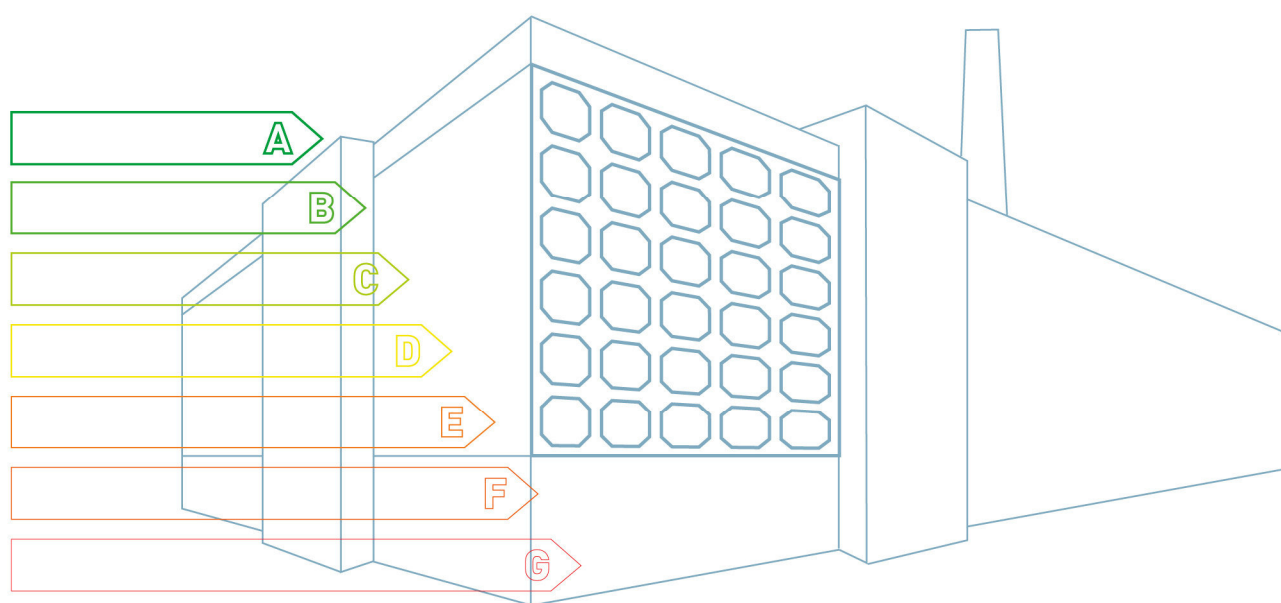




Erstellung eines langfristig nachhaltigen Energieversorgungskonzeptes für die Bahn der Zukunft



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Energie der Zukunft“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG	2
ABSTRACT	3
1. EINLEITUNG	4
1.1. MOTIVATION	4
1.2. ENERGIEVERSORGUNG DER BAHN	5
1.3. ZIELSETZUNGEN UND AUFBAU DES PROJEKTES	6
2. EXOGENE EINFLUSSFAKTOREN	8
2.1. VERKEHRSENTWICKLUNG	8
2.2. ENERGIEBEDARF	11
2.3. ENERGIEPREISE	15
2.4. ERNEUERBAREN POTENTIALE UND LERNKURVEN DER TECHNOLOGIEN	18
3. OPTIMIERUNGSMODELL DES BAHNENERGIESYSTEMS	23
3.1. GRUNDLAGEN	23
3.2. RAHMENBEDINGUNGEN	25
3.3. STRATEGISCHE OPTIONEN	25
4. ERGEBNISSE	27
4.1. STRATEGIE 1 - BAU UND STRATEGIE 2 - BAU MIT REN	27
4.2. STRATEGIE 3 - LEISTUNGSAUTARKIE	32
4.3. STRATEGIE 4 - ENERGIEAUTARKIE	35
5. ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	38
6. ANHANG	41
6.1. MESSAGE	41
6.2. REFERENZENERGIESYSTEM (RES)	42
6.3. MAßNAHMEN ZUR ERHÖHUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ IM BEREICH DER BAHNENERGIEVERSORGUNG	43
6.4. DETAILS ZU DEN METHODEN DER BAHNSTROMBEDARFSPROGNOSE	48
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	51
TABELLENVERZEICHNIS	53

Kurzfassung

Der Schienenverkehr und die Eisenbahninfrastruktur sind wesentliche Bestandteile des Wirtschaftsstandorts Österreich, wobei für eine nachhaltige Entwicklung eine gesicherte und effiziente Energieversorgung des Bahnsystems von entscheidender Bedeutung ist.

Das zentrale Ziel dieses Projektes ist die Erstellung eines langfristigen, nachhaltigen Konzeptes zur Bereitstellung sämtlicher Energiedienstleistungen für Bahnstromanwendungen (16,7 Hz Wechselstrom für Triebfahrzeuge, Reisewagen, Weichenheizung, Zugvorheizung, etc.) und für Betriebsgebäude (50 Hz Drehstrom, Wärme und Kälte für Bahnhöfe, Werkstätten, Bürogebäude und sonstige Betriebsanlagen) des österreichischen Bahnsystems. Dabei sollen, unter Berücksichtigung von Ressourcen schonenden, wirtschaftlichen und ökologischen Zielen, intelligente Energieversorgungs- und Nutzungstechnologien in das bestehende System integriert werden und so ein innovatives Gesamtkonzept mit einer hohen Effizienz entlang der gesamten Wertschöpfungskette sowie hoher Versorgungssicherheit etabliert werden.

Im Rahmen des Projekts wurden zunächst die Parameter und die Rahmenbedingungen des Energiesystems analysiert und die strategischen Ziele definiert. Die möglichen zukünftigen

Entwicklungen exogener Eingangsvariablen des Systems, wie Verkehrs-, Energiebedarfs und Energiepreisentwicklungen sowie Einflüsse durch veränderliche politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen spannen einen Szenarienraum auf, innerhalb dessen optimale, robuste und nachhaltige Lösungen gesucht werden. Mit Hilfe eines mathematischen Strategie- und Optimierungsmodells, das die gesamte Wertschöpfungskette des Energiesystems (vom Primärenergiebezug bis zu den verschiedenen Energiedienstleistungen) und die verwendeten erzeuger- und verbraucherseitigen Technologien abbildet, werden Maßnahmen zur praktischen Umsetzung der vorgegebenen Ziele ausführlich analysiert und durch Simulationsrechnungen belegt.

Das Ergebnis dieses Projektes ist eine Übersicht von Maßnahmen und Handlungsoptionen (d.h. optimale Energieträger, Technologien, Standorte und Ausbaupläne) zur Umsetzung einer nachhaltigen Strategie für eine sichere, wirtschaftliche und umweltfreundliche Energieversorgung für die Bahn der Zukunft.

Abstract

Railway traffic and railway infrastructure are significant parts of the business process of Austria, whereby a guaranteed and efficient supply of energy of the traction system bear vital importance.

The main goal of the project is the creation of a long-term and effective concept of intelligent supply of all energy services for railway uses (16.7 Hz AC for traction units, travel coaches, switch heating, etc.) and for buildings (50 Hz AC, heat and cooling energy for railway stations, office buildings and other facilities) of the Austrian Railroad system. In doing so, bearing consideration to resources and their preservation, economic and ecologic goals along with intelligent energy supply and use of innovative technologies have to be integrated to form a sustainable energy concept. A high degree of efficiency and ensuring security of supply will be a main focus in the design of the energy system plan.

Within the project, the first task will be to revise the parameters and the determining factors of the energy system and subsequently, based on a detailed system analysis, to refine the efficiency and reduction goals and translate these into key energy industry data. Possible future developments of exogenous variables of the system, like trends in traffic, the demand of energy and their prices, as well as influences caused by changing political and economic factors create the necessity for various scenarios. Within these scenarios, efficient, robust and effective solutions will be identified, developed with the help of a mathematical strategy and planning model, which displays the entire energy system. This will comprise of the complete process starting with the required primary energy and ending at the various energy services). The implemented technologies on the production and consumption side as well as any further possible measures contributing to the achievement of the defined goals will be analyzed in detail and their usage simulated within the model to optimise their implementation.

The outcome of this project is a summary of activities and courses of action (i.e. ideal energy sources, technologies, sites and plans of extensions) to realize a sustainable strategy for a stable, profitable and environment-friendly energy supply for future railway systems.

1.2. Energieversorgung der Bahn

Die wesentlichen Komponenten und Zusammenhänge der gesamten derzeitigen Energiedienstleistungsbereitstellung des Bahnenergiesystems sind in Abbildung 2 dargestellt.

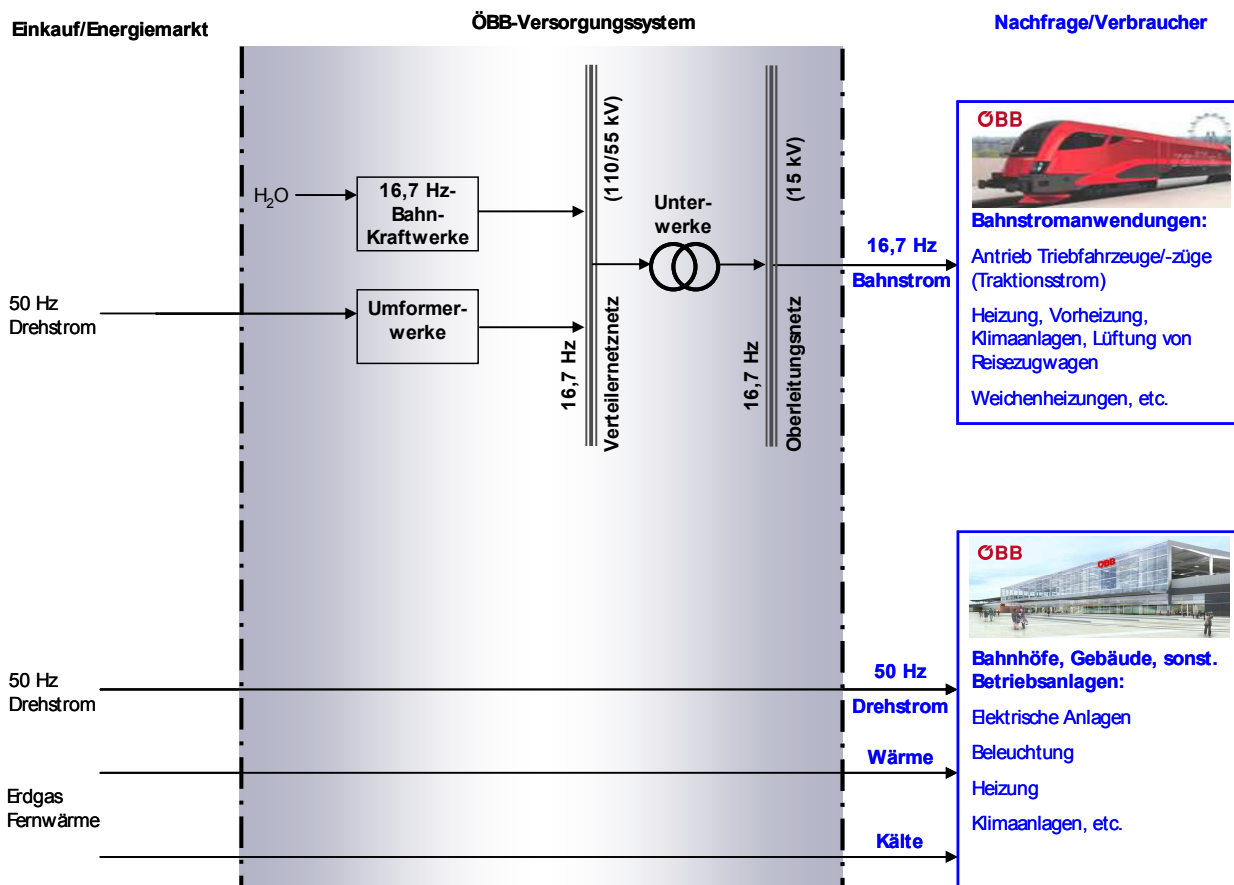


Abbildung 2: Bestehendes Konzept zur Energieversorgung der Bahn (Stand: Projektbeginn 2007)

Den jeweiligen Energiedienstleistungen vorgelagert ist die End- bzw. Nutzenergienachfrage in den einzelnen Sektoren, die beim Bahnenergieversorgungssystem einige Besonderheiten aufweisen. Bei der Energieversorgung des Bahnsystems sind dabei grundsätzlich folgende Anwendungsbereiche zu unterscheiden:

1. Bahnstromversorgung:

Die Versorgung der elektrischen Triebfahrzeuge erfolgt in Österreich durch Wechselstrom mit der Frequenz 16,7 Hz. Das Konzept zur Bahnstromversorgung basiert auf einem zentralen Versorgungssystem und besteht aus Kraftwerken und Umformerwerken als Bahnstromeinspeiser sowie einem Hochspannungs-Wechselstromnetz mit einer Nennspannung von 110 kV / 55 kV für die Verteilung der Energie zu den Unterwerken, in denen eine Abspannung auf den für den Betrieb definierten Fahrleitungsspannungswert von 15 kV vorgenommen wird.

Die Bahnstromerzeugung erfolgt derzeit in 8 bahneigenen Kraftwerken sowie in 3 Partnerkraftwerken mit 16,7 Hz Einphasenwechselstromgeneratoren, wodurch derzeit ca. 55 % des jährlichen Bahnstrombedarfes von ca. 2.000 GWh abdeckt werden können. Die zusätzliche

Energie wird über 5 Umformerwerke (rotierende Maschinensätze) und 1 Umrichterwerk (seit 2009) bezogen, in denen 50 Hz Drehstrom aus bahnfremden Netzen in das 16,7 Hz Wechselstrom-Bahnstromnetz transformiert wird.

Das Hochspannungs-Bahnstromleitungsnetz ist ein vermaschtes Netz mit einer Trassenlänge von ca. 2.000 km. Rund 60 km davon wird als 55 kV gelöscht-betriebenes Kabel-/Freileitungsnetz im Großraum Wien und der Rest als 110 kV gelöscht Netz mit vorwiegend Freileitungen betrieben, das sich im Wesentlichen an den Hauptverkehrswegen in Österreich orientiert. Die Transformation auf die 15 kV Spannungsebene der Fahrleitung erfolgt in 59 Unterwerken, wobei zur Reservehaltung weitere 6 fahrbare Unterwerke zur Verfügung stehen. Die gesamte 15 kV Fahrleitungslänge beträgt ca. 15.000 km.

Der Bahnstrom wird im Wesentlichen zum Antrieb der elektrischen Triebfahrzeuge eingesetzt (Traktionsstrom). Zudem werden aber auch Traktionsnebenverbraucher, wie z.B. Zugvorheizungen, Weichenheizungen, Heizprüfanlagen sowie Heiz-, Lüftungs- und Klimaanlage der Reisezugwagen, versorgt.

2. Drehstrom-, Wärme- und Kälteversorgung der Betriebsanlagen:

Die Energieversorgung der Bahnhöfe, Bürogebäude, Werkstätten und sonstigen Betriebsstätten mit 50 Hz Drehstrom und Gas bzw. Fernwärme erfolgt derzeit im Wesentlichen durch Fremdbezug. Der derzeitige Bedarf beträgt ca. 280 GWh Drehstrom und ca. 400 GWh Wärme/Kälte.

1.3. Zielsetzungen und Aufbau des Projektes

Das zentrale Ziel dieses Projektes ist die Erstellung eines langfristigen, nachhaltigen Konzeptes des Bahnenergieversorgungssystems. Dabei sollen unter Berücksichtigung von Ressourcen schonenden und ökologischen Zielen wirtschaftliche Energieversorgungs- und Nutzungstechnologien in das bestehende System integriert werden und so ein innovatives Gesamtkonzept mit einer hohen Effizienz sowie hoher Versorgungssicherheit etabliert werden.

Die grundsätzliche Vorgangsweise zur Erstellung des langfristig nachhaltigen Energieversorgungskonzeptes und damit der Aufbau des Projektes ist in Abbildung 3 schematisch dargestellt. Das Kernstück bildet ein systemanalytisches Optimierungsmodell, das als unterstützendes Analysewerkzeug zur Entscheidungsfindung eingesetzt wird.

Die Parametrierung des Modells basiert hierbei auf umfangreiche Untersuchungen des bestehenden Versorgungssystems, insbesondere mit dem Schwerpunkt und den komplexen Besonderheiten der Bahnstromversorgung.

Die wesentlichen Einflussgrößen der Optimierungsrechnungen sind die Entwicklung des zukünftigen Energiebedarfs, die im Wesentlichen von der Verkehrsentwicklung und den geplanten Bahninfrastrukturprojekten abhängig ist, die voraussichtlichen Energiepreise sowie die optionalen Ausbauprojekte und die Potenziale und Kostenentwicklungen der Technologien für erneuerbare Energieträger.

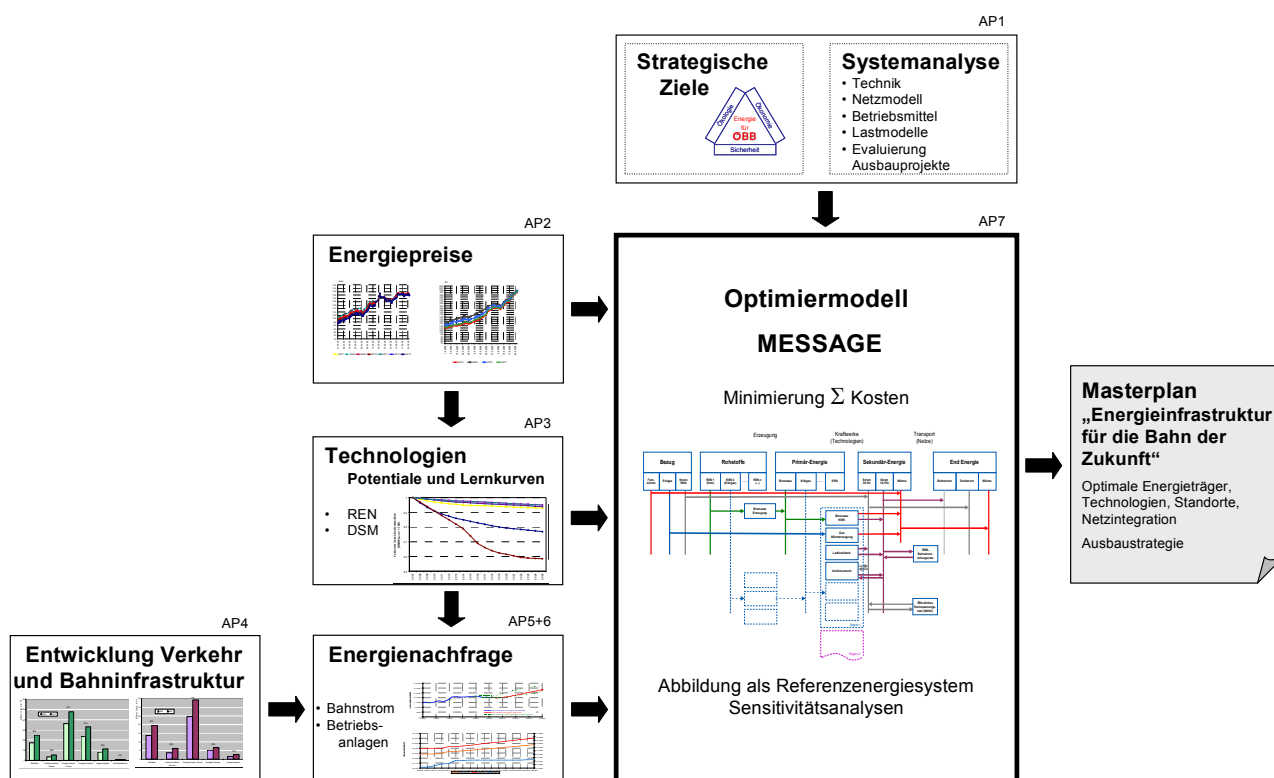


Abbildung 3: Vorgangsweise zur Erstellung eines langfristig nachhaltigen Energieversorgungskonzeptes für die Bahn der Zukunft

Als Zielfunktion der Optimierungsrechnungen wird die Minimierung der gesamten Systemkosten für die bedarfsdeckende Energieversorgung der Bahninfrastruktur vorgegeben. Die Systemzusammenhänge werden durch ein angepasstes Referenzenergiesystem formuliert, d.h. durch Abbildung der Energieflüsse von Primärenergie bis zur Ebene der Energienachfrage unter Berücksichtigung der bestehenden und optionalen (zukünftigen) Umwandlungstechnologien sowie den Schnittstellen zum österreichischen Energiesystem.

Die Umsetzung der Optimierungsrechnungen erfolgt mit Hilfe des mathematischen Strategie- und Planungsmodells MESSAGE. Damit werden Maßnahmen zur praktischen Realisierung der vorgegebenen strategischen Ziele

- Schonung der Ressourcen,
- Erhöhung der Energieeffizienz,
- Erhöhung des Eigenerzeugungsanteils,
- dezentraler Charakter,
- Gewährleistung der Versorgungssicherheit und
- Wirtschaftlichkeit

ausführlich analysiert und durch Simulationsrechnungen belegt.

Das Ergebnis dieses Projektes ist eine Übersicht von Maßnahmen und Handlungsoptionen (d.h. optimale Energieträger, Technologien, Standorte und Ausbaupläne) zur Umsetzung einer nachhaltigen Strategie für eine sichere, wirtschaftliche und umweltfreundliche Energieversorgung für die Bahn der Zukunft.

2. Exogene Einflussfaktoren

Die exogenen Einflussfaktoren des Energiesystems sind jene Einflussgrößen, die vom Systembetreiber nicht direkt beeinflusst werden können. In diesem Projekt sind darunter die Entwicklung der Schienenverkehrs bzw. die Energienachfrage, die Entwicklung der Rohstoff- bzw. Strompreise sowie die Ausbaupotentiale an erneuerbaren Energieträgern zu verstehen.

