die Errichtung der erforderlichen Umspannwerke und Nebenanlagen. Die neue 193 km lange Leitung soll die Umspannwerke Lienz und Obersielach verbinden und damit den 380 kV-Ring im Süden Österreichs schließen.

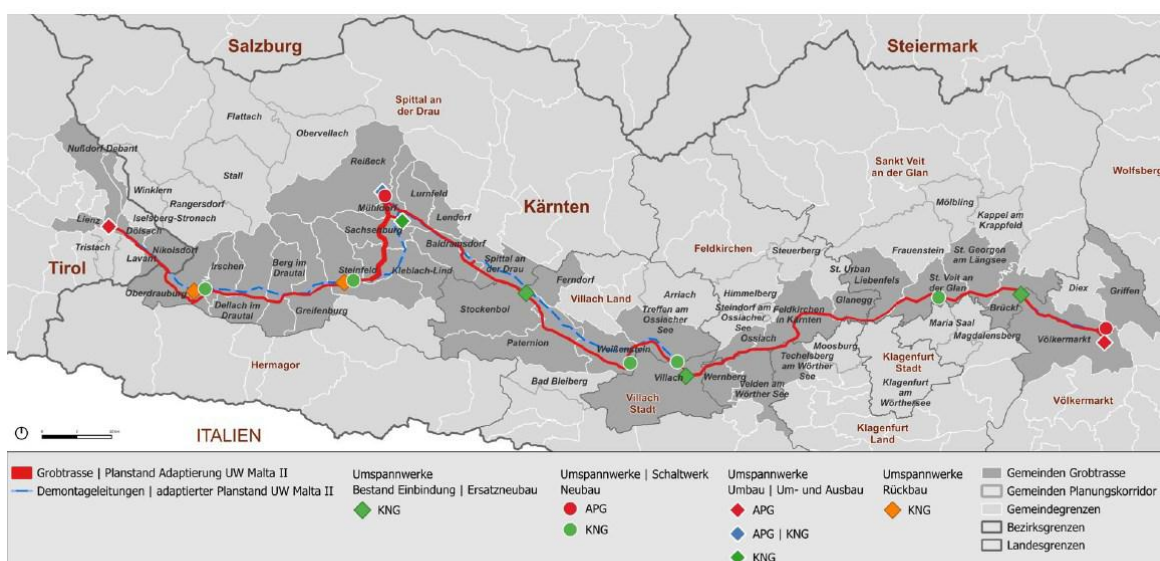


Abbildung 1-1: Übersichtsplan Netzraum Kärnten – aktuelle Grobtrasse (vgl. Anhang 1)

Die Investitionssumme des Projektes beträgt EUR 3 Mrd. laut der Projektwerberin, wobei die Umsetzung bis 2035 erfolgen soll. Das Gesamtprojekt ist Teil des geplanten österreichischen Netzausbaus und der österreichischen Energiewende bis 2040. Nach konservativen Schätzungen werden die Gesamtkosten, inkl. Finanzierungskosten und Betriebskosten, für die Stromkunden über EUR 6 Mrd. betragen.

Mit der aktuellen Wirtschaftskrise haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Zukunftsaussichten für Österreich und Europa in den letzten Jahren entscheidend verändert. 2025 und 2026 sind viele neue Belastungen hinzugekommen, welche insbesondere die Industrie und Wirtschaft stark betreffen. Die Folgen sind umfangreiche Umstrukturierungen, Kapazitätsverlagerungen ins

Ausland und Arbeitsplatzabbau. Das ist entscheidend für den zukünftigen Stromnetzausbau bis 2040.

Die sich ändernden wirtschaftlichen Umstände erfordern ein grundsätzliches Umdenken und eine neue Strategie im Energie- und Klimabereich. **Klar ist, dass die hohen Strom- und Stromnetzkosten wieder sinken müssen, um den Wirtschaftsstandort wettbewerbsfähig zu machen.** Dies sind auch die angekündigten neuen Ziele der Bundesregierung und der Industrie. Die vergangene Bundesregierung hat für Österreich eine sehr teure, radikale 100% Energiewende bis 2040 geplant, die trotz aller wirtschaftlichen Herausforderungen umgesetzt werden soll. Fraglich ist, ob dies überhaupt sinnvoll und machbar ist.

Generell stellt sich die Frage, ob und wie man die geplante, teure „Luxus-Energiewende“ überhaupt realisieren kann. Die von Experten geschätzten Investitionskosten betragen rund 178 Mrd. Euro, zuzüglich sehr hoher Finanzierungskosten, Betriebskosten und hohen Förderungen. Dies würde geschätzte Gesamtkosten von ca. Euro 360 Mrd. ergeben. Diese Summen können nur zu einer Kostenexplosion führen, was bislang offensichtlich ignoriert wurde. Österreich hat eine Budgetkrise und die Staatsschulden betragen aktuell rund Euro 450 Mrd..

Die zu erwartende, lang andauernde Wirtschaftskrise wird eine vollständige Neuplanung der 100%-Energiewende und des Stromnetzausbaus in Österreich erzwingen. Ziel kann nur eine realistische und kostengünstige Energiewende sein. Auch die Stromnetzkosten müssen zukünftig sinken, indem die geplanten Netzausbaukosten von Euro 53 Mrd. (44 Mrd. ins Verteilnetz und EUR 9 Mrd. ins APG-Übertragungsnetz) erheblich reduziert, zeitlich verschoben und wichtige Einsparungsmöglichkeiten genutzt werden.

Die geplanten Gesamtinvestitionen von EUR 53 Mrd. bedeuten, dass bis 2040 insgesamt EUR 82 Mrd. Netzkosten, inkl. Finanzierung, etc, von allen Stromkunden zu bezahlen sind. Eine neue Studie zeigt, dass nach dieser Planung die jährlichen

Netzkosten von EUR 2,51 Mrd. (2025) auf EUR 5,1 Mrd. (2031) und auf EUR 7,36 Mrd. (2040) ansteigen werden. Das ist eine Verdreifachung der aktuellen Netzkosten in 15 Jahren. Diese Kostenexplosion ist eine große Belastung für den Wirtschaftsstandort.