2.1. Verkehrsentwicklung

Als Grundlage für die Nachfrageprognose im Bahnstrombereich ist eine gesicherte Datenbasis mit definierten Verkehrsleistungskennzahlen erforderlich.

Die Berechnungen werden im Wesentlichen mit Hilfe des Software-Programms NEMO (**Netz-Evaluations-Modell**) durchgeführt, welches ein Planungsinstrument für die strategische Bewertung von Gestaltungsmaßnahmen in zusammenhängenden Eisenbahnnetzen ist.

In NEMO wird das Prognosemengengerüst durch folgende Daten importiert und anschließend auf den geplanten Ausbauzustand der österreichischen Schieneninfrastruktur umgelegt:

Infrastruktur:

- Projektliste Planfall 2 gemäß Stand 31.03.2008 („Zielnetz 2025“)
- Keine Veränderung der Schieneninfrastruktur im Ausland angenommen

Personenverkehr:

- Fernverkehr Angebotskonzept der ÖBB Personenverkehr AG 2025 („Plan 912“) mit Berücksichtigung eines zusätzlichen Marktpotenzials auf der Strecke Wien – Salzburg
- Nahverkehr Angebotskonzept der ÖBB Personenverkehr AG 2025 („Plan 912“ + Ausweitungen insbesondere im S-Bahnverkehr)

Güterverkehr:

- Verkehrsnachfrage: Güterverkehrsmatrizen für das Bestandsjahr 2006 und für 2025 - Szenario 1 der „Verkehrsprognose Österreich 2025+“ (VPÖ2025+, Stand September 2008)
- Routungslogik: Abgestimmte Routungslogik auf Grundlage der Infrastrukturannahmen

Die Daten für den Personenverkehr (PV) mit einem definiertem Haltepunktmuster aus dem Prognosefahrplan können im Wesentlichen direkt übernommen werden, für die Daten des Güterverkehrs (GV) sind hingegen Umlegungsrechnungen aus der VPÖ2025+ erforderlich.

Die prognostizierten Netto-netto-Tonnagen werden hierbei zunächst in die Anzahl der Modellwagen je Verkehrszellen-Relation überführt. Dabei wird eine gütersegmentspezifische mittlere Zuladung je Güterwagen unterstellt, sodass sich in Verbindung mit dem Eigengewicht des Wagens und allfälliger Eigengewichte transportierter Behälter (z.B. Container, Lkw-Eigengewicht bei Rollender Landstraße (RoLa)) ein zu beförderndes Bruttogewicht ergibt.

Die so gebildete Matrix der beladenen Wagen wird anschließend um eine Matrix der Leerwagen ergänzt, die ein systemweites Gleichgewicht zwischen leeren und beladenen Wagen je Gütersegment in allen Verkehrszellen herstellt. In diesem Zusammenhang wird auf einen Optimierungsalgorithmus zurückgegriffen, der speziell für den Leerwagenausgleich in NEMO integriert ist. Die modellinterne Abschätzung der Leerwagenströme ist notwendig, weil sich aus den Prognosematrizen selbst keine Informationen über Leerwagen ableiten lassen und sonst zu geringe Wagenbewegungen für das Gesamtsystem unterstellt werden würden.

Ausgehend von der Gesamtmatrix aller beladenen und leeren Güterwagen mit ihrem jeweiligen Bruttogewicht simuliert NEMO die Bildung von Zügen, die für die Wagenbeförderung benötigt werden.

Mit Hilfe von Analogieschlüssen („Modellzüge“ gemäß Bestand) und diverser Algorithmen (Zuweisung der GV-Ströme zur Produktionsstruktur, Bildung der GV-Kanten für Einzelwagen- und Ganzzugverkehr, Ermittlung der Zugzahl je GV-Kante) werden die GV-Ströme bzw. Tonnagen in die Einheit „Güterzug“ umgerechnet und auf das Netz umgelegt (Abbildung 4).

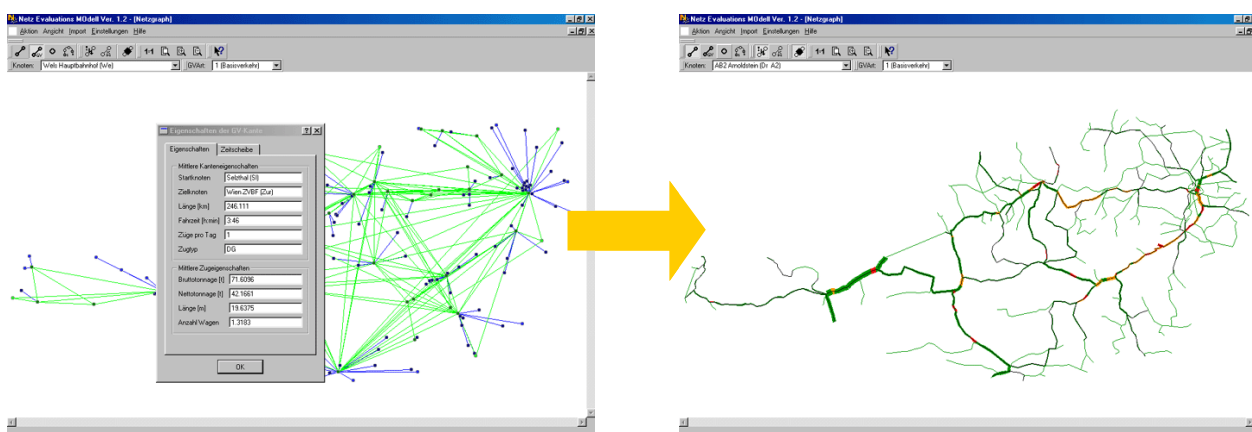


Abbildung 4: Umlegung von Quell-Ziel-Verkehren auf das Schienennetz

Aus dem Vergleich der modellhaft berechneten Ergebnisse der Jahre 2006 und 2025 ergibt sich für jede Verbindung zwischen Netzknoten ein Delta an Bruttotonnage. Dieses Delta wird anschließend auf die realen Bestandszug-Daten 2006 aus dem IBE-Abrechnungssystem der ÖBB – LDZ (LeistungsDatenZug) – angerechnet:

- Im Falle steigender Gütermengen werden für den Prognosefall 2025 einerseits das Gewicht bzw. die Auslastung der bestehenden Bestandszüge 2006 aus LDZ (LDZ-Züge) erhöht oder es werden neue Züge angelegt (Delta-Plus-Züge).
- Im Falle sinkender Gütermengen werden für den Prognosefall 2025 das Gewicht der bestehenden Bestandszüge aus LDZ verringert oder es werden Züge gelöscht (Delta-Minus-Züge).

Als Ergebnis dieser Vergleichsrechnung steht am Ende eine Matrix an LDZ-Zügen bereit, die basierend auf dem realen Bestandsfall 2006 den Erfordernissen des Prognosefalls 2025 Rechnung trägt. Durch den innovativen Ansatz der Verknüpfung des makroskopischen Netzevaluationsmodells mit den auf mikroskopischer Ebene vorliegenden Infrastrukturdaten im Programmsystem RailSys (Fahrplan- und Infrastrukturmanagementsystem) ist es möglich, Züge trassenscharf abzubilden. Dadurch können langfristige Verkehrsprognosen in einen Modellfahrplan übergeführt werden, um dessen praktische Umsetzbarkeit auf der für das Zukunftsszenario geplanten Infrastruktur zu überprüfen.

Auf diese Weise wird ein realitätsnaher Bezug der Zugzahlen und Zuggewichte für den Prognosefall 2025 ermöglicht.

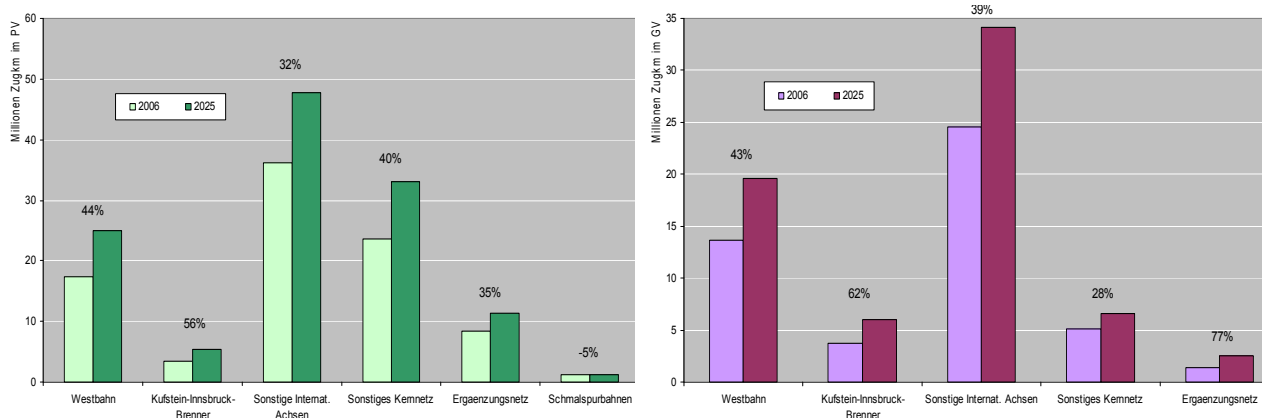
Die Ergebnisse der Schienenverkehrsentwicklung und die Prognosezugzahlen sind in den folgenden Tabellen und Abbildungen in Form von netzweiten Kennzahlen (Globaldaten) und streckenbezogenen Kennwerten angeführt.

Zugkilometer (in Mio.)	2006 (Basisjahr GV- Matrix)	2008	2009e	Prognose 2025	Veränderung	
					2006-2025	2008-2025
Güterverkehr	48,5	49,6	40,0	68,7	+42%	39%
Personenverkehr	90,3	95,3	98,3	123,6	+37%	30%
Dienstzüge	8,3	7,1	6,1	7,0	-16%	-1%
Summe	147,1	152,0	144,4	199,3	36%	31%

Tabelle 1: Entwicklung Zugkilometer im ÖBB-Netz

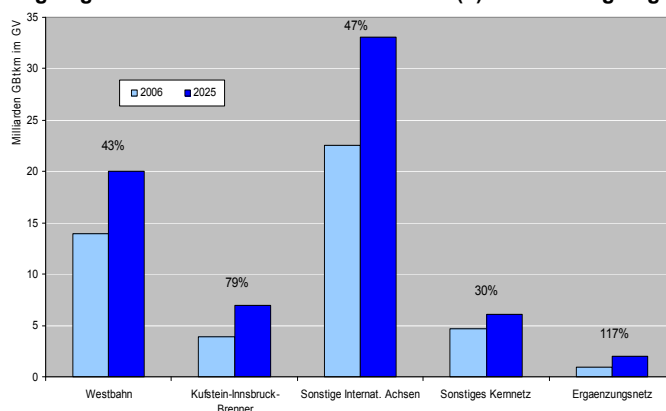
Güterverkehr	2006 (Basisjahr GV-Matrix)	2008	2009e	Prognose 2025	Veränderung	
					2006-2025	2008-2025
Mio. netto-netto t (BMVIT-Matrizen)	93,5	-	-	142,3	52%	-
Mrd. GBtkm	46,1	48,7	38,0	68,2	48%	40%
Mio. Zugkm	48,5	49,6	40,0	68,7	42%	39%

Tabelle 2: Entwicklung GV-Kennzahlen im ÖBB-Netz



(a) Entwicklung Zugkm im Personenverkehr

(b) Entwicklung Zugkm im Güterverkehr



(c) Entwicklung GBtkm im Güterverkehr

Abbildung 5: Entwicklung der streckenbezogenen Verkehrskennzahlen

2.2. Energiebedarf

Die Entwicklung des zukünftigen Energiebedarfs des Bahnstromsystems umfasst zum einen den voraussichtlichen Bahnstrombedarf, der im Wesentlichen von der Entwicklung des Schienenverkehrs abhängig ist (Kapitel 2.1) und auch zukünftig den Schwerpunkt des Energiebedarfs darstellen wird, sowie zum anderen den zukünftigen Bedarf an Drehstrom, Wärme und Kälte zur Versorgung der Betriebsanlagen.

2.2.1. Bahnstrombedarf

Die Energieprognose für den Bahnstrombedarf ist prinzipiell entweder durch Simulation mit dem dynamischen Zugfahrtssimulationstool μ PAS / ZFS oder durch lineare Hochrechnung des Energiebedarfs aus Bestandsdaten möglich.

Die direkte Simulation hat die Nachteile, dass diese aufgrund der hohen Anzahl an Eingabeparametern, wie z.B. Fahrpläne, Zugkonfigurationen, Streckenabbildungen usw., sehr zeitintensiv ist und zudem die Plausibilisierung der Ergebnisse durch den Vergleich mit den Werten des Vergleichsjahrs verloren geht.

Es ist daher die Methodik aus der linearen Hochrechnung grundsätzlich vorzuziehen. Zugfahrtsimulationen werden nur bei fehlenden Bezugsdaten, d.h. vorwiegend Streckenneubauten und wesentlichen Streckenumbauten und damit verbundenen Geschwindigkeitserhöhungen eingesetzt.

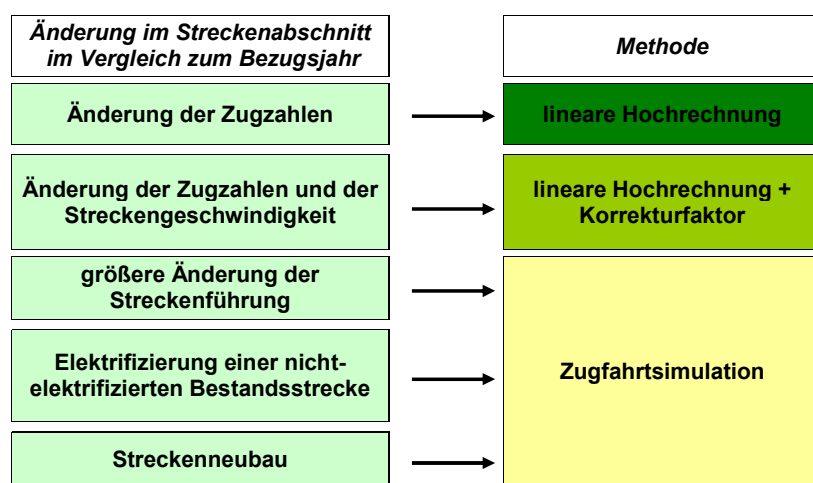


Abbildung 6: Übersicht über die Methoden zur Energieprognose

In vielen Bereichen des Schienenstreckennetzes verändern sich jedoch die Zuggeschwindigkeiten bis zum Prognosejahr nicht oder nur geringfügig. Speziell im Güterverkehr sind nur geringe Geschwindigkeitssteigerungen zu erwarten. Wenn sich auf einer Strecke daher nur die Tonnagen und die Zugzahlen ändern, wird der Energiebedarf durch einfache Proportionalrechnung aus dem Verbrauch im Bezugsjahr bestimmt.

Ein Spezialfall stellen Bestandsstrecken dar, die auf höhere Geschwindigkeiten ausgebaut werden. Für diese Streckenabschnitte wird mit Hilfe der Zugfahrtsimulation der Mehrverbrauch aufgrund der Geschwindigkeitsdifferenz ermittelt. Dieser fließt dann in Form von strecken- und geschwindigkeitsabhängigen Variablen in die Berechnung ein.

Die grundsätzlichen Zusammenhänge der Berechnungsmethodik sind im Anhang dargestellt.

Für neu gebaute oder neu elektrifizierte Strecken ist eine Berechnung aus Daten im Bezugsjahr nicht möglich und daher für die Ermittlung des Energiebedarfs eine Zugfahrtsimulation erforderlich.

Bei Untersuchungen für Ausbau- oder Neubauprojekte werden vollständige 24h - Fahrpläne simuliert. Liegen für eine Strecke bereits derartige Simulationsuntersuchungen vor, wird die Simulation als Basis für die Prognose herangezogen. Die ursprünglich simulierten Fahrpläne werden an die Zugzahlen für das Prognosejahr angepasst. Die Zugfahrtsimulation liefert in diesem Fall direkt den Unterwerksenergieverbrauch für einen Tag im Prognosejahr.

Alternativ zur Simulation eines kompletten 24h - Fahrplans kann man vereinfachend einzelne Zugfahrten simulieren. Hierfür wird im jeweiligen Streckenabschnitt ein Modellzug pro Zuggattung und Richtung simuliert. Der Gesamtenergieverbrauch des Streckenabschnitts ist das Produkt aus dem Energieverbrauch der Einzelzugfahrt und der jeweiligen Zugzahl. Der Nachteil dieser Methode ist, dass die Simulation den Energieverbrauch des Triebfahrzeugs direkt am Stromabnehmer liefert. Somit sind die Übertragungsverluste der Oberleitung nicht berücksichtigt. Diese werden daher aus Erfahrungswerten der Zugfahrtsimulation geschätzt und zum Energieverbrauch addiert.

Das Ergebnis der Bahnstrombedarfsprognose ist in Abbildung 7 dargestellt. Es ergibt sich somit für das Jahr 2025 ein Bahnstrombedarf im Gesamtnetz von ca. 2.800 GWh ab der Unterwerksammelschiene. Das entspricht einer Steigerung von etwa 40% im Vergleich zum Bezugsjahr 2006.

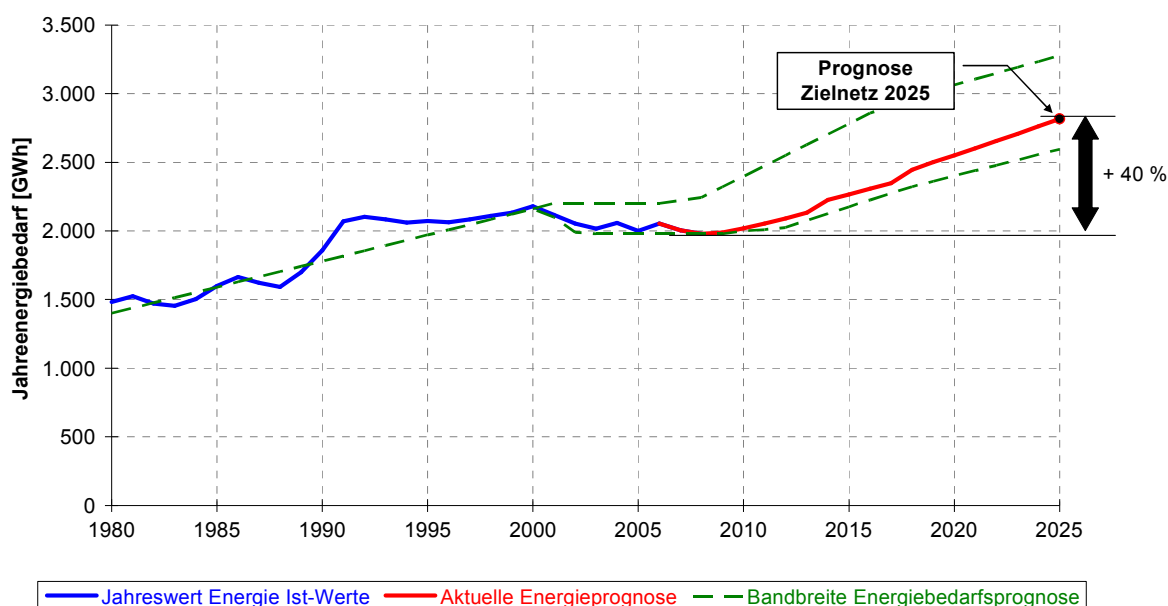


Abbildung 7: Entwicklung des ÖBB Bahnstrombedarf seit 1980 und Prognosewert 2025

Auffallend in der Grafik ist die Stagnation des Verbrauchs seit dem Jahr 2000, die – wie in Abbildung 8 dargestellt – trotz Zunahme an Zugkilometern und transportierter Tonnage stattgefunden hat. Der Hauptfaktor dafür liegt im vermehrten Einsatz rückspeisefähiger Triebfahrzeuge. Weitere Maßnahmen zur Effizienzsteigerung waren die Einführung einer Blindleistungsoptimierung in der zentralen Leitstelle Innsbruck im Jahr 1999, wodurch die Übertragungsverluste im 110 kV - Netz reduziert wurden, sowie die Optimierung in der Fahrweise der Triebfahrzeuge. Eine detaillierte Analyse der verbraucherseitigen Energieeffizienzmaßnahmen im Bahnstrombereich ist im Anhang angeführt, wobei diese weitgehend ausgeschöpft sind.

In den nächsten Jahren ist daher wieder ein Anstieg des Bahnstrombedarfs zu erwarten. Der in der Prognose ermittelte Wert für den Bahnstrombedarf im Jahr 2025 entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Anstieg von ca. 2%, was in etwa der Größenordnung des mittleren Anstiegs in den Jahren 1980 - 2000 entspricht.