Laut einer aktuellen Netzkosten-Studie des Branchenverbands Österreichs Energie führt der geplante Netzausbau **zu einer weiteren Steigerung der Stromnetzkosten bis 2030 um 50%**, zusätzlich zum hohen Preisniveau 2025 und dass, obwohl die Stromnetzkosten seit 2020 bereits erheblich gestiegen sind. Dies gilt allerdings nur unter den Voraussetzungen, dass der Strombedarf im öffentlichen Netz trotz hoher Preise nicht sinkt, die Industrie sich nicht negativ entwickelt oder auf umfangreichere Stromeigenerzeugung ausweicht und E-Autos trotz sehr hoher Stromkosten boomen. Bei sinkender Stromnachfrage ergeben sich noch höhere Stromnetzkosten. **Realistisch sind daher Kostensteigerungen von 100% für Haushalte und Gewerbebetriebe bis 2040**, da sich die Großindustrie sehr ungern an hohen Stromnetzkosten beteiligt und internationaler Stromhandel, Pumpspeicher und Windenergie sehr wenige Prozent dieser Kosten finanzieren.

Dies nur unter der Annahme, dass der Staat die Stromnetzkosten mit Förderungen und anderen Zuzahlungen aus dem Budget zukünftig stützt, so wie jetzt beschlossen.

Kärnten ist von **den hohen Stromnetzkosten besonders betroffen**. Von 2020 bis 2025 wurden die Stromnetzkosten der KNG-Kärnten Netz GmbH um rund 60% auf 11,78 Cent pro kWh erhöht. (Haushaltstarif, Bsp. 3500 kwh).

Ebenso zeigt die bisherige Entwicklung des Strommarkts, dass die geplante große Zunahme des Stromnetzbedarfs in Kärnten bis 2040 aus heutiger Sicht unrealistisch ist. Die **geplanten Netzinvestitionen erhöhen** wiederum die **Netzkosten in Kärnten** (im Kärnten Netz bereits die höchsten Netztarife in Österreich) und gefährden den Wirtschaftsstandort.

All dies widerspricht den Grundsätzen der Wirtschaftlichkeit, Sparsamkeit und Risikovermeidung in Krisenzeiten.

Betreffend die Netzkapazitäten in Kärnten ist festzuhalten, dass das geplante 380 kV und das 110 kV-System die nächsten 10 Jahre nicht verfügbar sein wird. Es geht also um die Stromnetzkapazität nach 2035.

Ursprünglich (bis 2022) war nur ein APG-Übertragungsnetz für Kärnten geplant. Dieses sah den Ausbau der bestehenden 220 kV-Leitung und Investitionen von EUR 500 Mio. statt EUR 3 Mrd. vor. Die erfolgte Planänderung für eine zusätzliche 380 kV-Leitung, bzw. zweite, große Stromtrasse in Kärnten ist eine direkte Folge der Regierungspläne für eine radikale 100%-Energiewende bis 2040. Auch seitens der APG-Verantwortlichen wurde noch 2022 erklärt, dass eine 380 kV-Leitung in Kärnten die nächsten 10 Jahre kein Thema sei.

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen und die Kosten-Plus-Richtlinie mit garantiertem Kostenersatz, inkl. garantierter Eigenkapitalverzinsung (Gewinn), stellen für Netzbetreiber einen enormen Anreiz für teure Investitionen und einen großen Netzausbau und für neue, zusätzliche Stromtrassen dar. Die Auslastungsrisiken und die Kostenrisiken tragen nur die Netzkunden und der Staat. Kärnten erlebt gerade die Auswirkungen, wenn eine große Gaspipeline nicht benötigt wird. Für die verbleibenden Kunden steigen die Gasnetzgebühren stark an. Ähnlich große Risiken gelten für die Stromnetze.

Laut Aussagen der Projektwerberinnen wird das gegenständliche Projekt primär für Pumpspeicherkraftwerke und neue Windenergieanlagen gebaut und um den Strom zwischen Ost- und Westösterreich zu transportieren. Auch diese Behauptung ist kritisch zu hinterfragen. Ob die sehr teuren Pumpspeichersysteme, mit Energieverlusten von bis zu 40 % (inkl. Netzverlusten), langfristig wettbewerbsfähig sind und nach 2040 in dieser Form gebraucht werden, ist unklar. Gleiches gilt für das teure Gesamtsystem Windräder-380 kV-Leitung-Pumpspeicher. Mit sehr großen und günstigen Batteriespeichern mit viel geringeren Energieverlusten könnte das

zukünftige Energiesystem anders aussehen als heute. In China werden diese Großbatteriespeicher bereits kostengünstig (um 70 USD/kwh) gebaut, in Europa um 400 EUR/kwh.

Bei genauer Analyse erkennt man, dass der extrem hoch geplante Ausbau der erneuerbaren Energien und der sehr hoch geplante Strombedarf bis 2040 nicht realistisch sind. Für Kärnten ist eine Stagnation des Strombedarfs zu erwarten. Dies belegt u.a. die Netzplanung für 2040 der KNG-Kärnten Netz GmbH, wenn man die unrealistische Annahme von 100 % E-Auto-Bestand im Jahr 2040 auf 50 % reduziert, zusätzlich bei der Industriestromprognose die Eigenerzeugung abzieht und die Wirtschaftskrise und die verhaltenen Zukunftsaussichten berücksichtigt.

Beim Strombedarf muss man zwischen dem gesamten Strombedarf, inkl. Eigenerzeugung und Eigenverbrauch und dem Strombedarf im öffentlichen Stromnetz (der APG und Verteilnetzbetreiber) unterscheiden. Nur Letzterer ist für das Stromnetz relevant.

Entscheidend ist, dass der gesamte Strombedarf im öffentlichen Netz bis 2040 nur um 25% wachsen soll. Bis 2030 wird mit einem stagnierenden Strombedarf im öffentlichen Netz gerechnet. (Siehe Webseite Dashboard Energiezukunft, der Wirtschaftskammer, Fachgruppe Industrie). Seit 2018 ist der gesamte Strombedarf um 8% gesunken. Ähnliches gilt auch für Kärnten. Anm.: Diese Einschätzung wurde vor dem Irankrieg und der Weltwirtschaftskrise getroffen, diese muss nach unten korrigiert werden.

Anzumerken ist, dass bis 2008 der gleich große Strombedarf im öffentlichen Netz wie heute, mit einem wesentlich kleiner dimensionierten und kostengünstigeren Stromnetz bewältigt wurde. Viele große Leitungsprojekte, wie die Steiermarkleitung und die Salzburgleitung und andere, waren damals noch nicht realisiert.

Besonders kritisch sind die sehr teuren Energie-Konzepte zu sehen, wie z.B. der umfangreiche Aufbau der Wasserstoffwirtschaft, grüner Stahl, grüner Zement und

grüne Chemieproduktion. Diese Luxusprogramme sind die wesentlichen Treiber für die angenommene Verdoppelung des Strombedarfs bis 2050. Die damit verbundenen extrem hohen Kosten und Förderungen wird sich Österreich und Europa kaum leisten können.

Betreffend dem Österreichischen Stromnetzplan muss festgehalten werden, dass die gesamte Planung auf einem völlig unrealistischen Szenario für die Stromwirtschaft basiert. Nämlich dem Szenario, dass die radikale 100%-Energiewende bis 2040 umgesetzt wird. Das bedeutet, dass das gesamte Investitionsprogramm in Höhe von Euro 53 Mrd. und auch der geplante Netzausbau in Kärnten nur auf einer politischen Willenserklärung basiert und nicht auf Fakten. Insbesondere kam es nie zu einer seriösen und detaillierten Prognose, Planung und Prüfung des Strombedarfs, des Netzbedarfs und der Stromkosten für 2040.

Aus all diesen Gründen ist eine umfassende Neuplanung der österreichischen Energiewende, des zukünftigen Strombedarfs und Stromnetzbedarfs von Österreich und Kärnten erforderlich. Dabei müssen die neuen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, Herausforderungen, Zukunftsaussichten und Risiken berücksichtigt werden. Auch die zu erwartenden zukünftigen Strom- und Stromnetzkosten müssen aufgezeigt werden. Das ist eine entscheidende Grundlage für das gegenständliche Projekt. Eine umfassende Neuplanung wurde auch von Vorstandsvorsitzenden führender Energiekonzerne in Österreich und Deutschland bereits mehrfach gefordert.

Österreich braucht ein Sanierungskonzept für die Energiewende, mit einer Rückstufung auf eine realistische 80%- bis 90%-Energiewende und einen verlängerten Zeithorizont bis 2050 (statt 2040). Die Zielsetzungen müssen ein kostengünstigeres Energiesystem und Stromnetz und wesentlich niedrigere Strompreise sein. All diese Themen müssen als erstes geprüft werden, um große Fehlinvestitionen zu vermeiden.

2. Zu den technischen Potentialen

Das **NOVA-Prinzip** des **Netzausbaus** fordert eine **umfangreiche Netzoptimierung**, vor einer Netzverstärkung, vor einem Netzausbau. Dies beinhaltet auch den **Einsatz alternativer Technologien**, wie den **Einsatz von Laststeuerungen, Großbatterien** etc..

Das bedeutet, dass **neue Stromtrassen erst errichtet werden sollen, wenn alle anderen technischen und organisatorischen Möglichkeiten vollkommen ausgeschöpft sind.**

Diese wichtigen Grundsätze des Netzausbaus sind im §123 des ELWG verankert.

„§123 (1) Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Regulierungsbehörde in ungeraden Kalenderjahren gemeinsam einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz zur Genehmigung vorzulegen, der sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt.

(3) Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans habe die Übertragungsnetzbetreiber4. Das Potenzial der Nutzung von Laststeuerungs- und Energiespeicheranlagen oder anderen Ressourcen als Alternative zum Netzausbau sowie geeignete Standorte für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen und....zu berücksichtigen.

(5) Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten bei schrittweisem, bedarfsgerechtem und Kosten-Nutzen optimiertem Netzausbau zu berücksichtigen und diese in ihrem Umsetzungszeitplan gemäß der Wirksamkeit und betrieblichen Notwendigkeit und im Hinblick auf wechselseitige Abhängigkeiten der Maßnahmen zu priorisieren. Dies setzt insbesondere voraus, dass der Neubau von elektrischen Leitungsanlagen erst dann in Betracht gezogen wird, wenn die bestehenden

elektrischen Leitungsanlagen ausreichend optimiert oder angemessene Verstärkungs- und Erweiterungsmaßnahmen durchgeführt wurden.

(6) Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer... zu berücksichtigen.“

Der APG stehen umfangreiche technische Möglichkeiten zur Verfügung um die bestehenden Stromleitungen aufzurüsten und die Leitungskapazitäten der Bestandstrassen erheblich, bzw. um mehr als 100 % zu erhöhen.

Die größten Kosteneinsparungen erzielt man, wenn man auf die Neuerrichtung von zusätzlichen Leitungstrassen verzichtet. So wie auf die Neuerrichtung der zusätzlichen 380 kV-Kärntenleitung. Die Alternativen für die Aufrüstung von Bestandsleitungen sind daher besonders sorgfältig zu prüfen.

Dabei ist zu beachten, dass das österreichische Stromsystem als Gesamtsystem betrachtet wird. Die Erhöhung von Bestandsleitungen in Oberösterreich oder Salzburg, kann den parallelen Leitungsbedarf in Südosterreich, wie Kärnten oder Steiermark reduzieren und umgekehrt.

Diese großen Potentiale müssen genützt werden, bevor neue Leitungstrassen in Kärnten oder Oberösterreich errichtet werden. Damit könnte die Gesamtkapazität der vier bestehenden, parallelen Leitungstrassen die gleichzeitig 8 parallele Leitungssysteme darstellen um ca. 100% erhöht werden.