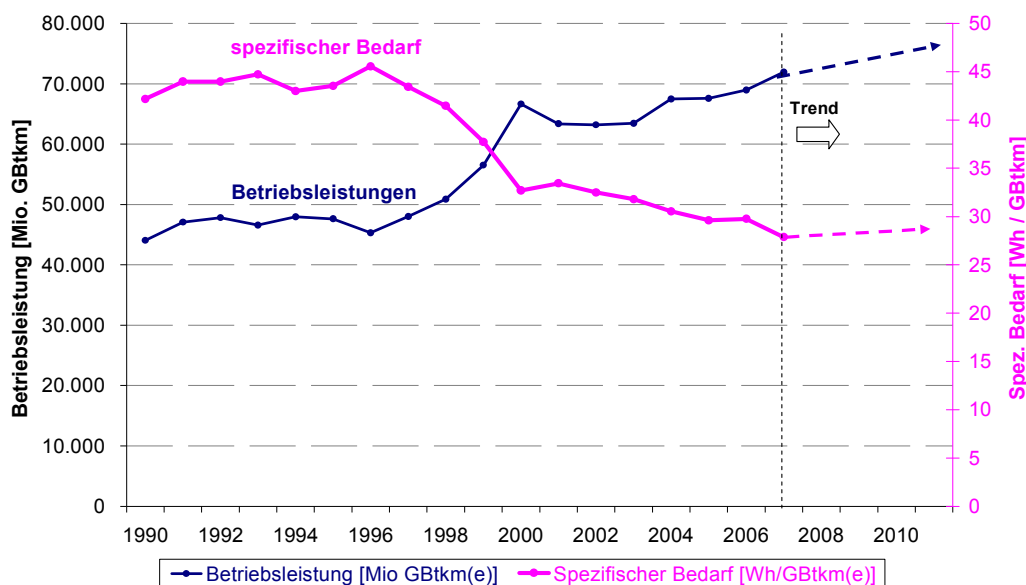
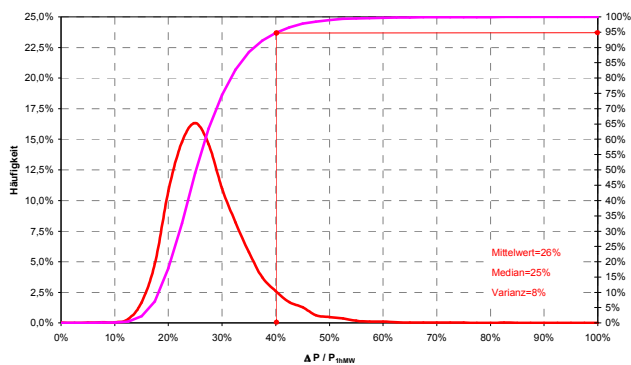


Abbildung 8: Entwicklung der ÖBB Betriebsleistungen und des spezifischen Strombedarfs

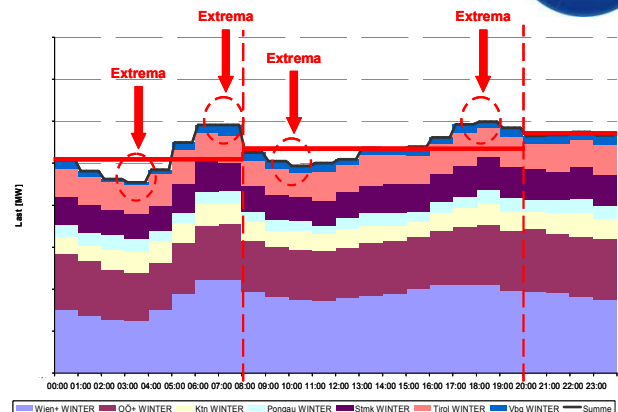
Die zeitliche Auflösung des Bahnstrombedarfs wird durch Lastprofile modelliert, die auf der Auswertung und Analyse von historischen Messwerten basieren. Dabei werden sowohl die unterschiedlichen Tagestypen (Mo, Di – Do, Fr, Sa, So) als auch saisonale Unterschiede (Winter, Sommer) berücksichtigt.

Die Integration in das Optimierungsmodell MESSAGE erfordert weitere Adaptionen zur Anpassung an die Rechenaufösung des mathematischen Modells, sodass einerseits sowohl der Leistungsbedarf mit der Lastdynamik des Bahnstrombedarfs (Schwankungen im Minutenbereich, siehe Abbildung 9 (a)) als auch die energetische Bilanz in der Optimierung richtig abgebildet werden können bzw. andererseits die Optimierungsrechnung in akzeptabler Zeit mit hinreichender Genauigkeit durchgeführt werden konnten.

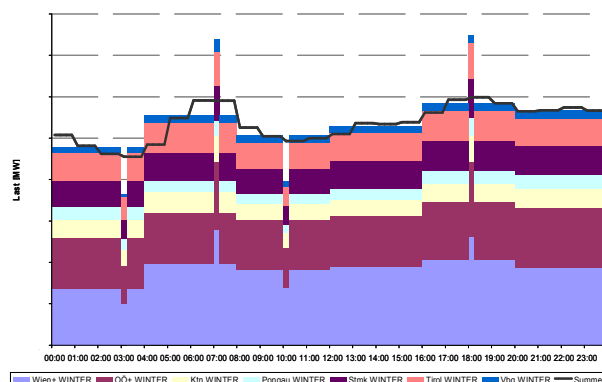
Exemplarisch sind in den folgenden Abbildungen die Entwicklungsschritte für ein Lastprofil eines charakteristischen Tagestyps dargestellt.



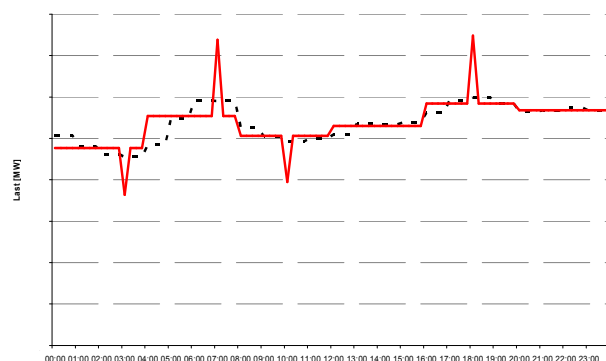
(a) Lastdynamik im Bahnstromnetz
– Analyse Spitzenüberhöhung



(b) Lastprofil mit 1h-Mittelwerten
– Identifikation Extremwerte



(c) Berücksichtigung der Lastschwankungen im Minutenbereich



(d) Gesamtlast mit 4h-Mittelwerten
und Lastspitzen

Abbildung 9: Modellierung Lastprofile Bahnstrom

2.2.2. Energiebedarf Betriebsanlagen

Die für die Ermittlung des Energiebedarfes relevanten bestehenden Objekte bzw. Betriebsanlagen lassen sich in zwei Gruppen unterteilen:

- Gesamtheit der Flächen, die direkt vom Bahnkonzern verwaltet bzw. verwendet werden und sich in dessen Eigentum befinden bzw.
- Flächen, die durch Bahnkonzerngesellschaften genutzt werden (Fremdeinmietungen).

Die Datenerhebung erfolgt unter Auswertung einer Verwaltungsdatenbank. Die kleinsten Einheiten bilden einzelne, im Objekt befindliche Räume.

Ausgehend von der derzeitigen Flächenbelegung und dem jeweiligen Baujahr bzw. Bauperiode werden die energiewirtschaftlichen Kennzahlen, wie z.B. die durchschnittlichen spezifischen Heizenergieverbräuche der Bahngebäude und Liegenschaften, ermittelt. Für den zukünftigen Bedarf erfolgt eine Hochrechnung unter Berücksichtigung bzw. Nutzung von Energieeinsparpotentialen z.B. durch Wärmdämmmaßnahmen. Der Einsatz dieser Maßnahmen wird empirisch abgeschätzt.

Für zukünftige Infrastrukturprojekte wie z.B. der Neubau des Hauptbahnhofs Wien, des Westbahnhofs, etc., werden unter Berücksichtigung der relevanten Einflussgrößen (wie z.B. Anschlussleistung, geplante

Nutzungsart, Dauer usw.) und angenommenen spezifischen Energiebedarfskennzahlen die Bandbreiten für den Energiebedarf abgeschätzt und der entsprechende Mittelwert für die weiteren Berechnungen eingesetzt.

Die Ergebnisse der Bedarfsprognosen Drehstrom/Wärme/Kälte der Betriebsanlagen sind in Abbildung 10 zusammenfassend dargestellt.

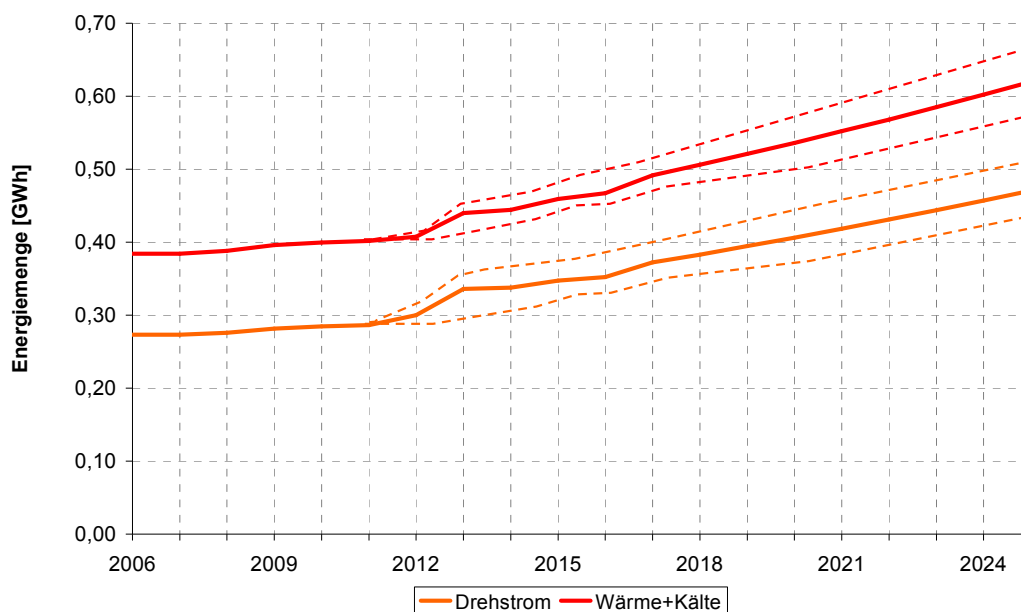


Abbildung 10: Energiebedarfsprognosen Betriebsanlagen (mit empirischer Bandbreite)

Die zeitliche Auflösung des Energiebedarfs der Betriebsanlagen erfolgt wieder durch Summenlastprofile mit unterschiedlichen Tagestypen und Berücksichtigung der saisonalen Unterschiede.

2.3. Energiepreise

Die Energieprognosen basieren auf das von der Unternehmensberatung enervis advisors GmbH entwickelte mathematische Fundamentalmodell „*enervis Market Power*“ (eMP). Der Schwerpunkt der Untersuchungen liegt im zentraleuropäischen Strommarkt mit Deutschland als Referenzmarkt bzw. als preisbestimmendes Land und den angrenzenden Ländern, insbesondere Österreich.

Die Analysen greifen auf zuvor festgelegte Marktszenarien nach Tabelle 3 zurück.

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5
Primärenergiepreise (Gas, Kohle, Öl)	moderate Steigerung	moderate Steigerung	moderate Steigerung	höhere Steigerung	starke Steigerung (Basis Terminmärkte 2008)
CO ₂ -Preis und Allokation	Steigerung (bis 40 €/t) 50 % Gratisallokation ab 2012	höhere Steigerung (bis 45 €/t) keine Allokation ab 2012	geringere Steigerung (bis 35 €/t) 50 % Gratisallokation ab 2012	Steigerung (bis 40 €/t) keine Allokation ab 2012	hohe Steigerung (über 50 €/t) keine Allokation ab 2012
Konventionelle Kraftwerkskapazitäten	Neubau	geringerer Neubau	Neubau	geringerer Neubau	geringerer Neubau
Kernenergie	langsamer Ausstieg	schneller Ausstieg	sehr langsamer Ausstieg	langsamer Ausstieg	langsamer Ausstieg
Erneuerbare (Inbes. Wind, Biomasse)	hoher Ausbau	hoher Ausbau	sehr hoher Ausbau	hoher Ausbau	Ausbau, geringere Windenergie-Offshore-Kapazitäten
Fokus	Ausgewogene Wettbewerbsintensität, langfristig realistischer Pfad	Wettbewerbsint. reduziert, Chancen für Erzeugung	Wettbewerbsint. erhöht, Risiko für Erzeugung	Realistischer Pfad bei langfristig höher steigenden Primärenergiepreisen	Pfad bei langfristig hohen Primärenergiepreisen

Tabelle 3: Prämissensätze für Energiepreisprognosen

Die jeweiligen Berechnungsszenarien werden insbesondere durch die Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise, der CO₂-Preise, der Nachfrage aber auch durch politisch (u.a. Ausbau der erneuerbaren Energien, Verfahrensweise mit der Kernenergie etc.) und wirtschaftlich motivierte Rahmenbedingungen (u.a. Zubau von Kraftwerken) charakterisiert.

Auf Grundlage der getroffenen Annahmen zu den Marktszenarien und der vorhandenen Kraftwerksdatenbasis, wird mit Hilfe des Marktmodells die Strompreisentwicklung ermittelt.

Die Grundannahme der Preisbildung ist hierbei, dass sich die Entwicklung der Strompreise mittel- und langfristig an den tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung orientiert. In einem Wettbewerbsmarkt sind immer nur die jeweils preiswertesten Kraftwerke am Netz, und entsprechend wird der Wettbewerbspreis auf dem Markt durch das jeweils teuerste, gerade noch zur Lastdeckung eingesetzte Kraftwerk bestimmt.

Das heißt, das in einer Stunde zuletzt eingesetzte Kraftwerk bestimmt für diese Stunde den Marktpreis: Schnittpunkt der Nachfragekurve (stündliche Last) mit der Angebotskurve. Aus den so ermittelten Stundenpreisen ergeben sich schließlich die jährlichen Durchschnittspreise. Die nachfolgende Abbildung visualisiert die Funktionsweise dieser den Preis bestimmenden Merit-Order-Kurve.

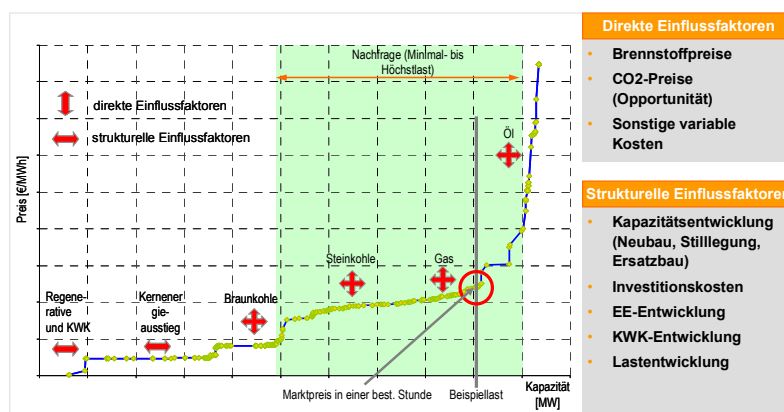


Abbildung 11: Merit-Order-Kurve im Marktmodell (Quelle: enervis)

Die Strompreisbildung wird insofern von zwei Größen wesentlich beeinflusst: den direkten und den strukturellen Faktoren. Die direkten Einflussfaktoren wirken auf die Grenzkosten einzelner Kraftwerke. Bedingt durch Änderungen der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie sonstiger variabler Kosten erhöht oder verringert sich die Angebotskurve und damit, bei gleich bleibender Nachfrage, der zugehörige Marktpreis. Eine Veränderung der Marktpreise durch horizontal wirkende Einflussfaktoren, die strukturellen Faktoren,

zeigt sich beispielsweise durch Zubau und Stilllegung von Kraftwerken. In diesem Fall verändert sich die Angebotskurve in horizontaler Richtung, die Merit-Order-Kurve verkürzt oder verbreitert sich. Damit verschieben sich die Schnittpunkte mit der Nachfragekurve, das heißt, es kommen kostengünstigere oder teure Kraftwerke zum Einsatz. Da die Merit-Order-Kurve im Spitzenlastbereich (Gas, Öl) einen steilen Verlauf hat, wirken sich kleine kapazitive Änderungen vergleichsweise stark im Peak-Produkt aus, während sie im Off-Peak-Bereich deutlich geringer erkennbar sind. Daraus erklärt sich die deutlich größere Volatilität der Peak-Strompreise.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Grenzkostenbetrachtung werden die Fixkosten für alle eingesetzten Kraftwerke rechnerisch ermittelt und über einen speziell entwickelten Algorithmus jeder Stunde des Jahres „zugeschlüsselt“. Der Zuschlüsselung der Fixkosten liegt die Annahme zugrunde, dass zur „Verteilung“ der Fixkosten das Verhältnis der zur Verfügung stehenden Kraftwerksleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt, bezogen auf die nachgefragte Leistung, berücksichtigt wird. Je größer der Quotient („Überkapazitäten“) ist, umso geringer ist der „Aufschlag der umverteilten Fixkosten“ auf die Grenzkosten und damit der „Wert“ für die zum Einsatz kommende Kraftwerksleistung.

Der sich aus dem Vollkostenmodul ergebende „Preis“ repräsentiert den Preis, der für die Gesamtheit der Marktteilnehmer notwendig ist, um die Grenz- sowie die Fixkosten (über alle Kraftwerke) zu decken; dies erfolgt auch unter Berücksichtigung der Altersstruktur, d.h. des Abschreibungsgrades des Kraftwerksparks.

In dieser Hinsicht liefert das Modell zudem detaillierte Analysen der Haupteinflussfaktoren auf die Preisentwicklung und die Marktstruktur. Die wesentlichen Ergebnisse der Prognosen sind in den folgenden Abbildungen dargestellt.

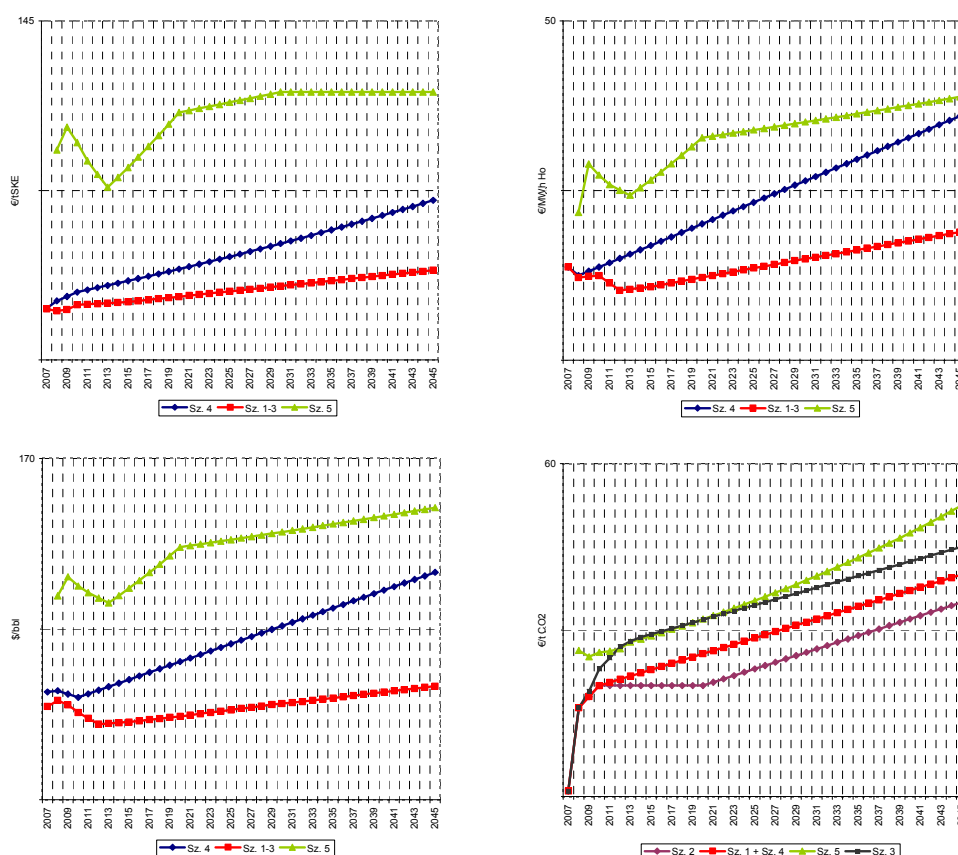


Abbildung 12: Prognose der Primärenergie- und CO₂-Preise für Szenarien 1 bis 5

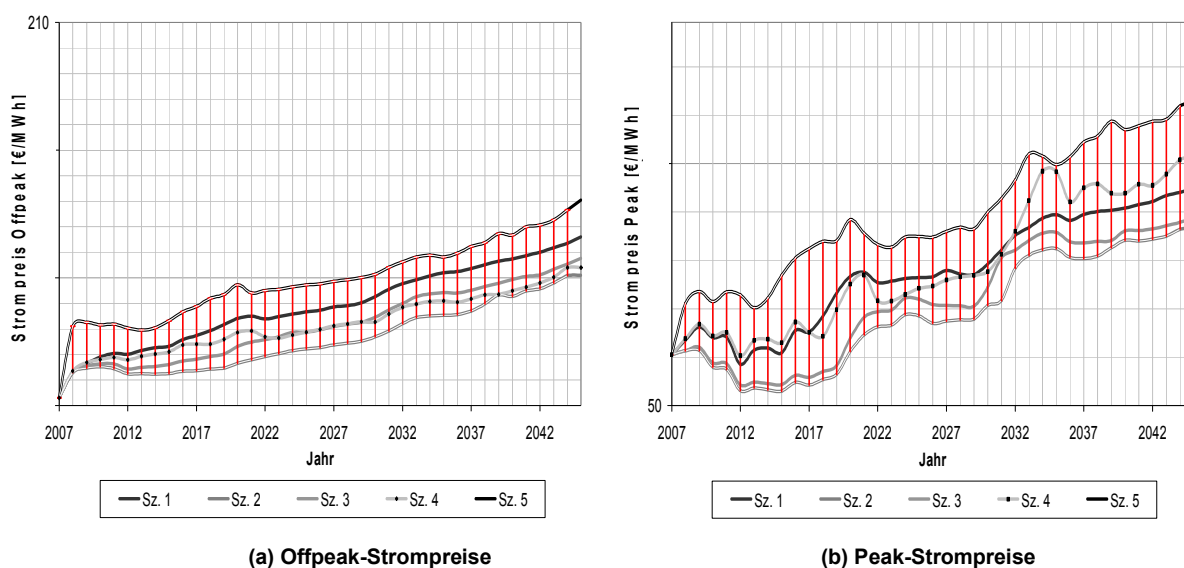


Abbildung 13: Prognose der Strompreise, Szenarien 1 bis 5

2.4. Erneuerbarenpotentiale und Lernkurven der Technologien

Bei der Definition der zukünftigen Potentiale für erneuerbare Energieträger muss allgemein zwischen (i) theoretischen, (ii) technisch möglichen, (iii) wirtschaftlichen und schließlich (iv) sozial akzeptierten Potentialen unterschieden werden (Abbildung 14):

Die theoretischen Potentiale definieren sich dabei – abhängig vom erneuerbaren Energieträger – rein aus den physikalischen Parametern, die den jeweiligen Energieträger beschreiben.