Insgesamt verfügt die APG derzeit über eine 380 kV und eine 220 kV Stromtrasse in Oberösterreich, eine 220 kV Stromtrasse in der Obersteiermark in Richtung Kaprun und eine 220 kV Stromtrasse in Kärnten. Alle diese Stromtrassen laufen parallel in Ost-West-Richtung in Österreich und bestehen jeweils aus 2 Stromsystemen, zur Sicherstellung des n-1-Sicherheitskonzepts. Es bestehen also 8 parallele Leitungssysteme.

Die geplante neue 380 kV-Kärntenleitung soll parallel zu diesen 4 Leitungssystemen als 5. Leitungssystem bis 2033 errichtet werden.

Anzumerken ist, dass die beiden Kärntner Stromleitungen (220kV und 380 kV) damit eine gleich hohe Leitungskapazität aufweisen werden, wie das parallele Leitungssystem in Oberösterreich und Niederösterreich, wobei der Strombedarf in Kärnten wesentlich geringer ist. Wenn man die neue Deutschlandleitung mit 6000 MW, die geplanten Großinvestitionen, wie das KI-Rechenzentrum in Kronsdorf und die VOEST betrachtet, wäre es im Bedarfsfall sinnvoll, eine neue Leitungstrasse zuerst in Oberösterreich zu errichten und nicht in Kärnten. Ein 6. paralleles 380 kV-Leitungssystem in Oberösterreich ist von der APG bis 2039 geplant.

Technische Möglichkeit zur Erhöhung der Leitungskapazitäten sind die Erhöhung der Anzahl der Leiterseile pro Leiterbündel, die Aufrüstung auf Hochtemperaturseile, oder die Aufrüstung auf Karbonseile (Leiterseile mit Karbonfaserkern) oder der Wechsel von 220 kV auf 380 kV. Damit können die Leitungskapazitäten je nach Fall um 33% bis über 200% erhöht werden. Alleine mit der Verdoppelung der Leiterseile oder mit einer Umrüstung auf Karbonseile ist eine Steigerung um 100% möglich. Wird beides gleichzeitig realisiert so sind mehr als 200% Kapazitätssteigerung möglich.

Eine sehr große Kapazitätssteigerung ist durch einen Austausch eines 220 kV-Systems mit einem 380 kV-System möglich. Dies erfordert in der Regel auch einen Austausch des Mastsystems. Dies war ursprünglich auch für die 220 kV-Bestandstrasse in Kärnten geplant.

Wesentlich kostengünstiger ist die Erhöhung der Leiterseil-Anzahl um 1 weiteres Seil je Leiterbündel, der Einsatz von Hochtemperaturseilen oder Karbonseilen.

Die APG plant selbst die ersten Projekte für die Aufrüstung von Bestandsleitungen mit Karbonseilen (Karbonfaserkernseile). Diese neue Technik, die weltweit schon

umfangreich eingesetzt wird, ermöglicht einen schnellen Seiltausch auf bestehenden Masten, da diese Seile leichter sind. Damit können Bestandsleitungen relativ rasch an einen wesentlich höheren Strombedarf angepasst werden. Theoretisch wäre dies für sehr viele Bestandsleitungen der APG möglich.

Bei 220 kV- oder 380 kV-Bestandsleitungen kann die Anzahl der Leiterseile pro Leiterbündel von 2 oder 3 Leiterseilen auf 3 oder 4 Leiterseile erhöht werden. Bei 380 kV-Leitungen sind in Österreich 2 und 3 Leiterseile Standard, in Deutschland 4 Leiterseile. Viele alte Bestandsleitungen sind noch mit 2 Leiterseilen ausgeführt. Einschränkungen bestehen betreffend der Seilgewichte und der Eislasten. Dies erfordert je nach Fall auch Mastverstärkungen, Masterrhöhungen oder einen Masttausch.

Betreffend der geplanten neuen Kärntenleitung sind besonders die Ausbaumöglichkeiten der oben genannten 4 Leitungstrassen in Oberösterreich, Steiermark und Kärnten und weiterer Bestandstrassen zu prüfen. Dazu zählen auch die neue 380 kV-Salzburgleitung, die alte 380 kV-Osttirolleitung und die alte 380 kV-Koralnleitung.

Damit könnten zusätzlich, sehr teure Leitungstrassen quer durch Österreich eingespart werden. Weiters könnten damit auch Neuinvestitionen bis nach 2040 zeitlich verschoben werden. Es wird daher eine vertiefte Prüfung dieser Aufrüstungs-Optionen vor Neuinvestitionen in neue Leitungstrassen gefordert.

Für die Beurteilung von Netzinvestitionen sind weitere zentrale technische Aspekte der Stromnetzplanung bei allen Entscheidungen zu berücksichtigen:

Stromnetze werden nicht für Dauerlasten sondern für Spitzenlasten ausgelegt. Diese Spitzenlasten treten nur wenige Stunden im Jahr auf, verursachen aber sehr teure Investitionen und Kosten und sollten daher minimiert werden.

Dies zeigen die Summenlastprofile. Beispielsweise zeigt das Netzlastprofil des öffentlichen Netz von Österreich (inkl. Verluste, ohne Pumpspeicher), dass die gesamte Netzlast über 10.000 MW nur ca. 50 bis 100 Stunden im Jahr auftritt, Netzlasten über 9.000 MW nur zwischen 420 bis 700 Stunden. Von insgesamt 8.800 Stunden pro Jahr.

Hinzu kommt, dass Stromnetze die n-1 Sicherheitsanforderung erfüllen müssen und daher im Regelfall, auch bei hohem Strombedarf, nur zu maximal 50% ausgelastet werden. In der Praxis wird diese Auslastung für Spitzenlasten wenige Stunden lang überschritten, nur bei Netzenspässen auch mehr.

Es besteht also ein gewisser Gestaltungsspielraum bei Stromnetzen welcher Spitzenbedarf noch zugelassen wird, welche alternative Maßnahmen genutzt werden, wie groß das Stromnetz wirklich dimensioniert und wirtschaftlich optimiert wird.

Diese Beurteilung ist für jeden Netzknoten und für jede Stromleitung unterschiedlich und daher einzeln durchzuführen. Auch Netzausbaumaßnahmen im gesamten Netz können sich diesbezüglich sehr stark auf einzelne Leitungen auswirken.

Es muss in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen werden, dass das bestehende Gesamtsystem mit sehr großen Leitungsprojekten wesentlich verbessert wurde bzw. in den nächsten Jahren wird. Dazu zählt insbesondere die neue Salzburgleitung (Kapazitätserhöhung von 800 MW auf 4.000 MW, Fertigstellung April 2025), die neue Deutschlandleitung (Kapazitätserhöhung von 800 MW auf 6.000 MW, Inbetriebnahme Sommer 2027), Sanierung und Aufrüstung der Ennstalleitung nach Kaprun (auf ca. 1.000 MW, Inbetriebnahme 2027) und andere mehr. Damit werden die Leitungskapazitäten bereits wesentlich erhöht und es entstehen damit sehr große Kapazitätsreserven im APG-Netz.

3. Kärntenleitung im Detail

Für die geplante 380 kV-Kärntenleitung ist zunächst zu berücksichtigen, dass bis 2035 nur die bestehende 220 kV-Leitung und eine Leitungskapazität von 800 MW verfügbar sind. Das ist fixiert. Damit wird der gesamte Strombedarf in Kärnten, der gesamte Pumpspeicherbedarf und der Transitstrombedarf bis 2035 abgedeckt.

Die bestehende 220 kV-Kärntenleitung ist im Standardbetrieb normal ausgelastet, mit wenigen Stromspitzen und daher in den offiziellen Planungen für 2030 grün gekennzeichnet. Das heißt die Leitung weist auch für 2030 ausreichende Kapazitätsreserven auf.

Es geht um zusätzlichen Leitungskapazitäten ab 2035 und eine Prognose des Netzbedarfs für 2040 und 2050. Mittlerweile argumentiert die APG, man plane nicht für 2050, sondern für die nächsten Generationen. Das ist mit sehr großen Unsicherheiten und Risiken verbunden, wie die aktuelle Wirtschaftskrise zeigt.

Der Strombedarf im öffentlichen Netz in Kärnten stagniert bis 2040. Dies zeigen detaillierte Analysen, die die Eigenerzeugung und den Stromverbrauch, der nicht im öffentlichen Netz der KNG und APG stattfindet, berücksichtigen. Dies zeigt auch eine umfangreiche Studie von 2025, die im Auftrag des Landes Kärnten durchgeführt wurde. (Siehe „Wissenschaftliche Studie zur Energiestrategie Kärnten“, Fachhochschule Kärnten, Hochschule Nordhausen (D), Ingenieurbüro GET-Innovation Griesßhammer, Ingenieurbüro Ressourcenmanagement Weber, Projektleitung FH-Prof. Dr. Robert Hauser, Wissenschaftliche Leitung Prof. Dr.-Ing. Viktor Wesselak Universität Klagenfurt, März 2025).

Der Netzbedarf für die bestehenden großen Pumpspeicher in Kärnten wird vom bestehenden APG Netz ohne Probleme abgedeckt.

Wenn man die Auslastung genau analysiert, stellt man fest, dass der maximale Strombedarf der österreichischen Pumpspeicher im Winter nur 2,000 MW beträgt

(Pumpbetrieb, öffentliches Netz). Gleichzeitig beträgt im Winter der maximale Strombedarf 11.000 MW, an wenigen Spitzenstunden (ohne Pumpspeicher). Die maximale österreichische Pumpstromerzeugung beträgt 5.000 MW (jeweils im öffentlichen Netz).

Die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke des Verbunds haben in Summe rund 4.000 MW Turbinen- und 2.400 MW Pumpleistung. In Kärnten ist nur ein Teil dieser Kraftwerke. Die gesamte Malta-Reißeckgruppe hat einen Turbinenleistung von 1.545 MW und eine Pumpleistung von 1.095 MW. Die Fragantgruppe der KNG-Kärnten Netz GmbH hat einen Turbinenleistung von 475 MW und eine Pumpleistung von 245 MW. Insgesamt beträgt die Turbinenleistung 2.020 MW und eine Pumpleistung 1.340 MW in Kärnten.

Der teure Pumpstrom wird hauptsächlich von Kärnten über Lienz nach Deutschland exportiert. Dies erfolgt nicht über die 220 kV - Kärntenleitung.

All das wird mit der bestehenden 220kV-Kärntenleitung und der bestehenden 220 kV-Mölltalleitung, sowie dem bestehenden KNG-Netz heute und bis 2035 bewältigt. Für die Zukunft ist eine Aufrüstung der 380kV-Osttirolleitung auf 3.000 MW und eine Erhöhung der Kapazität der Kärntenleitung geplant.

Für Kärnten liegen keine konkreten Ausbaupläne für neue große Pumpspeicher vor. Die sehr hohen Baukosten dürften neue Projekte unwirtschaftlich machen. Die aktuell im Bau befindlichen Anlagen führen zu einem verhältnismäßig geringen Netzzusatzbedarf.

Zur Transitfunktion der Kärntenleitung ist zu sagen, dass der Großteil des Stromaustausch Österreichs mit Deutschland und Tschechien erfolgt. Dies betrifft primär den Raum Oberösterreich, Niederösterreich, Wien, Steiermark. In Kärnten betrifft dies den zuvor genannten Pumpspeicherbetrieb. Der Stromtransit nach Italien und Slowenien ist im Vergleich dazu gering. Die 70%-Anforderung für den internationalen Stromhandel betreffen primär den zuvor genannten Stromaustausch

mit Österreich, inkl. Pumpspeicher. Der Stromtransit durch Kärnten hat nur einen kleinen Anteil.

Die Leitungskapazität der bestehenden 220kV-Leitung kann – wie bereits erwähnt – mittels Seiltausch und Ausstattung mit leichteren Karbonfaserkernseilen von 800 MW auf 2.000 MW bis 3.000 MW erhöht werden. Mit 2 Seilen pro Leiterbündel, wie bisher, sind 2.000 MW möglich, mit 3 Seilen wären auch bis zu 3.000 MW möglich. Im ersten Fall können die bestehenden Mastsysteme genutzt werden, im zweiten Fall wäre eine Mastverstärkung erforderlich.