Die technisch möglichen Potentiale beschreiben jenen Teil der theoretischen Potentiale, die mit heutigen bzw. zukünftig zu erwartenden Umwandlungstechnologien (unter Berücksichtigung von technischen Wirkungsgraden etc.) tatsächlich und realistisch in Energiesysteme integriert werden können, ungeachtet einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Bei den wirtschaftlichen Potentialen muss zwischen jenen mit bzw. ohne finanzielle Unterstützung (wie z.B. Einspeisetarife) unterschieden werden.

Unabhängig von den technischen Möglichkeiten und der entsprechenden Wirtschaftlichkeit (mit bzw. ohne finanzielle Förderinstrumente) können nur die „sozial verträglichen“ Potentiale erneuerbarer Energieträger implementiert werden, die auch die entsprechende Akzeptanz in der Bevölkerung haben.

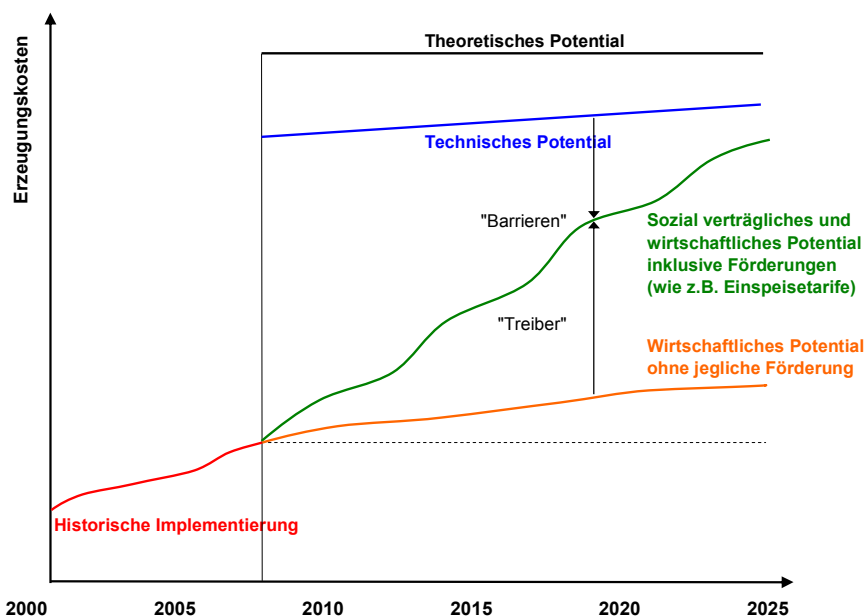


Abbildung 14: Definition unterschiedlicher Potentiale erneuerbarer Energieträger

Bei der weiteren Konkretisierung der Potentialermittlung erneuerbarer Energieträger muss nun die „Angebotskurve“ des technischen Potentials für einen zukünftigen fixen Zeitpunkt (z.B. 2020 bzw. 2025) ermittelt werden. Die grundsätzlich kontinuierliche Angebotskurve muss in der Praxis diskret heruntergebrochen werden, wobei die einzelnen diskreten Stufen („Bänder“) einzelnen geographischen Standorten entsprechen, wo ein bestimmtes statisch technisches Potential zu bestimmten Erzeugungskosten zur Verfügung steht. Diese Art von diskreten Angebotskurven („Merit-Order“) ist für jede einzelne erneuerbare Erzeugertechnologie separat zu ermitteln. Die empirischen Ergebnisse der wirtschaftlichsten Potential/Kostenstufen je erneuerbarer Technologie sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

2030 Österreich [GWh] bzw. [€/MWh] _{real2007}	Pot 1	Cost 1	Pot 2	Cost 2	Pot 3	Cost 3	Pot 4	Cost 4	Pot 5	Cost 5
Wind Onshore Total	310	71	357	74	499	78	467	83	543	88
Region Ost(ÖBB)...78%	310	71	301	74	411	78	373	83	398	88
ÖÖ...8%	0	71	28	74	44	78	40	83	62	88
Stmk(ÖBB)...8%	0	71	28	74	44	78	40	83	62	88
Ktn(ÖBB)...2%	0	71	0	74	0	78	9	83	12,2	88
Koralm(ÖBB)...1%	0	71	0	74	0	78	5	83	2,2	88
Pongau(ÖBB)...1%	0	71	0	74	0	78	0	83	2,2	88
Tirol...1%	0	71	0	74	0	78	0	83	2,2	88
Vbg...1%	0	71	0	74	0	78	0	83	2,2	88

2030 Österreich [GWh] bzw. [€/MWh] _{real2007}		Pot 1	Cost 1	Pot 2	Cost 2	Pot 3	Cost 3	Pot 4	Cost 4	Pot 5	Cost 5
Kleinwasserkraft (Total)	inkl. WRRL	79	74	167	81	93	90	401	114	327	123
Tirol...24%		23	74	46	81	30	90	91	114	77	123
Stmk(ÖBB)...17%		19	74	34	81	21	90	64	114	55	123
Pongau(ÖBB)...11%		14	74	20	81	12	90	45	114	36	123
ÖÖ....11%		14	74	23	81	12	90	44	114	37	123
Ktn(ÖBB)...9%		9	74	13	81	6	90	37	114	28	123
Koralm(ÖBB)...9%		0	74	14	81	6	90	39	114	28	123
Region Ost(ÖBB)...9%		0	74	0	81	0	90	40	114	32	123
Vbg...10%		0	74	17	81	6	90	41	114	34	123

2030 Österreich [GWh] bzw. [€/MWh] _{real2007}		Pot 1	Cost 1	Pot 2	Cost 2	Pot 3	Cost 3	Pot 4	Cost 4	Pot 5	Cost 5
Mittlere Wasserkraft (10-50 MW)	inkl. WRRL	219	58	459	61	506	69	436	77	415	85
Tirol...21%		51	58	106	61	129	69	94	77	85	85
Stmk(ÖBB)...16%		42	58	79	61	98	69	74	77	58	85
Pongau(ÖBB)...12%		31	58	59	61	65	69	57	77	48	85
ÖÖ....12%		29	58	54	61	78	69	53	77	47	85
Ktn(ÖBB)...9%		11	58	35	61	44	69	43	77	46	85
Koralm(ÖBB)...9%		11	58	26	61	50	69	46	77	45	85
Region Ost(ÖBB)...11%		24	58	56	61	27	69	43	77	47	85
Vbg...10%		20	58	44	61	15	69	26	77	39	85

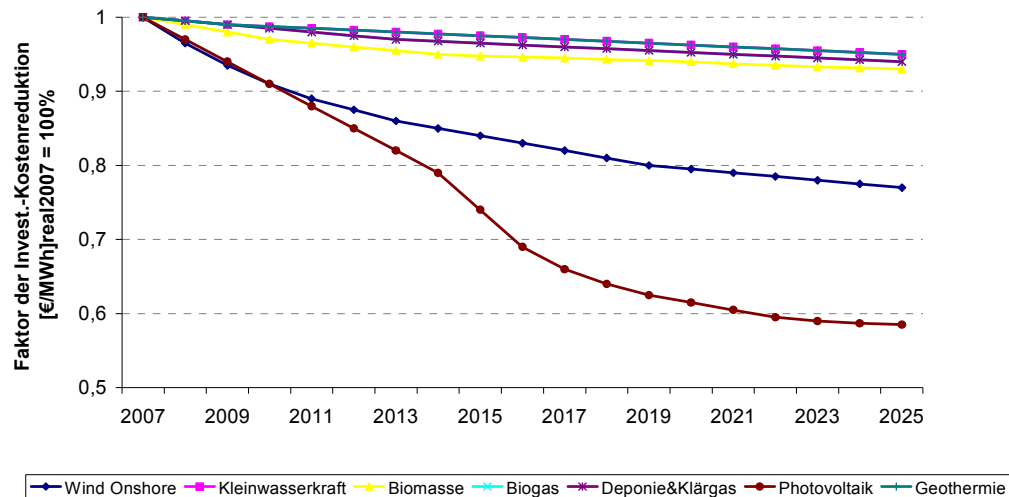
2030 Österreich [GWh] bzw. [€/MWh] _{real2007}	Pot 1	Cost 1	Pot 2	Cost 2	Pot 3	Cost 3	Pot 4	Cost 4	Pot 5	Cost 5
Biomasse Total	297	70	278	72	271	75	73	83	141	85
Tirol...18%	54	70	50	72	46	75	13	83	26	85
Stmk(ÖBB)...17%	52	70	47	72	44	75	12	83	23	85
Pongau(ÖBB)...12%	35	70	33	72	33	75	9	83	17	85
ÖÖ...13%	36	70	36	72	34	75	10	83	18	85
Ktn(ÖBB)...7%	21	70	20	72	28	75	5	83	10	85
Koralm(ÖBB)...5%	15	70	14	72	14	75	4	83	7	85
Region Ost(ÖBB)...21%	63	70	58	72	52	75	15	83	30	85
Vbg...7%	21	70	20	72	19	75	5	83	10	85

2030 Österreich [GWh] bzw. [€/MWh] _{real2007}	Pot 1	Cost 1	Pot 2	Cost 2	Pot 3	Cost 3	Pot 4	Cost 4	Pot 5	Cost 5
Photovoltaik Total	74	500	50	570	142	630	599	660	34	930
Region Ost(ÖBB)...25%	18	500	12	570	36	630	150	660	8,9	930
ÖÖ...18%	14	500	9	570	27	630	109	660	5,7	930
Stmk(ÖBB)...16%	11,2	500	7,8	570	23	630	96	660	5,7	930
Ktn(ÖBB)...8%	5,7	500	4,5	570	11	630	48	660	2,3	930
Koralm(ÖBB)...6%	4,6	500	3,3	570	9	630	36	660	2,3	930
Pongau(ÖBB)...9%	6,8	500	4,5	570	12	630	53	660	3,4	930
Tirol...10%	8	500	5,6	570	13	630	59	660	3,4	930
Vbg...8%	5,7	500	3,3	570	11	630	48	660	2,3	930

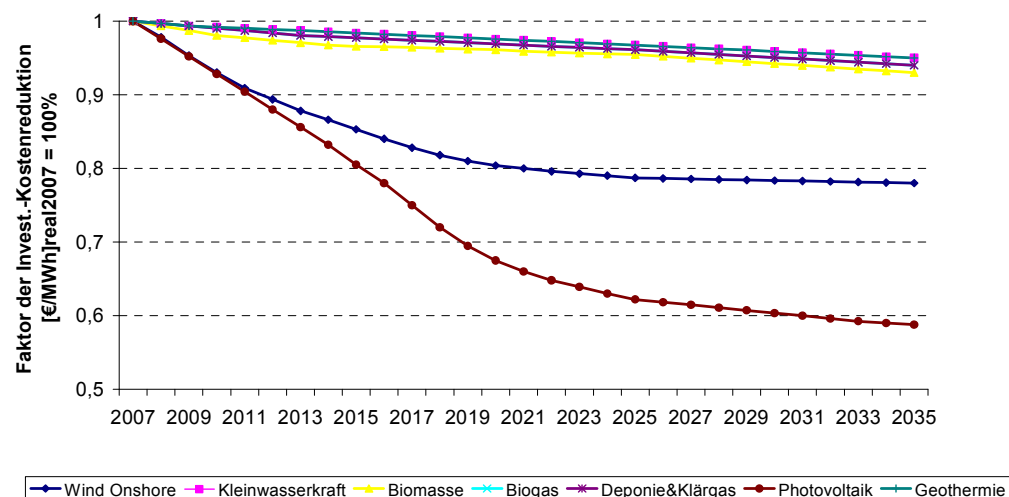
Tabelle 4: Potential/Kostenkurven (Merit-Order) der für die ÖBB zugänglichen österreichischen Potentiale ausgewählter erneuerbarer Energieträger

Die in Tabelle 4 dargestellten Werte für die jeweiligen Kostenniveaus stellen den „statischen“ Wert dar; d.h. jene Kosten, mit denen 2030 zu rechnen wäre, wenn es in den nächsten 20 Jahren zu keiner Kostenreduktion der jeweiligen erneuerbaren Technologie mehr kommen würde. Da zukünftig jedoch mit zunehmenden Implementierungen (zumindest europäisch bzw. letztendlich weltweit) von Kapazitäten bei den einzelnen erneuerbaren Technologien zu rechnen ist, ist durch die damit bedingten Skaleneffekte mit stetig fallenden Investitionskosten für die jeweiligen erneuerbaren Technologien zu rechnen. Dieses als „technologisches Lernen“ bezeichnetes Phänomen führt zu der in Abbildung 15 dargestellten erwarteten Reduktion der Investitionskosten bei den einzelnen erneuerbaren Technologien; dargestellt einerseits für den Fall der exakten Erreichung der EU2020-Ziele, andererseits für eine Verzögerung der EU2020-Ziele um fünf Jahre.

Die quantitativen (normierten) Werte werden mit Hilfe der Simulationssoftware **GreenNet** ermittelt (entsprechende Details siehe auch unter www.greenet-europe.org). Dabei wird davon ausgegangen, dass die gesamteuropäische Integration der erneuerbaren Technologien auf EU27 Ebene die Kostenentwicklung bestimmt.



(a) Exakte EU2020 Zielerreichung



(b) Verzögerung der EU2020 Zielerreichung um 5 Jahre

Abbildung 15: Lernkurven der einzelnen erneuerbaren Technologien

Der in obigen Diagrammen normierte Wert „1“ im Jahr 2007 muss mit dem absoluten Wert der Investitionskosten der jeweiligen erneuerbaren Technologie im Jahr 2007 im Zuge der Modellierung in Verbindung gebracht werden. Um auch die Kompatibilität der **GreenNet**-Ergebnisse der Potential- und Kosten-Abschätzung bzw. der Annahme zukünftiger Lernraten der erneuerbaren Technologien mit den Modellierungen mit dem Software Tool MESSAGE zu gewährleisten, ist eine exakte Datenkonsistenz der dahinterliegenden Parameter-Settings (bzw. die angenommenen Bandbreiten einzelner Parameter) der Ergebnisse der Beschreibung der jeweiligen erneuerbaren Technologien von großer Bedeutung. In Tabelle 5 sind die wichtigsten ökonomischen (d.h. vor allem der spezifischen Investitionskosten) und technischen Parameter-Settings für die Abbildung im Optimierungsmodell zusammengefasst.

		Wind Onshore			Kleinwasserkraft			Mittlere Wasserkraft			Biomasse		
		High	Medium	Low	High	Medium	Low	High	Medium	Low	High	Medium	Low
Spezifische Investitionskosten (ohne KWK)	€/kW _{el}	1150	1050	950	2600	2150	1700	2250	2000	1500	3000	2800	2500
Spezifische Investitionskosten (mit KWK)	€/kW _{el}										4000	3200	2800
Durchschnittliche jährliche Volllaststunden	Std.	1800	2000	2200	4900	4900	4900	5300	5300	5300	7000	7000	7000
Typisch installierte Kapazität	MW _{el}	2	2	2	0,25	2	10	10	25	50	1	10	50
Wirkungsgrad (ohne KWK)	eta el	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	25%	27%	29%
	eta el										22%	24%	26%
	eta th										67%	65%	63%
Durchschnittliche Anlagen-Lebensdauer	Jahre	25	25	25	35	35	35	35	35	35	25	25	25

		Biogas			Deponie&Klärgas			Photovoltaik			Geothermie		
		High	Medium	Low	High	Medium	Low	High	Medium	Low	High	Medium	Low
Spezifische Investitionskosten (ohne KWK)	€/kW _{el}	4800	3000	2500	2800	2500	2000	6400	6000	5500	3550	2450	2000
Spezifische Investitionskosten (mit KWK)	€/kW _{el}	5000	3200	2700	3100	2800	2300				3750	2650	2200
Durchschnittliche jährliche Volllaststunden	Std.	7000	7000	7000	6500	6500	6500	900	900	900	7000	7000	7000
Typisch installierte Kapazität	MW _{el}	0,1	0,5	1	0,75	3	8	0,005	0,02	0,05	5	20	50
Wirkungsgrad (ohne KWK)	eta el	33%	37%	38%	30%	32%	34%	13%	13%	13%	24%	25%	26%
	eta el	32%	36%	37%	28%	30%	32%				21%	22%	23%
	eta th	68%	61%	60%	56%	54%	52%				64%	63%	61%
Anlagen-Lebensdauer	Jahre	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25

Tabelle 5: Ökonomische und technische Parameter-Settings bei einzelnen erneuerbaren Erzeugungstechnologien

3. Optimierungsmodell des Bahnenergiesystems

3.1. Grundlagen

Als Zielfunktion der Optimierungsrechnungen wird die Minimierung der gesamten Systemkosten zur ausreichenden Energieversorgung der Bahninfrastruktur vorgegeben.

Die Erstellung des Energiemodells erfolgt durch den Modellgenerator MESSAGE (siehe Beschreibung im Anhang), in dem ein angepasstes Referenzenergiesystem formuliert wird (Ausschnitt siehe Abbildung 16, die vollständige Darstellung befindet sich im Anhang). Hierbei erfolgt eine Abbildung der Energieflüsse von Primärenergie bis zur Ebene der Energienachfrage unter Berücksichtigung der bestehenden und optionalen (zukünftigen) Umwandlungstechnologien. Das eingesetzte Lösungsverfahren ist die gemischt-ganzzahlig lineare Programmierung.

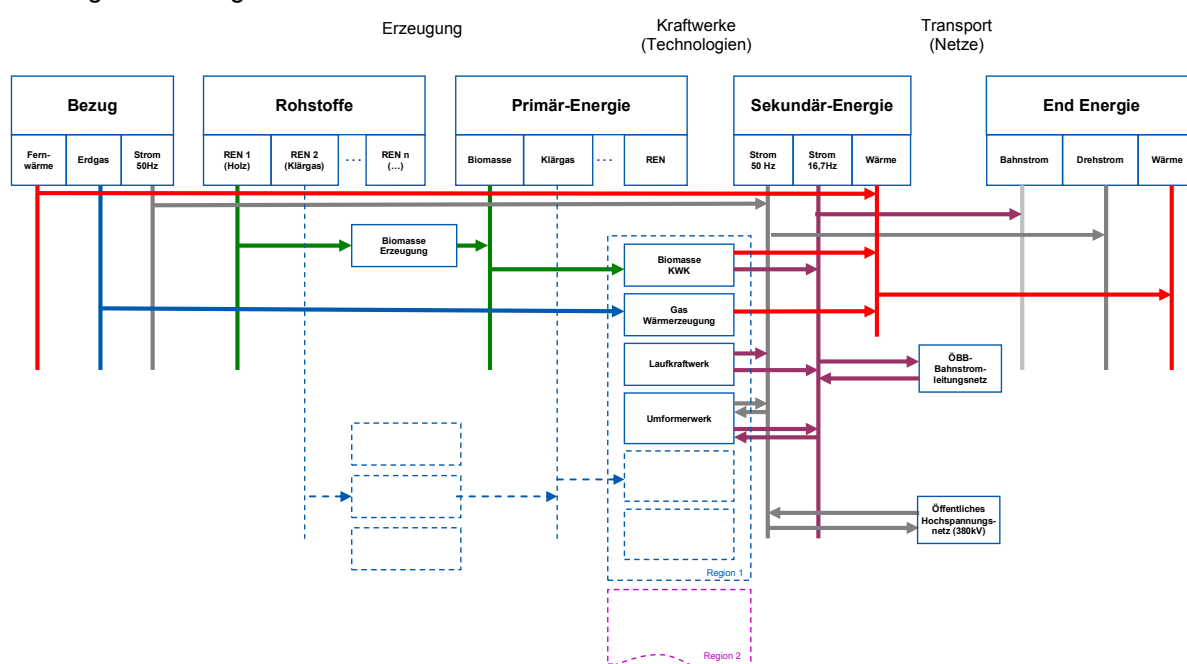


Abbildung 16: Auszug aus dem RES

Die geographische Aufteilung des Energiesystems erfolgt durch die in Abbildung 17 dargestellten Regionen, in denen jeweils Nachfragesektoren sowie Technologien zur Energieversorgung definiert werden. Das Energiesystem der Bahn wird durch Bezugsmöglichkeiten für Strom, Erdgas und Fernwärme mit dem übergeordneten Energiesystem Österreichs verbunden. Das Bahnstromleitungsnetz wird konzentriert als Verbindungsleitungen zwischen den Regionen abgebildet.