Diese Potentiale für eine Kapazitätserhöhung sind für den Stromnetzbedarf in Kärnten aus heutiger Sicht ausreichend. Insbesondere wenn man den Zusammenhang mit dem gesamten Österreichischen Stromnetz berücksichtigt.

Bis 2022 war eine Aufrüstung des 220 kV - Leitungssystem auf 380 kV geplant, mit einer Leitungskapazität von 3.000 MW, und mit einer Investitionssumme von EUR 500 Mio.. Jetzt soll eine zusätzliche 380 kV - Leitung mit einer Kapazität von 5.000 MW errichtet werden, mit einer Investitionssumme von EUR 3 Mrd., bzw. mit Gesamtkosten von EUR 6 Mrd. (inkl. Zinsen, Betriebskosten, etc.).

Die Möglichkeit Karbonfaserkernseile einzusetzen zeigt, dass eine Aufrüstung auf ein 380 kV System nicht unbedingt notwendig ist, da man die Bestandsleitung auf 2.000 MW aufrüsten kann, was sinnvoll wäre.

Vor wenigen Jahren wurden Masten und Fundamente der 220 kV-Bestandsleitung bereits umfangreich verstärkt und teilweise mit höheren Masten getauscht. Es wurde damit erst vor kurzem bewiesen, dass eine Aufrüstung und eine Seiltausch der 220 kV-Bestandsleitung möglich ist.

Bei einer Aufrüstung ist in Teilbereichen der Trassenverlauf abzuändern, um Wohngebiete zu entlasten. Für den Abschnitt Villach – Gailtal – Lienz, für die Leitungen entlang der Draukraftwerke, für große Teile des Großraum Völkermarkt

und im Klagenfurter Becken, ist dies im geringem Ausmaß erforderlich. In bestimmten Abschnitten, wie einzelne Orte im Rosental, Grafenstein, u.a. sind umfangreichere Änderungen erforderlich.

Diese Trassenanpassungen sind ein erheblich geringerer und kostengünstigerer Eingriff als ein Neubau einer zusätzlichen sehr teuren 380 kV / 110 kV – Kombileitung von 190 km Länge.

Aufgrund der bestehenden Anbindungen von Klagenfurt, des neuen Umspannwerk in Villach-Süd, der Draukraftwerke muss die 220kV-Leitung in jeder Variante bestehen bleiben.

Zum Strombedarf der Kärntner Industrie ist festzustellen, dass die größten Kärntner Betriebe, bzw. Industriebetriebe in den Bezirken St. Veit, Wolfsberg, Völkermarkt, Klagenfurt, direkt an den APG- Netzknoten Obersielach mittels KNG-Netz angebunden und daher von der geplanten 380 kV - Kärntenleitung nicht betroffen sind.

Neue 110 kV - Leitungssysteme müssen bereits heute als Erdkabelvarianten realisiert werden (sofern die Zusatzkosten das 1,8 fache nicht übersteigen). Dies ist gesetzlich verankert (ELWG § 118 und § 123). Dies gilt noch viel mehr für Leitungen die bis 2035 realisiert werden und langfristig bestehen sollen. Aus diesem Grund ist nicht nachzuvollziehen, dass ein 380 kV / 110 kV – Kombisystem geplant wird und ein 110 kV-Leitungssystem als Hochspannungsleitung ausgerechnet im Tourismusland Kärnten eingereicht wird. Noch dazu wo die Landesverfassung § 7a ausdrücklich den Schutz der Kärntner Landschaft und der Bodenflächen gesetzlich verankert hat.

Zum Thema Versorgungssicherheit ist zu sagen, dass Kärnten mit dem bestehenden APG-Netz, den Draukraftwerken, den Pumpspeicherkraftwerken, der Eigenerzeugung der Industrie, etc. heute und in der Zukunft maximal abgesichert ist.

Insbesondere wenn man den geringen Kärntner Strombedarf von 5 TWh pro Jahr berücksichtigt.

Aus all den zuvor genannten Gründen ist eine Aufrüstung der bestehenden 220 kV – Leitung für den zukünftigen Stromnetzbedarf in Kärnten vollkommen ausreichend und eine zusätzliche 380 kV – Leitung abzulehnen.

In jedem Fall ist eine wesentlich kostengünstigere Aufrüstung der 220 kV Leitung nochmals eingehend in allen Varianten von unabhängigen Experten zu prüfen und zu beurteilen, bevor über eine neue, zusätzliche 380 kV / 110 kV Kärntenleitung und ein 3 Mrd. € - Großprojekt endgültig entschieden wird.

4. Anregung an den Rechnungshof

Wie bereits ausgeführt wurde, ist davon auszugehen, dass die bis jetzt **veranschlagten Kosten iHv. rund Euro 3 Mrd.** für die Errichtung des Vorhabens **nicht ausreichen** werden. Neben den Material- und Baukosten ist auch die volkswirtschaftliche Gesamtbelastung des Infrastrukturprojektes zu berücksichtigen.

Weiters kommen Finanzierungskosten, laufende Betriebs- und Instandhaltungskosten, Erneuerungsinvestitionen sowie Kosten für weitere Netzanbindungen etc. hinzu. Die vom Stromkunden zu bezahlenden Gesamtkosten werden ca. EUR 6 Mrd. betragen.

Es handelt sich somit um eine **Investitionsentscheidung mit jahrzehntelanger finanzieller Bindungswirkung.**

Aus Sicht einer ökonomischen Entscheidung muss daher folgende zentrale Frage gestellt werden:

Ist zweifelsfrei und auf Grundlage aktueller, unabhängiger und belastbarer Daten nachgewiesen, dass genau dieses Projekt in genau dieser Dimensionierung tatsächlich benötigt wird?

Eine solche Milliardeninvestition darf in der derzeitigen wirtschaftlichen Lage nicht allein deshalb umgesetzt werden, weil Netzbetreiber ihre Notwendigkeit behaupten, ein tatsächlicher Nachweis jedoch nie erbracht wurde und es darüber hinaus andere Möglichkeiten geben würde, um die gleichen gewünschten Ziele zu erreichen.