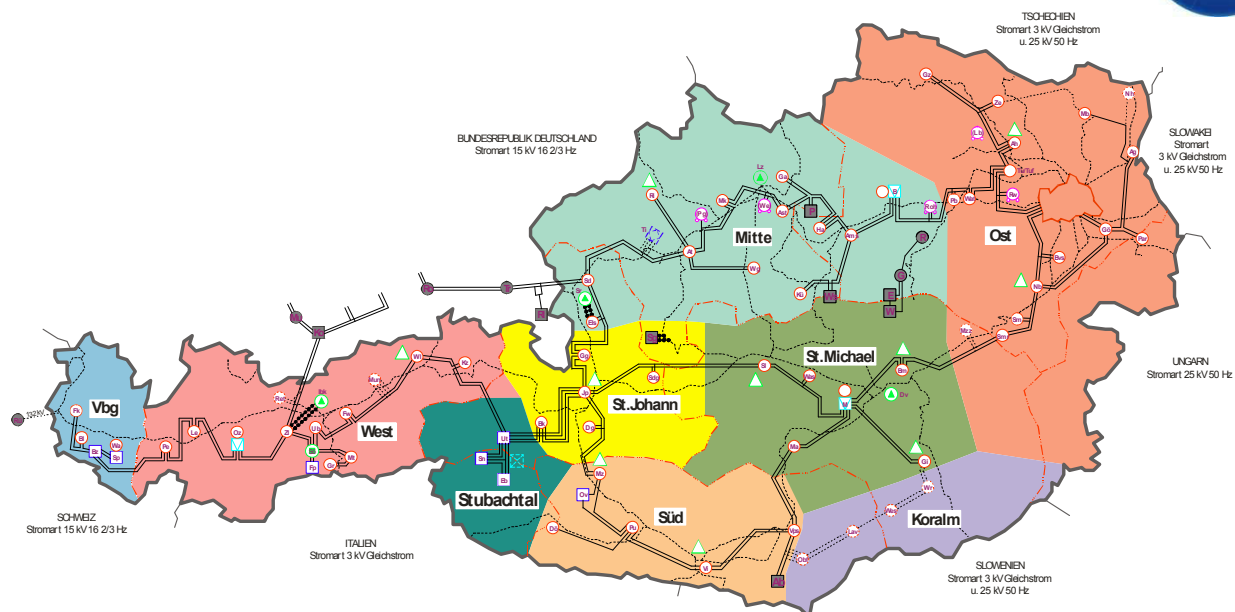


Abbildung 17: Regionale Einteilung des ÖBB-Versorgungsgebietes

Der grundsätzliche Ablauf der Systemoptimierung ist in Abbildung 18 dargestellt.

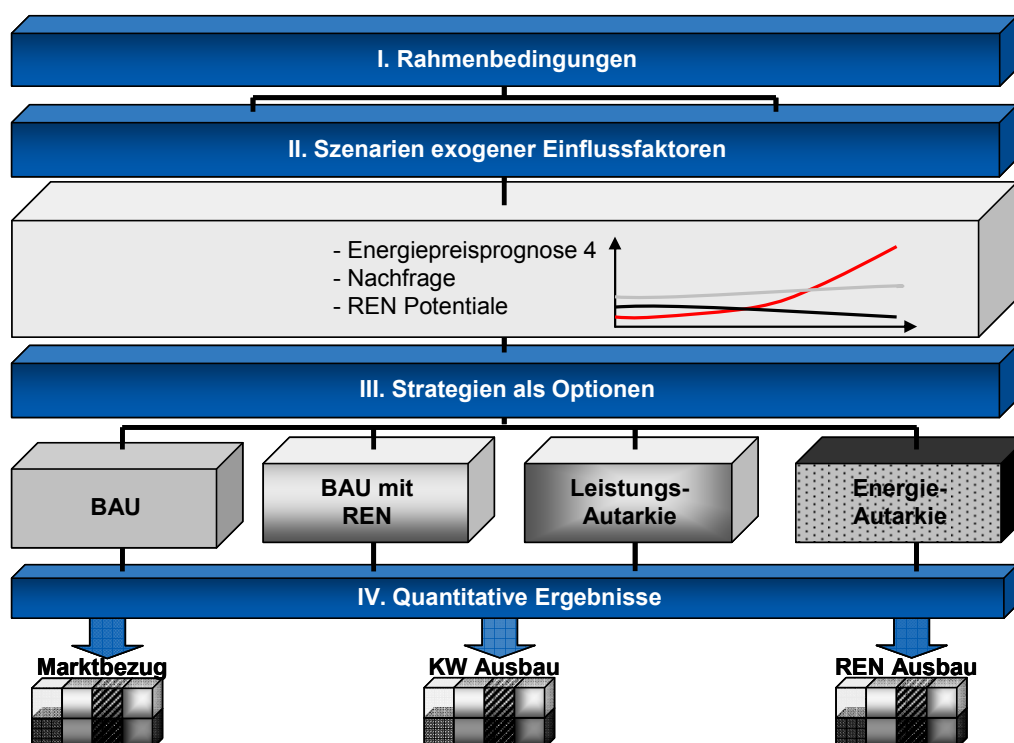


Abbildung 18: Ablauf der Systemoptimierung

Ausgehend von möglichen Szenarien der exogenen Einflussfaktoren aus Kapitel 2 und definierten Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 3.2) werden verschiedene Strategieoptionen (siehe Kapitel 3.3) untersucht. Auf Basis der Optimierungsergebnisse unter Einbeziehung von Sensitivitätsrechnungen werden schließlich entsprechende Handlungsempfehlungen abgeleitet.

3.2. Rahmenbedingungen

Die grundlegenden Parameter der Optimierungsrechnungen, die für alle Berechnungen unverändert bleiben, werden in den Rahmenbedingungen zusammengefasst. Diese umfassen das Basisjahr, die Diskontrate, den Berechnungszeitraum sowie ausgewählte ÖBB-Kraftwerks- und Bahnstromleitungsprojekte, die im Rahmen von Voruntersuchungen (Vorstudien und Machbarkeitsanalysen) identifiziert wurden und im Modell als spezielle optionale Ausbauprojekte abgebildet werden. Als Rahmenbedingungen werden festgelegt:

- **Basisjahr:** 2006
- **Diskontrate:** 3.5%
- **Rechenzeitraum:** bis 2030 (2006 bis 2016 in 1-Jahresschritten / ab 2016 in 2-Jahresschritten)
- **Optionale Ausbauprojekte der ÖBB:**
 1. **Leitungsverstärkungen zwischen den Regionen** Mitte–St. Michael, St. Johann–Süd, St. Johann–Mitte und Stubachtal–St. Johann.

(Die Bahnstromleitungen zur zukünftigen Versorgung der Region Koralm sind vorgegebene Investitionen)
 2. **Geothermische Kraftwerke:** ca. 4 MW – in den Regionen Mitte und Ost sowie ca. 30 MW – Regionen Mitte und St. Michael.
 3. **Wasserkraftwerke:**
 - KW Ötztal (46 MW) – Ausführung als 50Hz Bahnstromkraftwerk
 - KW Obervellach II (33 MW)
 - KW Mur (22 MW) – Ausführung als 50Hz Bahnstromkraftwerk
 - KW Tauernmoos (ca. 130 MW) – Ausführung als 50Hz Bahnstrom(pump)speicherkraftwerk
- **Weitere Ausbauten:**
 - Optionale Errichtung von Umrichterwerken in allen Regionen
 - Das energiewirtschaftliche Optimierungsprojekt für das KW Spullersee (Beileitung Ost) und das Umrichterwerk in Region Mitte (Timelkam) (60 MW) sind als beschlossene Ausbauprojekte im Modell fixiert.

Es ist für die weiteren Untersuchungen essenziell, dass diese Rahmenbedingungen unverändert bleiben, da dadurch eine Vergleichbarkeit und Transparenz der Ergebnisse gesichert ist.

3.3. Strategische Optionen

Es werden vier verschiedene Strategieoptionen im Rahmen dieses Projektes definiert. Die erste Strategie „Strategie 1 - BAU“ setzt voraus, dass nur bereits vorhandene Technologien (bestehende Kraftwerke und Übertragungsleitungen sowie Umformerwerke) und die ausgewählten ÖBB-Projekte (siehe Rahmenbedingungen) als optionale Ausbaumaßnahmen berücksichtigt werden. Das bedeutet, dass keine weiteren sonstigen erneuerbaren Energieformen zur Auswahl stehen. Als Beschränkung wird ein maximales jährliches Investitionsbudget von 65 Millionen € gesetzt.

Die zweite Strategie „*Strategie 2 - BAU mit REN*“ sieht vor, dass zusätzlich zu den in den Rahmenbedingungen vorgesehenen optionalen Ausbauprojekten, weitere Alternativen bestehen. Diese basieren auf den Untersuchungen aus Kapitel 2.4 und umfassen im Wesentlichen:

- Kleinwasserkraftwerke (bis 1 MW)
- Mittlere Wasserkraftwerke (10 – 50 MW)
- Photovoltaik Anlagen
- Windkraftwerke
- Biomasse KWK Anlagen
- Biogas KWK Anlagen
- Deponie- und Klärgas KWK Anlagen

In der dritten Strategie „*Strategie 3 - Leistungsautarkie*“ wird dem Modell vorgegeben, dass bis zum Jahr 2020 der gesamte Bahnstromleistungsbedarf zu jedem Zeitpunkt von systemeigenen Anlagen erzeugt werden muss. Wärme und Strom zur Versorgung der Bahnhöfe und der Bürogebäude der ÖBB können weiterhin vom öffentlichen Netz bezogen werden. Aufgrund dieser harten Beschränkung werden höhere Investitionssummen erwartet, weshalb die Investitionsbeschränkung aufgehoben wurde. Das Ziel dieser Strategie ist eine Extrembetrachtung eines weitgehend leistungsautarken regenerativen Systems.

Als vierte Strategie „*Strategie 4 - Energieautarkie*“ wird ein realistischer Kompromiss zwischen den bisherigen Annahmen angesetzt. Aufgrund der Zielsetzungen ist nicht nur eine Ressourcenschonung mit hohem Einsatz von erneuerbaren Energieträgern sondern auch eine wirtschaftlich umsetzbare Strategie zu entwickeln. Eine vollkommen autarke Bahnstromversorgung ab 2020 würde jedoch bedeuten, dass kein Strom vom öffentlichen Netz bezogen werden darf. Aufgrund der Bahnstrom-Lastprofile, die sehr hohe Spitzenlasten enthalten, stellt dies für die Erzeugungsanlagen eine große Herausforderung dar. Dies ist insofern schwierig, da der heutige Stand der erneuerbaren Energietechnologien, ausgenommen Wasserkraft, eine solche Fahrweise nicht ermöglicht. Aus diesem Grund wird in dieser Strategie die Bereitstellung von Bahnstrom durch das öffentliche Stromnetz zwar ermöglicht, jedoch müssen auf jährlicher Basis die bezogenen Bahnstrommengen von den systemeigenen Erzeugungsanlagen wieder ausgeglichen werden. Der Strommarkt dient daher als eine Art „Puffer“, der jährlich bilanziert werden muss, sodass das Bahnstromversorgungssystem im Laufe eines Jahres energieautark ist.

Zur Sensitivitätsanalyse werden weitere Strategien mit geringfügigen Veränderungen zu den ursprünglichen berechnet, vor allem zur Bewertung von möglichen Einflussgrößen der Parameter und Variablen.

4. Ergebnisse

4.1. Strategie 1 - BAU und Strategie 2 - BAU mit REN

Die Ergebnisse der ersten und zweiten Strategie unterscheiden sich im Wesentlichen nur dadurch, dass in der zweiten zusätzlich Biomasse- und Biogas-KWK-Anlagen errichtet werden. Das bedeutet, dass diese erneuerbaren Energieressourcen eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit ermöglichen ohne andere Investitionsvorhaben zu beeinträchtigen. Sie verringern lediglich die Strommenge, die vom Markt bezogen werden muss. Dies war die erste wichtige Erkenntnis. Für alle weiteren Berechnungen, in denen ebenfalls erneuerbare Energieformen als alternative Investitionsmöglichkeiten zur Verfügung stehen, ist es daher wichtig, das Ausmaß dieser Investitionen näher zu verfolgen. Als Vergleichsbasis für die weiteren Berechnungen ist also die zweite Strategie besser geeignet.

Die wesentlichen Veränderungen des zukünftigen Primärenergiemixes in der zweiten Strategie (siehe Abbildung 19) sind im Jahre 2012 und nochmals zwischen 2018 und 2022 zu erkennen. Ab 2012 wird Erdgas aus Kostengründen immer weniger für die Wärmeerzeugung verwendet. Fernwärme, Biogas und Biomasse ersetzen diesen Anteil, wobei Biogas und Biomasse nicht nur für Wärme, sondern zudem zur Bereitstellung von Bahnstrom genutzt werden. Über die gesamte Laufzeit bleiben die Anteile der Wasserkraft und der aus dem Markt bezogene Strom in etwa gleich. Der Bedarfszuwachs wird einerseits durch Zukauf und Bezug über die bestehenden Umformer- und Umrichterwerke und andererseits durch Neubau von Wasserkraftwerken zwischen 2018 und 2024 optimal abgedeckt.

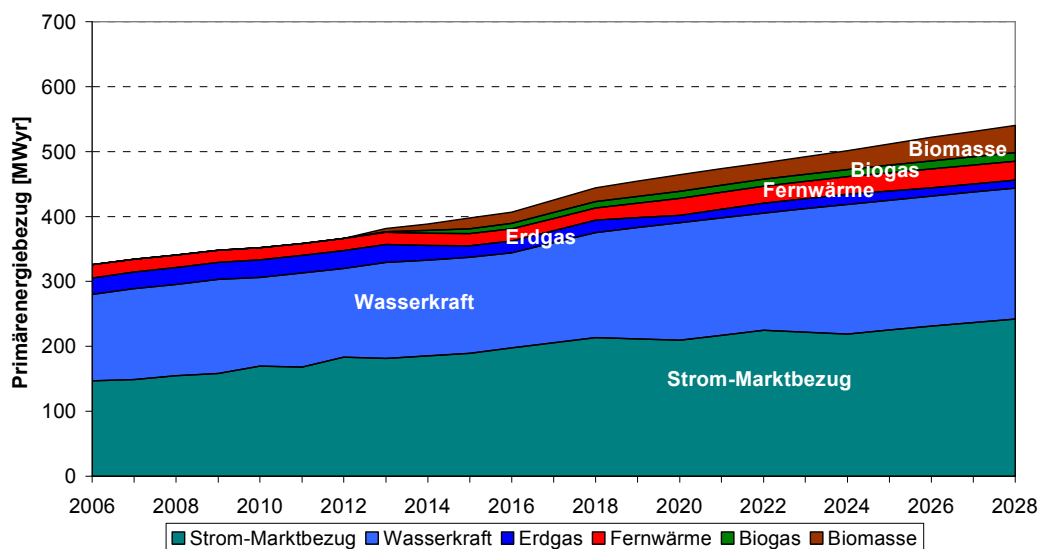


Abbildung 19: Primärenergiemix & Bezug in Strategie 2 - BAU mit REN

Insgesamt steigt der Eigenerzeugungsanteil im Vergleich zum Referenzjahr 2006 auf knapp über 19 %. Dies wird im Wesentlichen durch den Ausbau der Wasserkraft sowie von Biogas- und Biomasseanlagen ermöglicht.

In dieser Strategie werden etwa 244 MW zugebaut (Abbildung 20). Neben den Wasserkraftwerken Obervellach II, Ötztal und Mur, werden zwei Umrichterwerke von je 30 MW in den Regionen St. Michael und Ost errichtet. Der Zubau der Umrichterwerke ist hierbei nicht nur für den zusätzlichen Bezug vom öffentlichen Netz erforderlich, sondern auch zur Nutzung des öffentlichen Stromnetzes, um einen effizienten (verlustarmen) Transit von großen Strommengen aus den westlich gelegenen Regionen, in denen sich der

Erzeugungsschwerpunkt mit dem Großteil der Bahnstrom-Wasserkraftwerke befindet, in den östlichen Teil Österreichs, dem Verbrauchsschwerpunkt, zu ermöglichen.

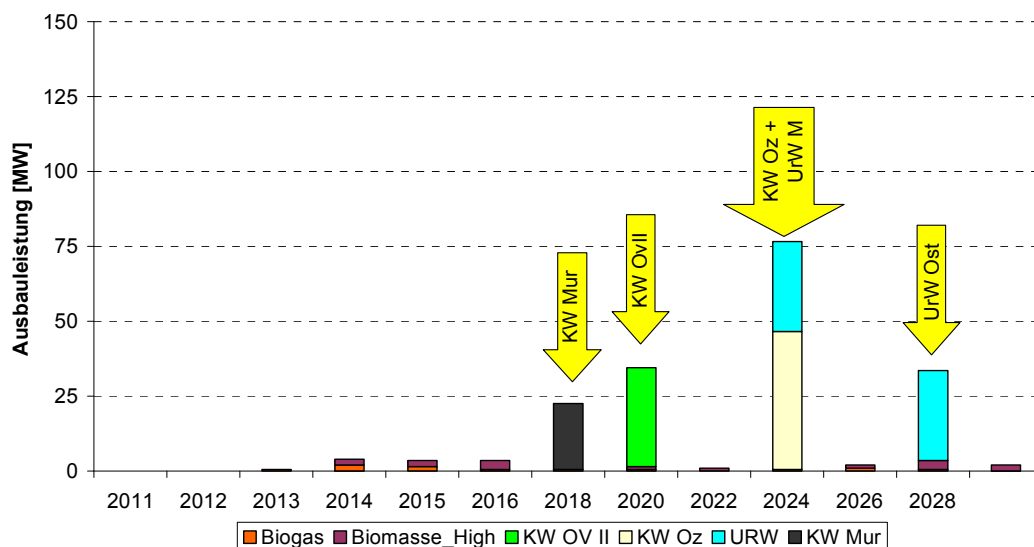


Abbildung 20: Zubauten in Strategie 2 - BAU mit REN

Es werden bei dieser Strategie etwa 23 MW Leistung an Biomasse- und Biogas-KWK Anlagen – vorwiegend in den Regionen Ost, Mitte und St. Michael – errichtet. Sie stellen eine gewisse Menge an Grundlast konstant über das ganze Jahr zur Verfügung.

Der Investitionsplan für die zweite Strategie ist in dem unten angeführten Diagramm in dunkelblau dargestellt. Insgesamt werden etwa 546 Millionen € über die gesamte Laufzeit benötigt bzw. durchschnittlich ca. 23,7 Millionen € jährlich.

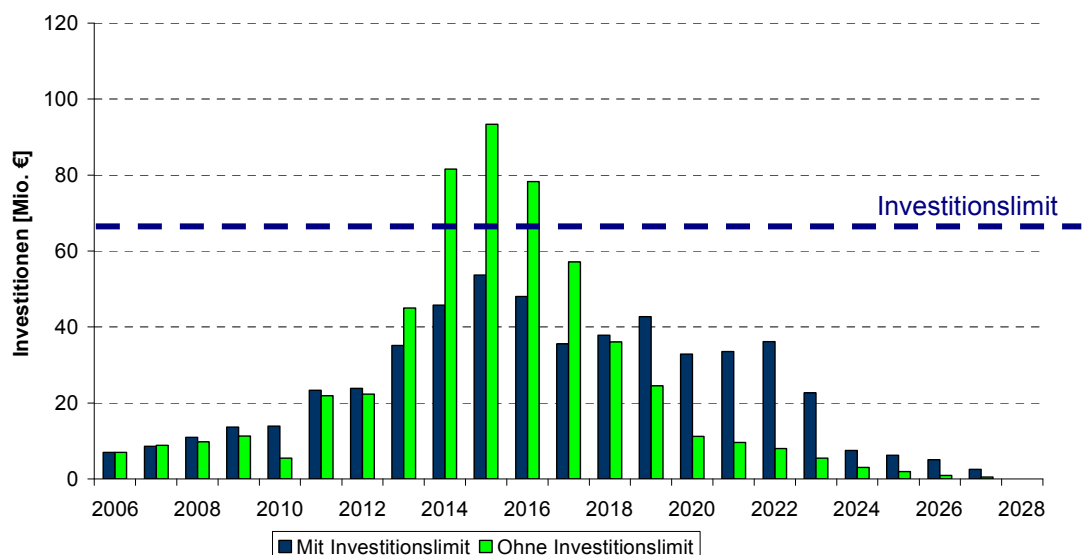


Abbildung 21: Investitionsprofil für Strategie 2 - BAU mit REN

Zusätzlich werden für diese Strategie auch Berechnungen ohne die Investitionsbeschränkung von 65 Millionen € durchgeführt, um deren Auswirkungen auf das Investitionsverhalten zu bewerten. Das Resultat ist in Abbildung 22 ersichtlich. Die grünen Balken zeigen, dass Investitionen, insbesondere in Wasserkraftwerke, vorgezogen werden. Zudem werden insgesamt Einsparpotenziale, u.a. durch die

Reduktion der erforderlichen Investitionssumme um insgesamt 3 Millionen € im Vergleich zu der Berechnung mit Investitionsbeschränkung, erzielt.

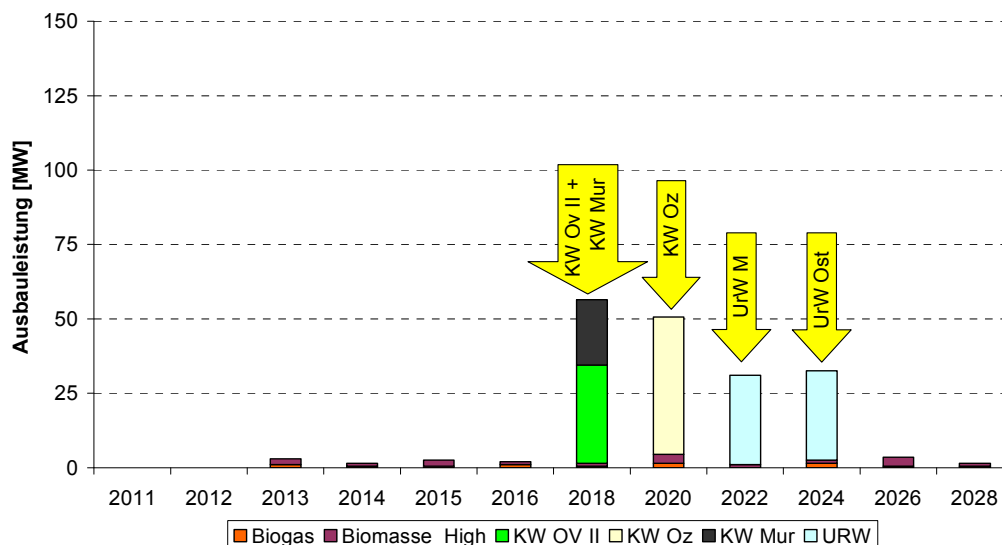


Abbildung 22: Zubauplan in Strategie 2 - BAU mit REN ohne Investitionslimit

Biogas- und Biomassekraftwerke werden in etwa in den gleichen Mengen ausgebaut und gleichermaßen in den Regionen verteilt, wie in der Berechnung mit der Investitionsbeschränkung.

Als beispielhafte Darstellung des Bezuges der bestehenden Umformerwerke wird in Abbildung 23 der Jahresbezug vom Strommarkt für 2010 gezeigt. Der Großteil wird in der Region Ost (in Grün) zur Deckung der Grundlast verwendet. Zusätzlich sind auch die Stromtransite relevant: Je weiter östlich der Verbrauch stattfindet, desto höher sind die Transportverluste über die Bahnstromleitungen. Es zeigt sich, dass der Transport von großen Strommengen (Stromtransite) über das öffentliche 380 kV-Netz die effizientere und wirtschaftlichere Lösung ist. Das Bahnstromleitungsnetz kann somit entlastet werden und die Aufgaben als Verteilernetz verlustoptimal erfüllen.

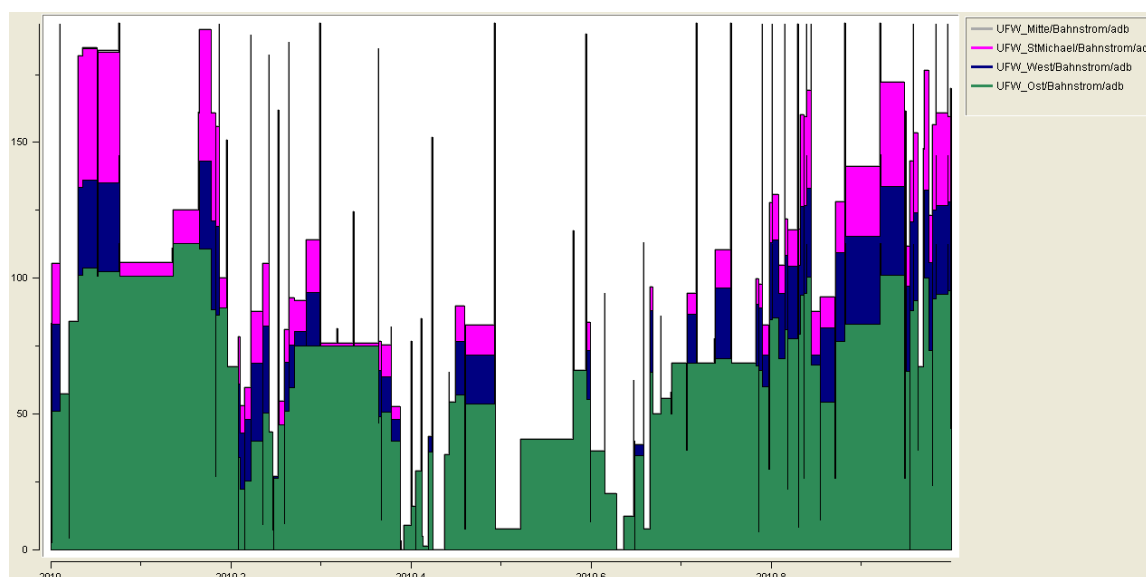


Abbildung 23: Beispielhafter Bezug der Umformerwerke vom Markt im Jahr 2010 in Strategie 2 - BAU mit REN

Einen weiteren wesentlichen Beitrag zur Verlustminderung im System stellt die höhere Effizienz der Umrichterwerke dar. Obwohl – aufgrund des zukünftig höheren Energiebedarfs – ein Anstieg der absoluten Verlustmengen erkennbar ist (Abbildung 24), ist insgesamt eine Erhöhung der Effizienz aus dem Verlauf der relativen Verluste im gesamten Bahnstromsystem bis 2030 erkennbar (Abbildung 25).

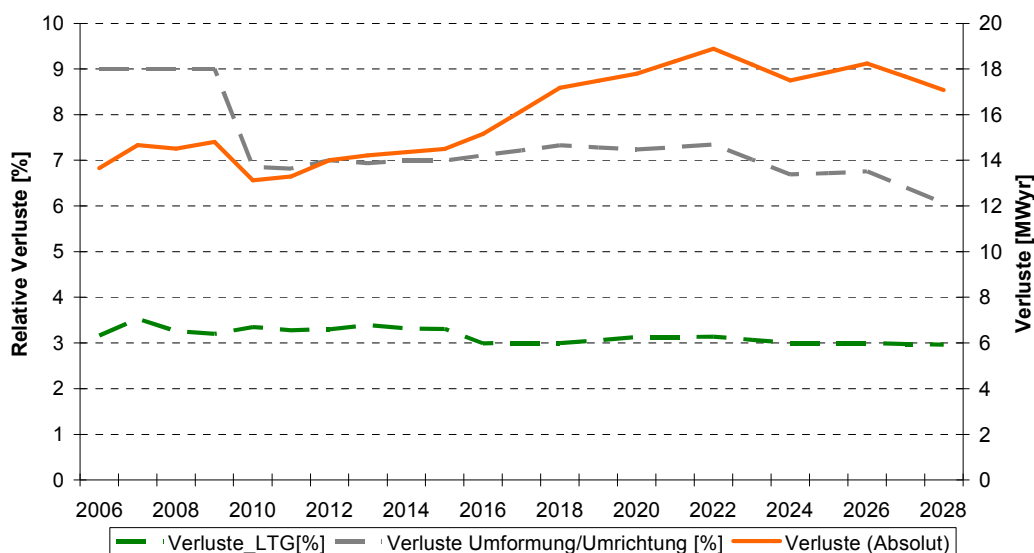


Abbildung 24: Verluste im Bahnstromsystem – Strategie 2 (BAU mit REN)

Die Inbetriebnahme von statischen Umrichterwerken verdeutlicht sich im sinkenden Verlauf der relativen Transformationsverluste (graue Linie in Abbildung 24). Zudem werden aber auch die bestehenden Leitungen weiterhin teilweise zum Transit von Bahnstrom eingesetzt, wobei die Auslastung des Netzes bis 2030 gegenüber dem Basisjahr 2006 um fast 50% steigt. Die Aufrechterhaltung des bestehenden Leitungsnetzes ist daher unumgänglich.

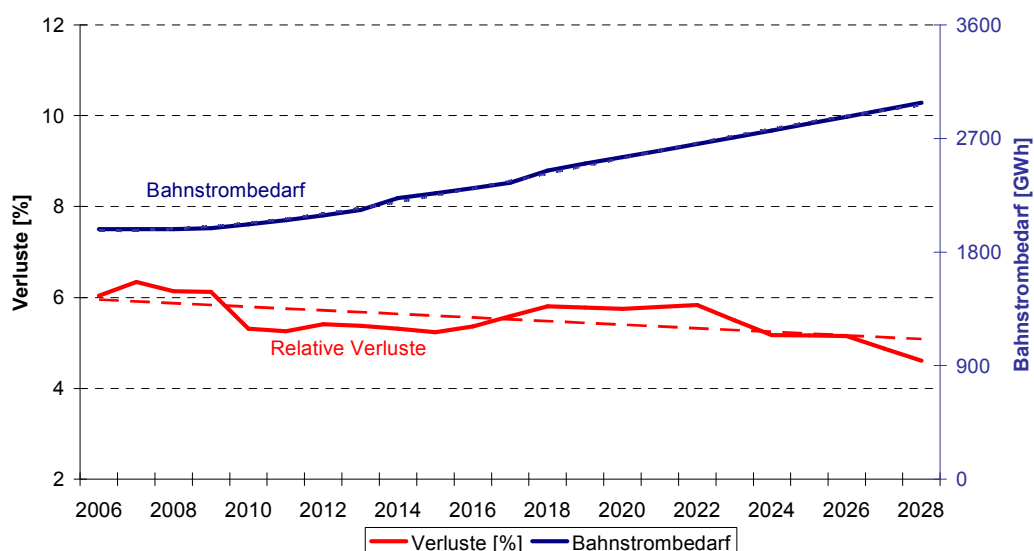


Abbildung 25: Effizienzsteigerung im Bahnstromsystem – Strategie 2 (BAU mit REN)

Eine weitere Sensitivitätsanalyse erfolgt durch die Modifikation der Optimierungsmethode: Das Modell wird üblicherweise „ganzzahlig“ gerechnet. Das bedeutet, dass neue Kraftwerke nur in den vorgegebenen Größen ausgebaut werden können. Um jedoch die fiktive untere Schranke der optimalen Lösung der Kostenminimierungsaufgabe zu ermitteln, wird eine lineare Lösung gerechnet, bei der es auch möglich ist,

nur einen Teil der vorgegebenen Kraftwerksgröße auszubauen. Dabei werden höhere spezifische Investitionskosten angesetzt, da diese im Allgemeinen von der Kraftwerksgröße abhängig sind. Abbildung 26 zeigt, dass in diesem Fall (Lösung der modifizierten linearen Optimierung LP) weniger im Vergleich zu der ganzzahligen Berechnung (MIP) ausgebaut wird. Insgesamt würden in diesem Fall etwa 236 MW ausgebaut werden, also nur um 8 MW weniger als in der Standardvariante. Kraftwerke würden allerdings in manchen Fällen schrittweise ausgebaut werden, wie etwa der Bau des Wasserkraftwerks Mur, welches auf 2018 (13 MW) und 2022 (9 MW) aufgeteilt wird oder der Bau des Kraftwerks Ötztal (29 MW in 2022 und im anschließenden Jahr nochmals 16 MW). In Abbildung 27 ist der entsprechende Zubauplan dargestellt.

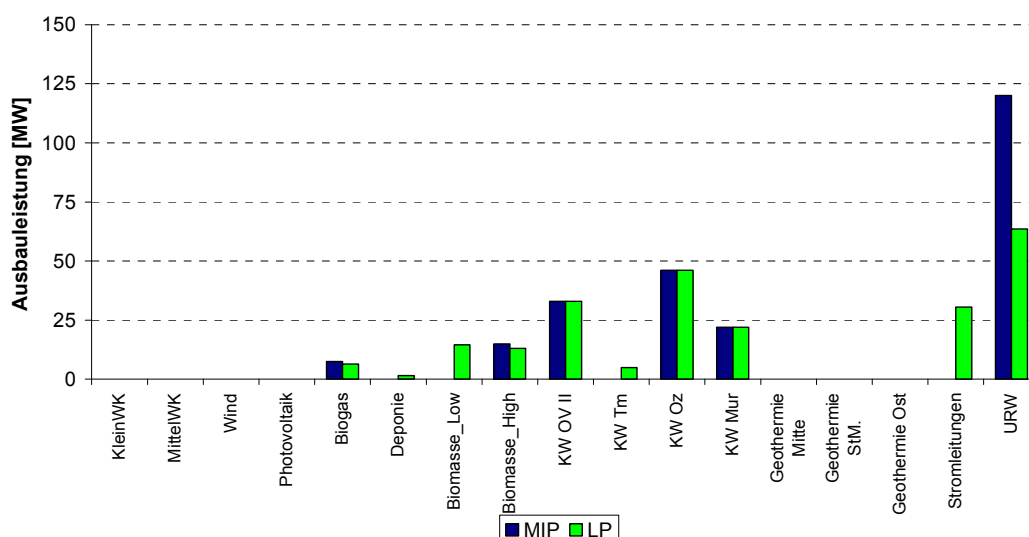


Abbildung 26: Gesamt-Ausbauvergleich Vergleich LP & MIP in Strategie 2 - BAU mit REN

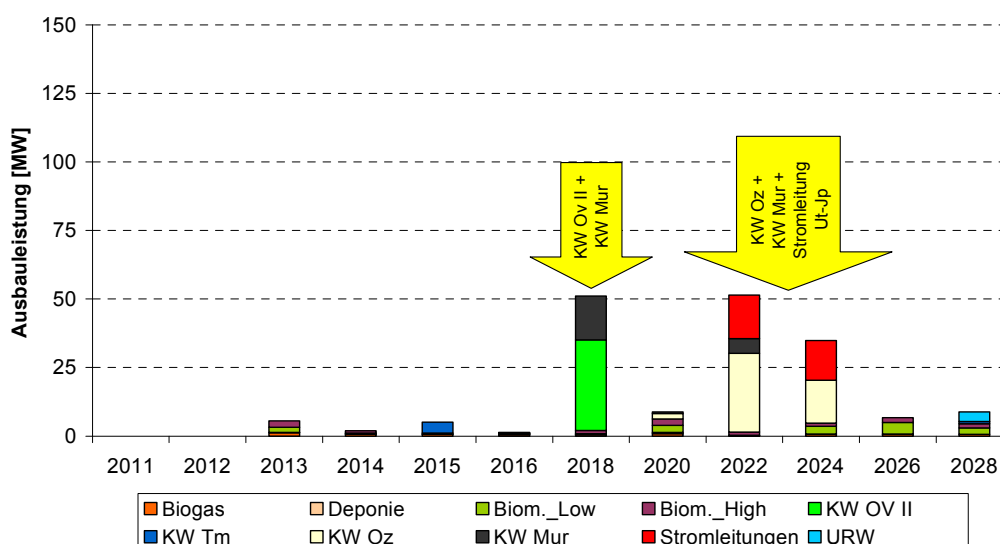


Abbildung 27: Zubauplan LP in Strategie 2 - BAU mit REN

Das Ergebnis zeigt, dass die Anlagengröße einer der Einflussfaktoren der Entscheidung ist. So sind kleinere Einheiten in manchen Konstellationen günstiger als große Einheiten mit geringeren spezifischen Kosten.

Der Einfluss der Kraftwerksgröße ist vor allem bei den Übertragungsleitungen sehr deutlich zu erkennen. Hier ist jedoch zu beachten, dass die in diesem Modell abgebildeten Leitungen in der Realität Teil eines Verteilungsnetzes sind und für den Transit großer Strommengen nicht optimal, jedoch für die Bahnstromverteilung essentiell und für die Versorgungssicherheit unerlässlich sind.

Die zusätzliche Flexibilität des Investitionsverhaltens würde auch bedeuten, dass auf den Ausbau der Umrichterwerke in den Regionen St. Michael und Ost verzichtet wird.

4.2. Strategie 3 - Leistungsautarkie

Im Vergleich zur zweiten Strategie unterscheidet sich die Entwicklung des Primärenergiemixes in der Strategie zur Erzielung der Leistungsautarkie ab 2020 deutlich. Nur ein geringer Teil des ursprünglichen Strombezuges vom Markt bleibt zur Versorgung der Gebäude und Bahnhöfe weiterhin bestehen. Schon ab 2012 ist eine starke Zunahme des Wasserkraftanteils zu erkennen, ein Trend der sich bis 2030 fortsetzt. Ein deutlich höherer Biomasseanteil, der neben der Bahnstromerzeugung außerdem für die Wärmeengewinnung eingesetzt wird, ist erkennbar. Zusätzlich zu den in Strategie 2 eingesetzten Primärenergien spielen hier auch Geothermie sowie die Windkraft eine wichtige Rolle in der Deckung des Bahnstrombedarfs.

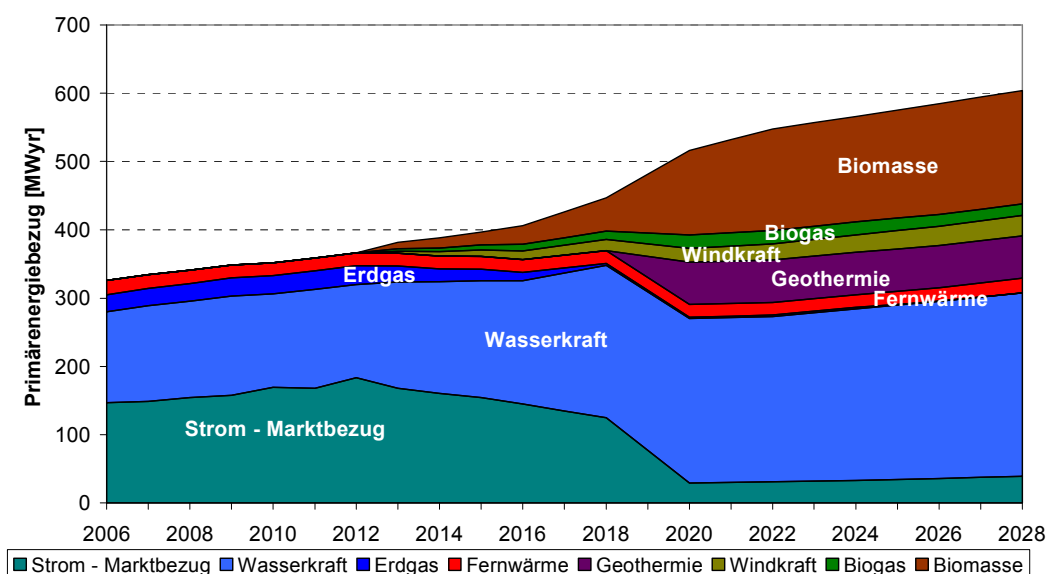


Abbildung 28: Primärenergiemix & Bezug in Strategie 3 - Leistungsautarkie

Gesamtheitlich betrachtet ist der Primärenergiebedarf höher als in der zweiten Strategie. Dies ist nicht auf eine Veränderung des Endenergiebedarfs zurückzuführen, sondern auf Technologien mit geringerem Wirkungsgrad, größtenteils Biomasseanlagen, die zur Bahnstromerzeugung eingesetzt werden.

Insgesamt werden in dieser Strategie etwa 1.037 MW Leistung ausgebaut. Die erneuerbaren Energien, ausgenommen Wasserkraft, decken nur die Grundlast. So werden Biomasseanlagen und Geothermieanlagen verstärkt in den Regionen Ost, Mitte und St. Michael ausgebaut, da Transportkapazitäten der Leitungen und der Umformerwerke für die Deckung von Spitzenlasten benötigt werden. Kleinwasserkraftwerke werden hingegen in allen Regionen gebaut, ebenso wie Windkraftanlagen. Die durch Lastschwankung entstehenden Spitzen werden vollständig durch die systemeigenen Wasserspeicherkraftwerke abgedeckt, wobei vor allem das Pumpspeicherkraftwerk Tauernmoos eine tragende Rolle übernimmt.

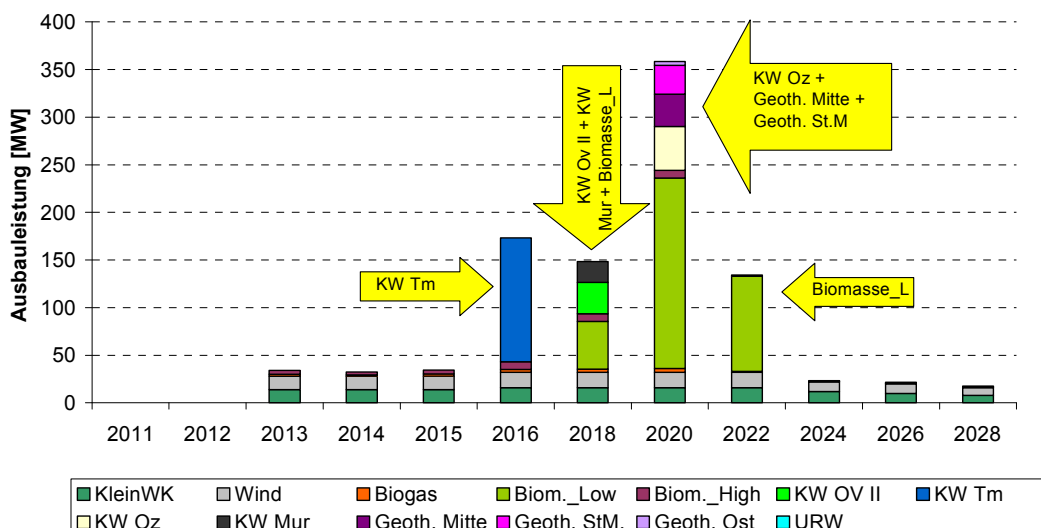


Abbildung 29: Zubauplan in Strategie 3 - Leistungsautarkie

Wie bei der zweiten Strategie wird auch hier eine Sensitivitätsanalyse mit einer modifizierten Linearen Optimierung durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass wiederum die Kraftwerksgröße eine bedeutende Rolle spielt. Aufgrund der in dieser Strategie vorgegebenen Restriktion, dass ab 2020 die gesamte Bahnstromleistung zu jeder Zeit durch eigene Kraftwerke zur Verfügung gestellt werden muss, werden teilweise Anlagenkapazitäten errichtet, die vorwiegend zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden, ansonsten jedoch nur eine geringe Auslastung aufweisen (Abbildung 30).