Vielmehr muss gerade bei einem Projekt dieser Größenordnung regelmäßig überprüft werden, ob die ursprünglichen Annahmen angesichts veränderter wirtschaftlicher, technologischer und energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen weiterhin zutreffen. Dies gilt umso mehr, wenn zwischen Planung, Genehmigung, Errichtung und tatsächlicher Inbetriebnahme viele Jahre liegen.

Die Begründung großer Stromnetzinvestitionen beruht zwangsläufig auf Prognosen über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten. Prognostiziert werden müssen unter anderem die zukünftige Stromnachfrage, die industrielle Entwicklung, die Elektrifizierung von Verkehr und Wärme, der Ausbau erneuerbarer Energien, die räumliche Verteilung der Stromerzeugung, der internationale Stromhandel sowie der zukünftige Speicherbedarf.

Besonders problematisch wäre es, wenn sich herausstellen sollte, dass die Wirtschaftlichkeit bzw. Notwendigkeit des Projekts nur unter sehr ambitionierten Hochverbrauchs- und Ausbauannahmen gegeben ist.

Eine Infrastruktur, deren Kosten über Jahrzehnte getragen werden muss, sollte nicht nach dem maximal denkbaren Bedarf dimensioniert werden, wenn wesentlich kostengünstigere, schrittweise und an den tatsächlich eintretenden Bedarf anpassbare Lösungen möglich sind.

Sollte ein erheblicher Teil der Infrastruktur primär dem überregionalen Stromtransport oder bestimmten Erzeugungs- und Speicherprojekten dienen, stellt sich zwingend die Frage nach einer verursachungsgerechten Kostenzuordnung. Es wäre wirtschaftspolitisch problematisch, wenn Haushalte sowie kleine und mittlere Unternehmen über steigende Netzentgelte Investitionen finanzieren müssten, die bereits heute ca. 85% der Stromnetzkosten tragen, deren Nutzen überwiegend anderen Marktteilnehmern oder dem überregionalen Stromhandel zugutekommt. Die Kosten für eine Überdimensionierung trägt letztlich der österreichische Verbraucher, nicht der Betreiber und schon gar nicht die profitierenden Nachbarländer.

Es besteht auch weiters das Risiko der sogenannten „Stranded Assets“. Technologische Entwicklungen verlaufen derzeit außerordentlich dynamisch. Die Kosten von Batteriespeichern sinken, dezentrale Erzeugung nimmt zu und digitale Netzsteuerung ermöglicht eine bessere Nutzung bestehender Infrastruktur. Niemand kann mit Sicherheit vorhersagen, wie das optimale Stromsystem im Jahr 2040 oder 2050 aussehen wird. Umso problematischer wäre es, heute Milliarden in eine Infrastruktur zu investieren, deren Dimensionierung auf Annahmen beruht, die sich innerhalb weniger Jahre wesentlich verändern können.

Abschließend ist festzuhalten, dass sich die **Kritik nicht allgemein gegen notwendige Investitionen in eine sichere Stromversorgung richtet, sondern nur gegen eine 380 kV-Luxusvariante für mehrere Milliarden Euro, wenn das gleiche Ergebnis mit geringeren Kosten und weniger Aufwand erzielt werden könnte.**

Es ergeht daher das **dringende Ersuchen** an Sie und an den Rechnungshof im Rahmen der Zuständigkeiten folgende, das Projekt betreffende, Fragen einer Prüfung zu unterziehen:

1. Auf welchen aktuellen und unabhängigen Strombedarfs-, Lastfluss- und Engpassprognosen beruht die Notwendigkeit des Projekts?

2. Welche Summenlastprofile und welche Lastspitzen werden für den Zeitraum 2025, 2035, 2040, 2050 für Österreich, für Kärnten und für die 220 kV- und die neue 380 kV- Kärntenleitung, und die oben genannten 4 parallelen Leitungssysteme in Österreich und die Netzknoten prognostiziert?
3. Laut Österreichischen Netzentwicklungsplan 2025 wurde der Strombedarf für 2030 und 2040 nicht geprüft, sondern beruht auf einer politischen Entscheidung und Vision für 2040, die ungeprüft übernommen wurde (siehe Netzentwicklungsplan 2025). Diese Planung ist aufgrund der neuen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Fakten vollkommen unrealistisch. Dies kann nicht die Grundlage für Milliardenentscheidungen in den österreichischen Netzausbau sein. Welcher Strombedarf und Netzbedarf für 2030 und 2040 ergibt eine kritische Neuplanung für Österreich und Kärnten und für die wichtigsten Kundengruppen?
4. Welche Strompreisentwicklung werden, unter Berücksichtigung der geplanten sehr hohen Stromkosten und Stromnetzkosten bis 2040, für die einzelnen Kundengruppen als Basis für diese Beurteilung angenommen?
5. Wie robust bleibt der Bedarf bei konservativeren Szenarien zur Entwicklung von Wirtschaft, Industrie und Stromverbrauch?
6. Welche tatsächliche durchschnittliche Auslastung und Spitzenauslastung wird für die neue Infrastruktur prognostiziert?
7. Welche bestehenden Netzkapazitäten und Kapazitätsreserven stehen nach Fertigstellung bereits beschlossener Netzausbauten in Kärnten und Österreich zur Verfügung?
8. Wurde eine Kombination aus Bestandsnetzverstärkung, Speichertechnologien, intelligenter Netzsteuerung und weiterer bekannter technologischer und organisatorischer Möglichkeiten als Alternative untersucht?
9. Wurde eine zeitliche Verschiebung des Projekts wirtschaftlich bewertet?
10. Welche Investitions-, Finanzierungs-, Betriebs- und Lebenszykluskosten entstehen tatsächlich?
11. Welche Auswirkungen ergeben sich daraus langfristig auf die Netzentgelte?
12. Wer trägt das wirtschaftliche Risiko, wenn die prognostizierte Netzauslastung nicht eintritt?