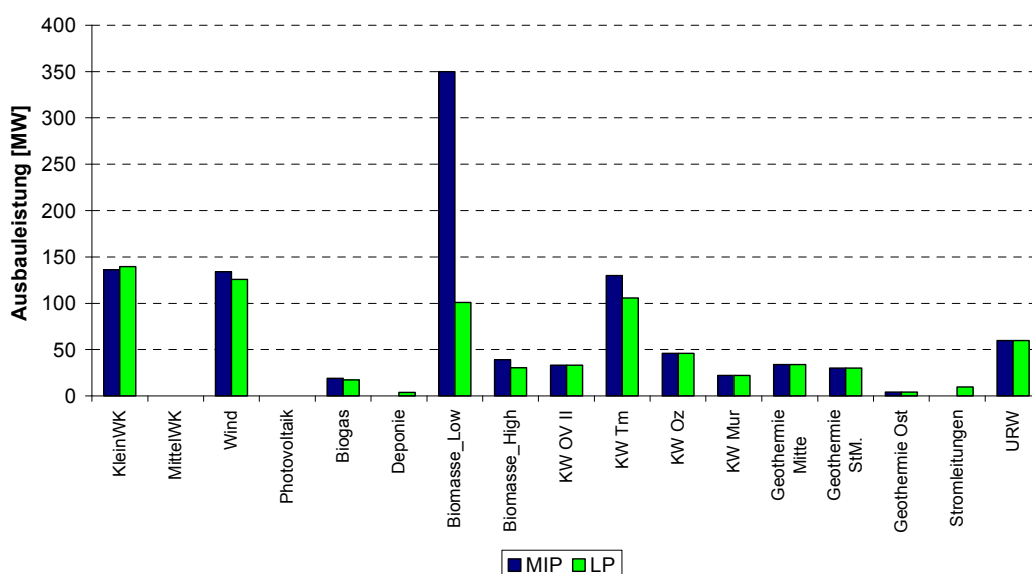


Abbildung 30: Gesamt-Ausbauvergleich LP & MIP in Strategie 3 - Leistungsautarkie

Am deutlichsten ist dies bei „Biomasse_Low“ zu erkennen, wo Kraftwerke in den ganzzahligen Berechnungen bei 50 MW festgesetzt sind. Im optimalen Fall würden jedoch mehrere kleine Anlagen gebaut werden die schrittweise erweitert werden würden, aber dafür auch zu einem höheren Grad ausgelastet werden. Bei anderen Kraftwerksanlagen, beispielsweise bei Kleinwasserkraft oder Windkraft, ist dieses Verhalten nicht so stark bemerkbar, da die Kraftwerksgröße 2 MW beträgt und daher flexibler ausgebaut werden kann. Insgesamt werden bei den linearen Berechnungen 275 MW weniger ausgebaut, was sich natürlich auch bei der Höhe der Investitionskosten deutlich bemerkbar macht.

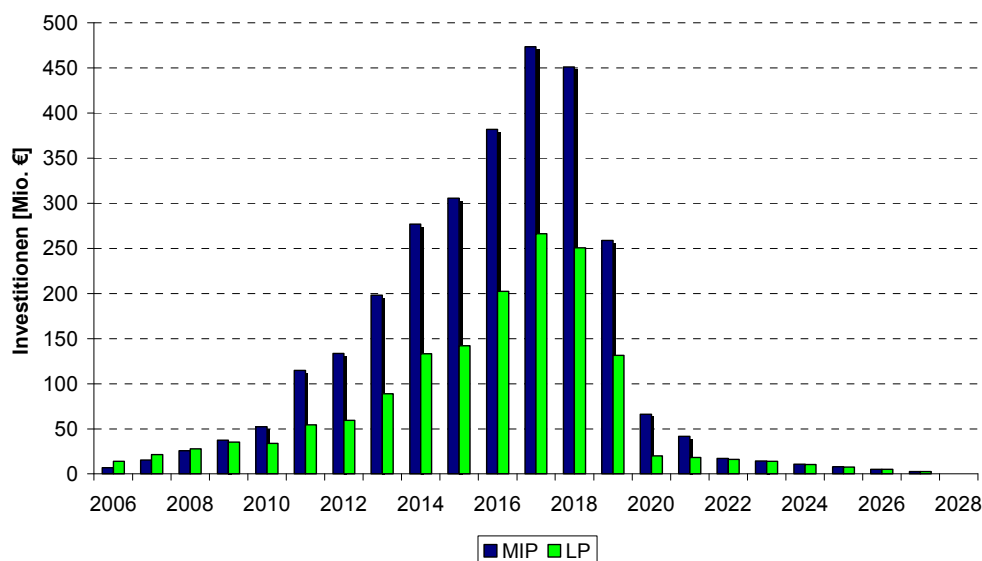


Abbildung 31: Vergleich der Investitionen LP&MIP in Strategie 3 - Leistungsautarkie

Wie in Abbildung 31 zu erkennen ist, sind die jährlichen Investitionen im Falle der ganzzahligen Berechnung (Balken in Dunkelblau) weitaus höher und betragen insgesamt etwa 2.898 Millionen €, was durchschnittlich ca. 126 Millionen € jährlich entspricht. Die Investitionssummen der linearen Berechnung (grüne Balken) ergeben insgesamt 2.189 Millionen €, also um 709 Millionen € weniger als bei der ganzzahligen Berechnung, und betragen durchschnittlich ca. 95 Millionen € pro Jahr.

In der unten angeführten Abbildung wird beispielhaft die Bahnstromversorgung der Region Ost für das Jahr 2022 dargestellt.

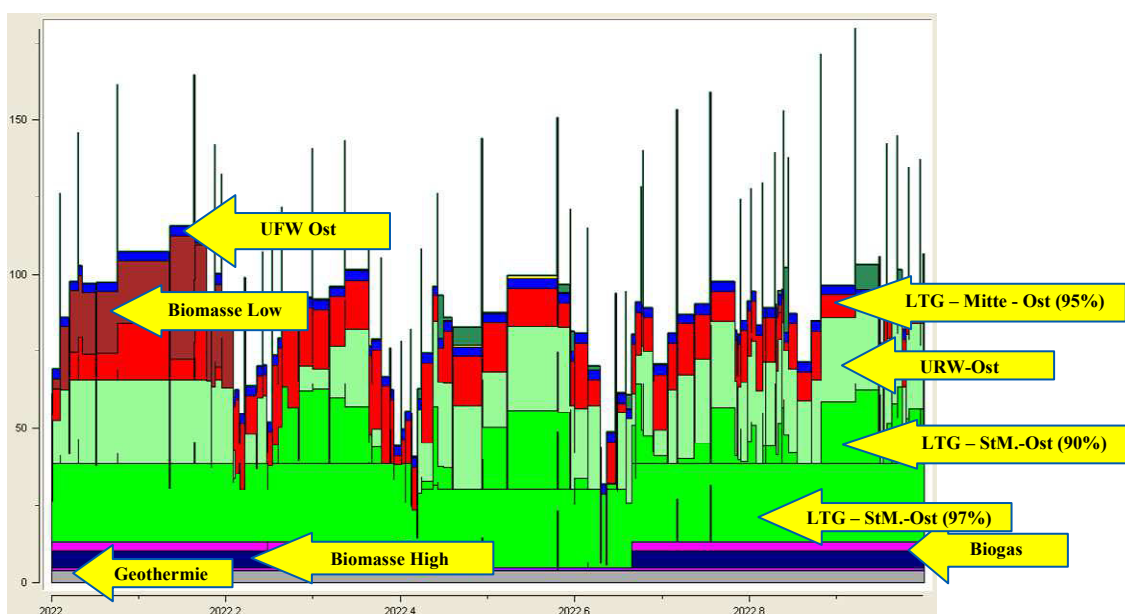


Abbildung 32: Bahnstrombezug der Region Ost im Jahr 2022 in Strategie 3 - Leistungsautarkie

Zusammen mit dem über die Bahnstromleitungen transportierten Strom stellen erneuerbare Energieformen die Grundlast zur Verfügung. Spitzenlasten werden größtenteils durch Bahnstromtransporte über das 50 Hz Höchstspannungsnetz und Umformer- bzw. Umrichterwerke abgedeckt.

4.3. Strategie 4 - Energieautarkie

In der vierten Strategie, in der die Autarkiebeschränkung aufgeweicht wird, sinkt der Bezug vom Strommarkt im Vergleich zur Strategie 2 ebenfalls bis 2020 stark ab. Zusätzlich zu den Mengen, die für die Drehstromversorgung der Betriebsanlagen benötigt werden, werden jährlich zusätzlich etwa 315 GWh (36 MWyr) vom Strommarkt für die Deckung des Bahnstrombedarfs bezogen. Diese Mengen werden hauptsächlich zur Deckung der Spitzenlasten in den östlich gelegenen Regionen zu Zeiten geringer Laufkrafterzeugung verwendet. Im Jahressaldo ergibt sich aber immer der vorgabengemäße Ausgleich von Lieferung und Bezug.

Im Vergleich zur Strategie 3 wird bedeutend weniger Biomasse zur Bahnstromerzeugung eingesetzt, im Jahr 2020 ist die Erzeugung aus Biomasse um 771 GWh (88 MWyr) geringer, bis 2030 jedoch steigt diese Differenz bis auf knapp über 1.000 GWh (114 MWyr) an, was zur Konsequenz hat, dass weniger Wärme produziert werden kann und mehr Fernwärme für die Betriebsstätten zugekauft werden muss.

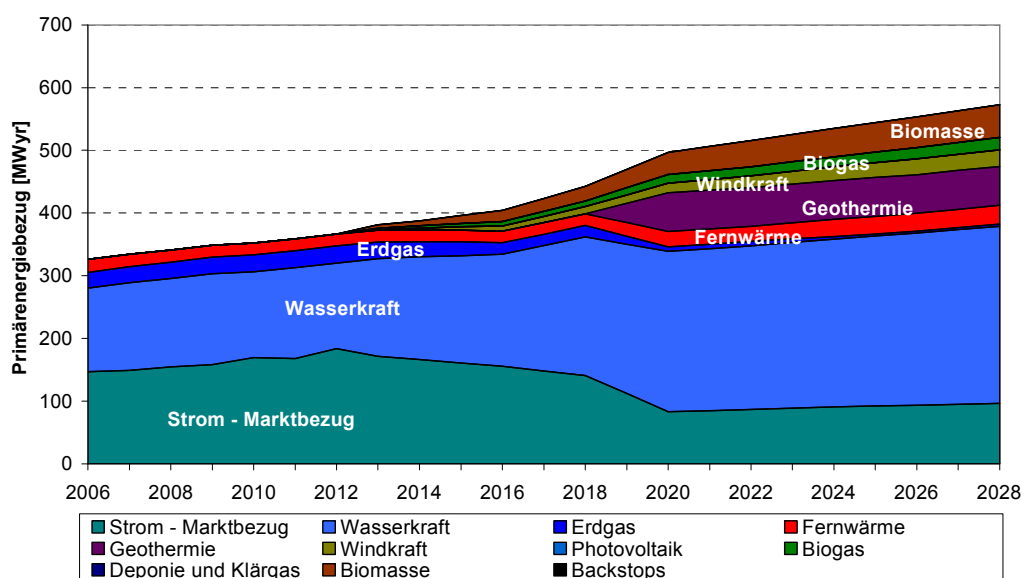


Abbildung 33: Primärenergiemix & Bezug in Strategie 4 - Energieautarkie

Insgesamt werden zwischen 2006 und 2030 ca. 522 MW an Leistung durch verschiedene erneuerbare Erzeugungstechnologien ausgebaut. Der größte Unterschied der Ausbaupläne der Strategien 3 und 4 ist jedoch die Biomasse. Auf den Bau von Biomassekraftwerken mit einer Größe von 50 MW wird in der vierten Strategie vollkommen verzichtet.

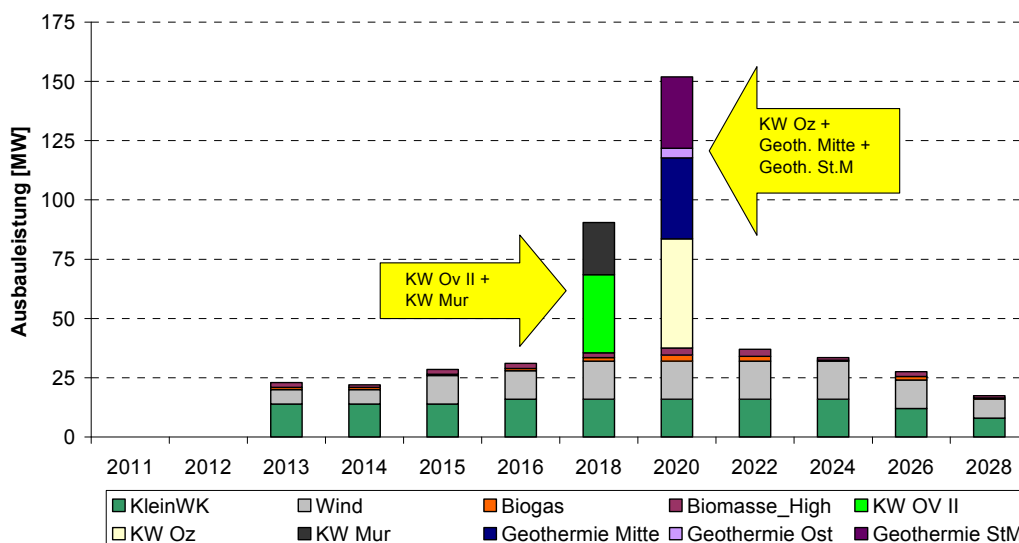


Abbildung 34: Zubauplan in Strategie 4 - Energieautarkie

Aus dem Zubauplan dieser Strategie in Abbildung 34 ist erkennbar, dass kontinuierlich kleine Kraftwerksanlagen auf Basis von Kleinwasserkraft, Biogas, Biomasse sowie Wind ausgebaut werden, um einen Teil des ansteigenden Bahnstrombedarfs abzudecken. 2018 und 2020 werden größere Erzeugungsanlagen in Betrieb genommen, die Wasserkraftwerke Obervellach II und Mur ab 2018 und anschließend ab 2020 vier geothermische Kraftwerke in den Regionen Mitte, Ost und St. Michael, sowie das Wasserkraftwerk Ötztal. Obwohl die geothermischen Kraftwerke höhere Investitionskosten als alternative Erzeugungstechnologien haben, haben sie den Vorteil, dass sie in oder in der Nähe der größten Verbrauchsregionen über den gesamten Jahresverlauf Strom erzeugen können. Die Wasserkraftwerke hingegen werden für die Bilanzierung der im Winter vom Markt bezogenen Mengen benötigt. Aus der unten angeführten Abbildung 35 für das Jahr 2022 ist dieses Verhalten deutlich ersichtlich.

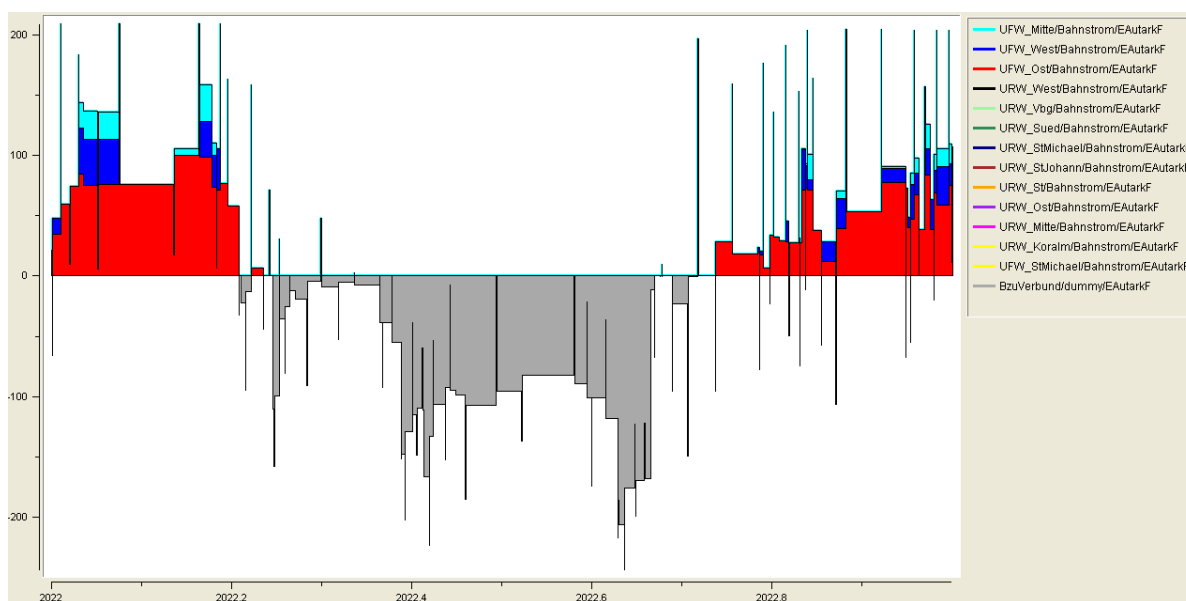


Abbildung 35: Beispielhafter Austausch mit Strommarkt im Jahr 2022

Größtenteils wird Strom in den Wintermonaten in der Region Ost bezogen. Über die Sommermonate wird die bezogene Jahresmenge wieder in das 50-Hz-Netz rückgespeist.

Die linearen Berechnungen dieser Strategie bestätigen den größten Teil der Ausbauvorhaben.

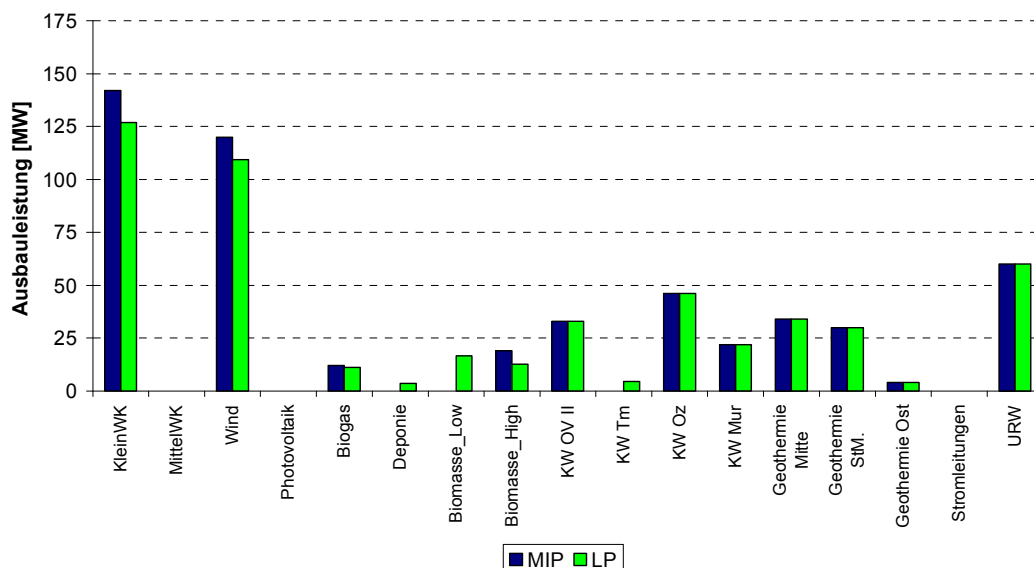


Abbildung 36: Gesamt-Ausbauvergleich LP & MIP in Strategie 4 - Energieautarkie

Die Unterschiede zwischen der gemischt ganzzahligen Berechnung und der linearen Berechnungen sind in dieser Strategie mit ca. 8 MW wie bei der Strategie 2 sehr gering. Das weist darauf hin, dass diese Strategie ebenfalls eine hohe Robustheit aufweist und somit gegenüber der Strategie 3 – Leistungsautarkie zu bevorzugen wäre.

Die Investitionssummen sind sich ebenfalls sehr ähnlich. Der Unterschied zwischen den zwei Berechnungen liegt bei etwa 4% der Gesamtinvestitionssummen.

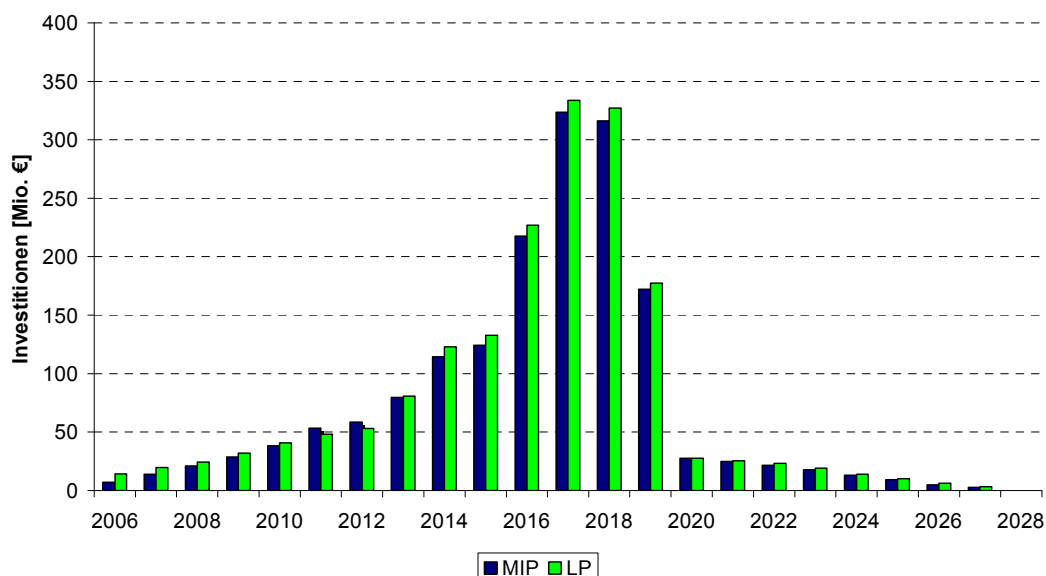


Abbildung 37: Vergleich der Investitionen LP & MIP in Strategie 4 - Energieautarkie

5. Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Zusammenfassend ergeben sich aus dem Projekt folgende Kernaussagen und Empfehlungen:

- Die Investitionsentscheidungen in den Ausbau der Wasserkraftwerke Obervellach II, Ötztal und Mur sind robuste Lösungselemente, da sie in allen Berechnungen bestätigt werden (Abbildung 38). Es zeigt sich, dass unter den verschiedenen Entwicklungsannahmen exogener Einflussfaktoren diese drei Kraftwerke einen essentiellen und wirtschaftlichen Beitrag zur Bahnstromerzeugung leisten können. Je nach zur Verfügung stehendem Investitionsbudget liegen die optimalen Inbetriebnahmezeitpunkte zwischen 2018 und 2024.