13. Welche regulatorischen Renditen und Erlöse entstehen den beteiligten Netzbetreibern aus der Investition?
14. Bestehen regulatorische Fehlanreize und sind kapitalintensive Neubaulösungen gegenüber kostengünstigeren Optimierungsmaßnahmen wirklich zu bevorzugen?
15. Welche konkreten und monetär bewerteten volkswirtschaftlichen Vorteile stehen den gesamten Lebenszykluskosten gegenüber?
16. Wurden Kostensteigerungsrisiken und mögliche Kostenüberschreitungen ausreichend berücksichtigt?
17. Was ergibt eine Neubewertung, wenn die letzten, aktuellen Preiserhöhungen für Rohstoffpreise, Lieferantenpreise, und höhere Risikozuschläge aufgrund der aktuellen Weltwirtschaftssituation und Weltwirtschaftskrise (bis Juli 2026) berücksichtigt werden?
18. Ist gewährleistet, dass Kosten und Risiken verursachungsgerecht getragen werden und nicht unverhältnismäßig auf Haushalte und kleinere Unternehmen überwälzt werden, die bereits jetzt 85% der Netzkosten tragen?
19. Welche Konsequenzen hätte eine geringere als prognostizierte Stromnachfrage für die Netzentgelte?
20. Ist die sofortige Umsetzung des Gesamtprojekts tatsächlich wirtschaftlicher als eine schrittweise, bedarfsabhängige Investitionsstrategie?
21. Welche Aufrüstungs- und Ausbaumöglichkeiten bestehen bei den für das Projekt wesentlichen Bestandsleitungen in Kärnten und in Österreich?
22. Um wie viele MW können die Leitungskapazitäten der Bestandsleitungen in den einzelnen Varianten erhöht werden?
23. Warum sind bestimmte Ausbau-Varianten nicht möglich, bzw. werden nicht weiter verfolgt?
24. Was sind die geschätzten Investitionskosten der einzelnen oben dargestellten Alternativ-Varianten?
25. Rechtfertigen die Spitzenstrom-Netzanforderung für Windstrom und Pumpspeicherkraftwerken für wenige Stunden im Jahr die hohen Investitionen in den Netzausbau und das Investitionsrisiko?
26. Wie werden die gesamten jährlichen Stromnetzkosten in Milliarden Euro des Verteilnetzes und der Übertragungsnetze auf die wichtigsten Kundengruppen

(Großindustrie, Mittlere Industrie, Dienstleister, Gewerbe, Haushalte) und die Stromerzeuger, Pumpspeicher, Windparks, Solarparks, Batteriespeicher im Jahr 2025 verteilt. Welchen Milliardenbetrag trägt jede Kundengruppe? Welche Beträge sind für 2030 und 2040 geplant?

27. Welche Pumpspeicherleistungen im Turbinenbetrieb und im Pumpbetrieb werden für die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke in Oberkärnten, für neue Pumpspeicherkraftwerke in Oberkärnten, für bestehende Pumpspeicherkraftwerke in Salzburg (Kaprun) und neue Pumpspeicherkraftwerke in Salzburg für 2030 und 2040 geplant und für den Netzausbau berücksichtigt? Welche für Tirol und Osttirol?

Abschließend ist weiters darauf hinzuweisen, dass **Die APG im Vorprüfungsverfahren beantragt hat, dass im Rahmen des UVP Verfahrens auf ein umfangreiches energiewirtschaftliches Gutachten verzichtet werden soll. Zentrale energiewirtschaftliche Themen und mögliche Alternativen sollen damit gar nicht geprüft werden.** Das PCI Verfahren und die PCI Einstufung ist nur eine Grobeinschätzung und ersetzt in keinsten Weise ein ausführliches Energiewirtschaftliches Gutachten.

Dieser **geplante Verzicht auf ein energiewirtschaftliches Gutachten** ist in Anbetracht der geplanten Gesamtkosten von über EUR 6 Milliarden (inkl. Finanzierungskosten und Betriebskosten) und der massiven Auswirkungen auf Kärnten und Österreich **vollkommen unverständlich.**

Ein **Großprojekt dieser Dimension erfordert eine genaue Prüfung der energiewirtschaftlichen Themen** und eine **vertiefte Prüfung aller technischen und wirtschaftlichen Alternativen** in Kärnten und Österreich.

Es wird daher darüber hinaus höflich darum ersucht, dass der Rechnungshof ein ausführliches energiewirtschaftliches Gutachten für das Leitungsprojekt 380 kV-Kärntenleitung unter umfassender Berücksichtigung des damit verbundenen österreichischen Gesamtnetzes der APG beauftragt.

Zusammenfassend ist somit festzuhalten, dass die Prüfung dieses milliardenteuren Luxusprojektes jedenfalls als notwendig erachtet wird, da das Vorhaben weit über EUR 3 Mrd. kosten soll. Dazu kommen über Jahrzehnte hohe Finanzierungs-, Betriebs- und Instandhaltungskosten. Wie bereits ausgeführt, ist besonders brisant, dass noch vor wenigen Jahren eine Netzlösung um rund **EUR 500 Millionen** vorgesehen war.

Nun droht ein milliardenschweres Großprojekt, dessen Kosten letztlich über steigende Netzentgelte bei Haushalten und Betrieben landen werden. Bevor Milliarden verbaut werden, muss daher geklärt werden: **Ist diese 380 kV-Luxusvariante tatsächlich notwendig – oder zahlen die Stromkunden am Ende für eine überdimensionierte Fehlinvestition?**

Wir bedanken uns bereits im Voraus und stehen Ihnen bei weiteren Fragen selbstverständlich jederzeit zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Univ.-Doz. Dr. Wolfgang List

Ergeht in Kopie:
Bundeskanzler, Dr. Christian Stocker
Vizekanzler, Andreas Babler, MSc.
Wirtschaftsminister, Dr. Wolfgang Hattmannsdorfer
Finanzminister, Dr. Markus Marterbauer
Clubobmänner Bundesebene
Landeshauptmann von Kärnten, Ing. Daniel Fellner
Landeshauptmann von Tirol, Anton Mattle
Clubobmänner Landesebene
EU-Kommission
Medien lt. Verteiler