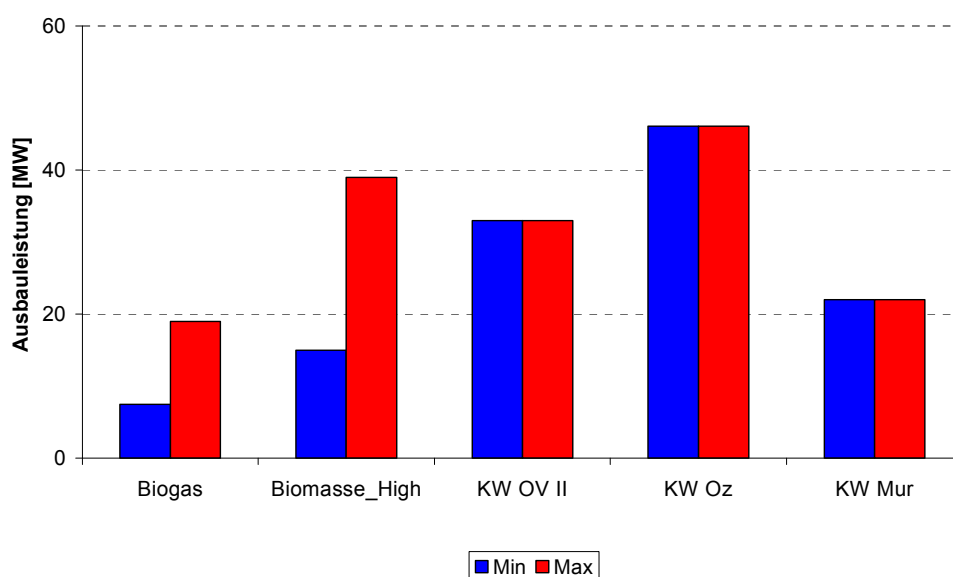


Abbildung 38: Vergleich Ausbaupläne aller Strategien

- Kleine Biogas- und Biomassekraftwerke werden in allen Strategien in unterschiedlichem Maße eingesetzt und können daher grundsätzlich einen Beitrag zur Umsetzung der strategischen Ziele leisten.
- Sonstige Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, wie z.B. geothermische Kraftwerke, weitere (Klein- und Speicher-) Wasserkraftwerke, Windkraftanlagen usw., sind vor allem für die Umsetzung einer autarken Energieversorgung relevant und müssen im Einzelfall einer wirtschaftlichen Überprüfung unterzogen werden.
- Photovoltaik wird als wirtschaftlich nicht optimal identifiziert.
- Es wird in den Optimierungsrechnungen kein weiterer Ausbau der Leitungskapazitäten zwischen den Regionen vorgenommen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass die Optimierung aufgrund der anfallenden Verluste eine möglichst geringe Leitungsauslastung anstrebt. Somit können zukünftig große Querschnitte bei Leitungserneuerungen wesentlich zur Verlustminimierung beitragen. Die Analysen zeigen auch, dass für den Transit größerer Strommengen über weitere Entfernungen, insbesondere von den Wasserkraft-Erzeugungsschwerpunkten im Westen zum Bahnstrom-Verbrauchszentrum im Osten Österreichs, das öffentliche Höchstspannungsnetz eingesetzt werden soll, wodurch das Bahnstromleitungsnetz entlastet werden kann. Gemeinsam mit den modernen statischen Umrichtertechnologien können die Übertragungsverluste merklich reduziert werden. In diesem Zusammenhang ist auch die Ausführung von neuen Bahnstromkraftwerken als 50 Hz Anlagen sinnvoll, wobei dies unter Berücksichtigung von Netzanalysen (Lastflusssimulationen)

standortabhängig entschieden werden sollte. Hierbei ist zudem zu berücksichtigen, dass das Bahnstromleitungsnetz von seiner Aufgabe und Charakteristik her vorwiegend ein Verteilernetz und kein Übertragungsnetz darstellt und daher für die Stromverteilung und damit für die Versorgungssicherheit unerlässlich ist.

Das zukünftige Konzept der Bahnenergieversorgung ist in Abbildung 39 dargestellt.

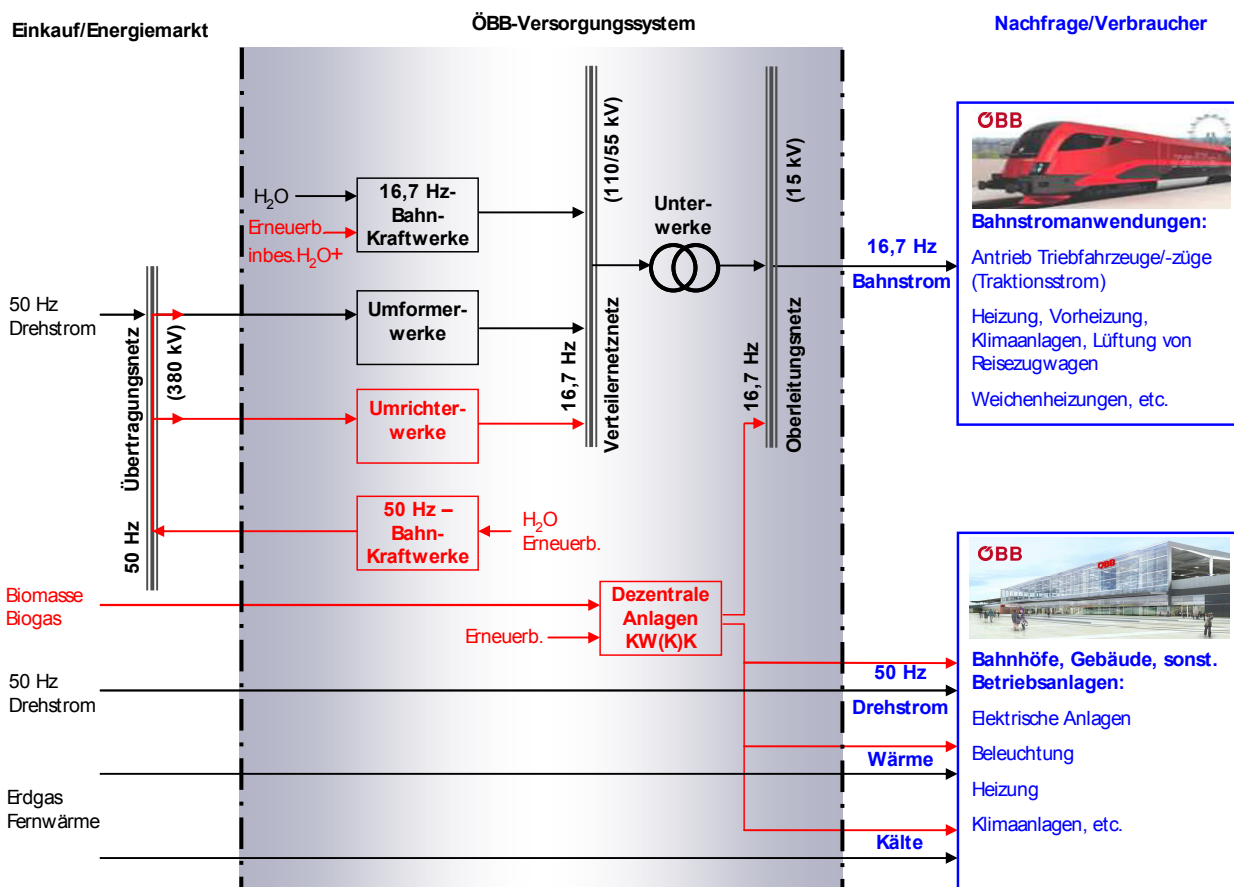


Abbildung 39: Zukünftiges Konzept für die Energieversorgung der Bahn

(schwarz....bestehende Komponenten, rot....neue Komponenten)

Strategieergebnisse

Das Basisszenario (BAU mit REN) zeigt, dass der Einsatz erneuerbarer Energieträger zu einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit des Systems beitragen kann. Dabei sinken die systeminternen Übertragungsverluste von ca. 6,5 % im Basisjahr 2006 auf ca. 4,9 % bis zum Ende des Planungshorizonts 2030. In den anderen Strategien können sogar noch höhere Verlustreduktionen erzielt werden. Eine Umsetzung der Leistungsautarkie ist technisch bis 2020 theoretisch realisierbar. Die Zusatzkosten im Vergleich zum Basisfall betragen jedoch über 2 Mrd. €. Realistischer hingegen ist die Erzielung einer Energieautarkie. Diese ist ebenfalls bis 2020 machbar und bedarf mit rund 1 Mrd. € nur etwa die Hälfte der Zusatzkosten für Leistungsautarkie.

Es werden somit alle ursprünglich definierten strategischen Ziele des zukünftigen Konzeptes erfüllt:

- **Schonung der Ressourcen**
.....wird durch den Ausbau von mind. 100 MW Wasserkraft ermöglicht.
- **Erhöhung der Energieeffizienz**
.....die Verluste werden um mindestens 24% weniger.
- **Erhöhung des Eigenerzeugungsanteils**
.....um mindestens 16%, der Marktbezug bleibt jedoch wesentlich.
- **Dezentraler Charakter**
.... wird ermöglicht durch Biomasse-, Wind- und Kleinwasserkraftwerke.
- **Gewährleistung der Versorgungssicherheit**
.....durch zunehmende eigene und dezentrale Erzeugung.
- **Wirtschaftlichkeit**
.....gewährleistet durch robuste Elemente.

6. Anhang

6.1. MESSAGE

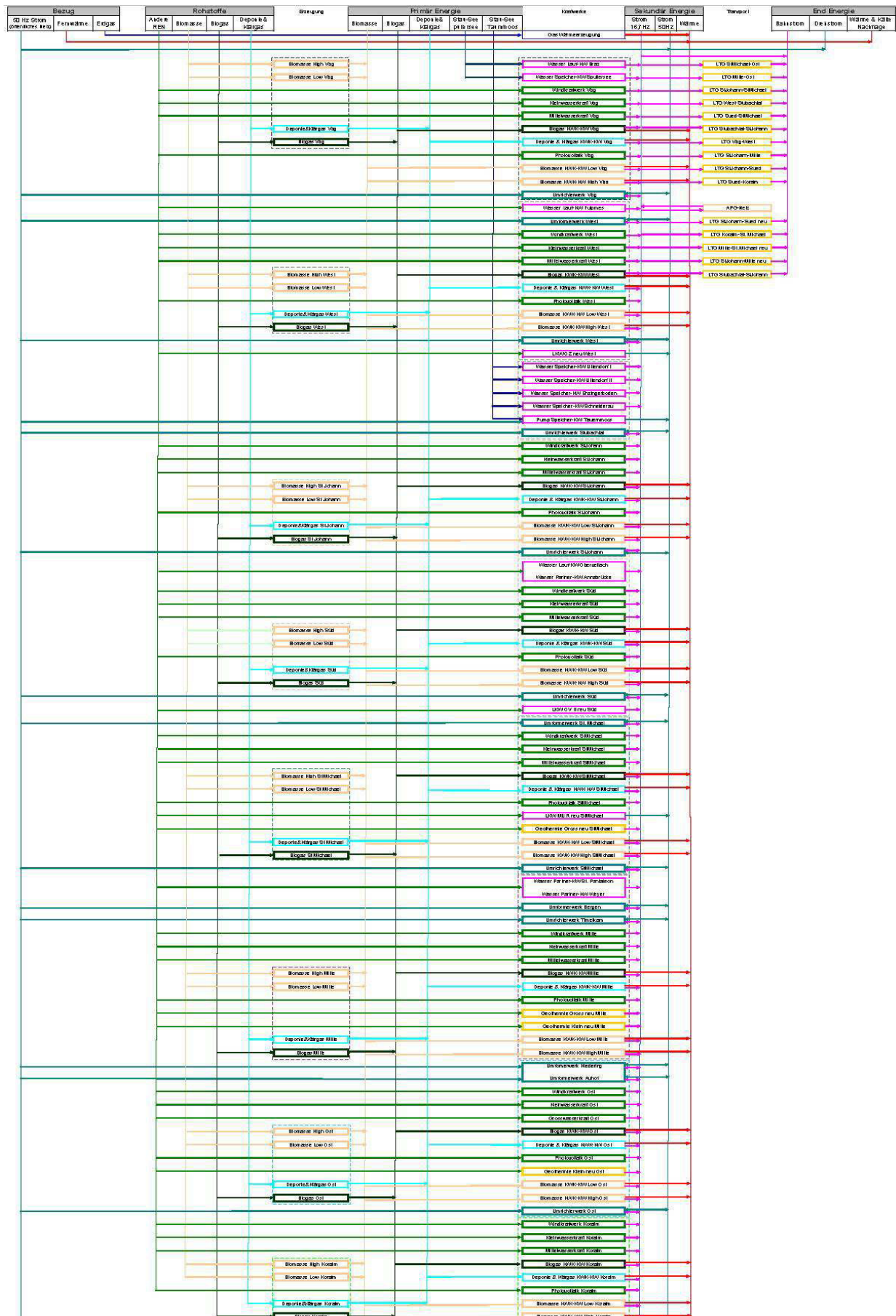
MESSAGE (Model of Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental impact) ist vom mathematischen Typus: Optimierung unter Nebenbedingungen. In den meisten Anwendungsfällen bedeutet dabei ‚Optimierung‘ die Errechnung minimaler Kosten, die bei der Deckung einer vorgegebenen Energiebedarfsentwicklung über einen vorgegebenen Zeitraum hinweg aufgewendet werden müssen. Typische Nebenbedingungen betreffen die Verfügbarkeit von Primärenergie und den maximal zulässigen Umwelteinfluss der Energieumwandlung. Eine wichtige Rolle bei der Beschreibung der Nachfragedeckung spielt die technologische Entwicklung auf dem Gebiet der Energieumwandlung.

Die zurzeit hauptsächlich verwendete Version von MESSAGE ist das Resultat stetiger Modellentwicklung und -anwendung, die in den späteren 1970er Jahren am Internationalen Institut für Angewandte Systemanalyse (IIASA) ihren Anfang nahm. Die verschiedenen Modellanwendungen sind durch eine weite Variabilität der zeitlichen und geographischen Merkmale der untersuchten Energiesysteme gekennzeichnet. Dabei reicht die Skala der bisherigen Anwendungen von der kurz- bis mittelfristigen Optimierung städtischer Energiesysteme (z. B. Wien) bis zur Erstellung langfristiger Szenarien auf globaler Ebene. Naturgemäß waren es die globalen Modellanwendungen, die für eine weltweite Visibilität des Modells sorgten. Als entsprechende Beispiele seien der SRES-Bericht (Special Report on Emission Scenarios) des IPCC, erschienen im Jahr 2001 sowie der „Dritte Wissensstandsbericht“ (vielleicht besser bekannt unter seinem englischen Namen Third Assessment Report) des IPCC aus dem Jahre 2002 genannt.

Aber nicht nur in Bezug auf die räumlichen und zeitlichen Rahmenbedingungen ist MESSAGE ein außerordentlich flexibles Modell. So kann das modellierte Energiesystem je nach dem speziellen Bedarf der jeweiligen Anwendung in verschiedenen Feinheitsgraden abgebildet werden ohne dass dazu das Modell selbst verändert werden müsste. Der jeweilige Feinheitsgrad wird durch die Definition eines „Referenz-Energiesystems“ (RES) bestimmt. Das RES inkludiert alle zu berücksichtigenden Energieflüsse – repräsentiert durch Energie-Umwandlungstechnologien – von Primärenergie bis zur Ebene der Energienachfrage. Der Zusammenhang mit der „Außenwelt“ wird hauptsächlich durch mögliche Energie-Handelsflüsse und durch den Umwelteinfluss des Energiesystems definiert.

Eine detaillierte Beschreibung des MESSAGE-Modells und seiner wichtigsten Eingabeparameter ist im Anhang zu [Achieving a Sustainable Global Energy System](#) (Schrattenholzer L, Miketa A, Riahi K, Roehrl RA, Strubegger M, Totschnig G, Zhu B, 2004, Edward Elgar Publishing, Cheltenham, UK, ISBN 1 84376 923 9) enthalten.

6.2. Referenzenergiesystem (RES)



6.3. Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz im Bereich der Bahnenergieversorgung

Grundsätzlich können bei den verbraucherseitigen Energiesparpotentialen im Bereich der Bahnenergieversorgung zwei unterschiedliche Sektoren unterschieden werden:

- Bereich: „Bahnstrom (16,7 Hz)“
- Bereich: „(Groß-)Bahnhöfe, (Verwaltungs-)Gebäude, sonstige Liegenschaften“

Untenstehende Abbildung 40 zeigt die zwei wesentlichen Sektoren inklusive einer weiteren Aufspaltung innerhalb jedes einzelnen Sektors, wie sie für die Ermittlung der detaillierten verbraucherseitigen Energiesparpotentiale benötigt werden:

- Im Bereich „Bahnstrom (16,7 Hz)“ muss bei möglichen zukünftigen Einsparpotentialen zwischen jenen bei Triebfahrzeugen (z.B. Rückgewinnung elektrischer Energie, energiesparende Fahrweise) und bei ortsfesten Anlagen (z.B. Anlagenmanagement und -überwachung, Anlagenplanung) unterschieden werden.
- Im Bereich „(Groß-)Bahnhöfe, (Verwaltungs-)Gebäude, sonstige Liegenschaften“ muss zwischen den Kategorien Wärme- und Kälteverbrauch bzw. Stromverbrauch unterschieden werden bzw. in weiterer Folge zwischen den entsprechenden Energiedienstleistungen Heizen, Kühlen, Warmwasser, Beleuchtung und sonstiger Stromverbrauch (allenfalls auch inkl. Strom-Direktheizen).

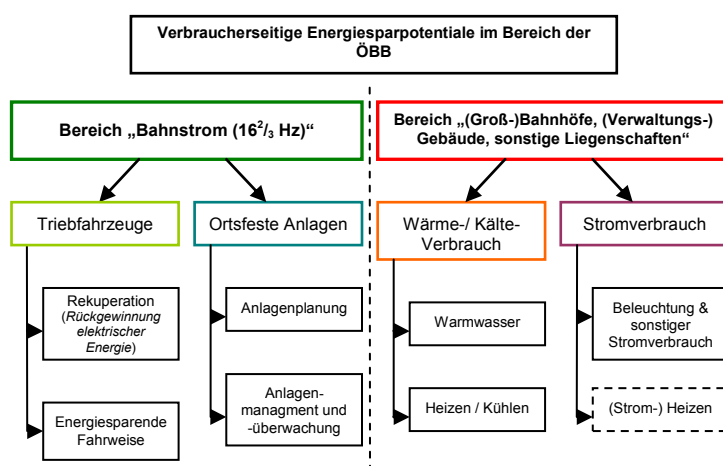


Abbildung 40: Übersicht verbraucherseitiger Energiesparpotentiale im Bereich der ÖBB

Nachfolgend werden ausschließlich die verbraucherseitigen Energieeinsparpotentiale für die einzelnen Energiedienstleistungen im Bereich „Bahnstrom (16,7 Hz)“ detaillierter dargestellt, da diese zum unmittelbaren Kerngeschäft der ÖBB gehören und quantitativ von besonderer Bedeutung sind. Für jene verbraucherseitigen Energiesparpotentiale für den Bereich „(Groß-) Bahnhöfe, (Verwaltungs-)Gebäude, sonstige Liegenschaften“ wird auf die umfangreiche Literatur verwiesen, sie sind jedoch in sämtlichen Energieverbrauchsszenarien bei der Modellierung mit MESSAGE berücksichtigt.

Verbraucherseitige Energieeinsparpotentiale: Bahnstrom (16,7 Hz)

Voraussetzung für die Identifizierung von verbraucherseitigen Energieeinsparpotentialen ist die Installation von Zählern in den Anlagen bzw. Triebfahrzeugen, um diese messen und vergleichen zu können. Grundsätzlich muss man zwei Arten von Verbrauchern unterscheiden, den ortsfesten Anlagen (Zugvorheizanlagen, Weichenheizungen, Heizprüfanlagen, usw.) und den Triebfahrzeugen. Weiters ist anzumerken, dass die Einsparungspotentiale bei Triebfahrzeugen weitaus höher sind als die Einsparungen

bei ortsfesten Anlagen. Dies ist bedingt durch den Unterschied der verbrauchten Energie, da die Triebfahrzeuge 95,30% (Wert 2008) des gesamten Verbrauches in Österreich darstellen. Im Folgenden werden die beiden Arten von Verbrauchern und deren Potentiale näher erläutert und dargestellt.

Ortsfeste Anlagen

Bei den ortsfesten Anlagen kann auf mehrere Arten ein verbraucherseitiges Einsparpotential realisiert werden. Nachfolgend werden einige Möglichkeiten angeführt:

- Einsatz eines Anlagenmanagements, d.h. Planung der Einsatzzeiten und somit Vermeidung von Leerlaufverlusten (z. B. Trafo) mit gezielten Ab-/Einschaltungen.
- Identifizierung von notwendigen Anschlussleistungen, d.h. anhand der gezählten Werte über einen bestimmten Zeitraum eine notwendige maximale Anschlussleistung identifizieren und eventuelle Anlagenredimensionierung.
- Intensivere Einbindung aller Beteiligten bei der Planung von Neuanlagen bzw. Umbaumaßnahmen, um Überdimensionierung von Anlagen zu vermeiden.
- Anlagenüberwachung auch während üblicherweise einsatzloser Zeiten (z. B. Weichenheizung im Sommer), um versäumte Abschaltungen festzustellen.

Um diese Maßnahmen deutlich zu machen, werden nachfolgend Einsparpotentiale am Beispiel der Heizprüfanlagen (HPA) im Jahr 2008 dargestellt. Bei den HPA handelt es sich um Anlagen, die zur Prüfung von Triebfahrzeugen und Reisezugwagen sowie für Wartungsarbeiten mit 15kV benutzt werden. Diese Anlagen sind meist in Werkshallen angesiedelt. Österreichweit gibt es derzeit 10 Anlagen dieser Gattung, welche grundsätzlich nur tagsüber betrieben werden, außer es handelt sich um Prüfungen, die 24 Stunden andauern. Die nachfolgende Abbildung 2 stellt die Einsparungspotentiale in % je Anlage im Jahr 2008 dar, wobei hier Leerlauf so definiert wird, dass kein Verbraucher außer dem Trafo selbst an der Anlage angeschlossen ist.

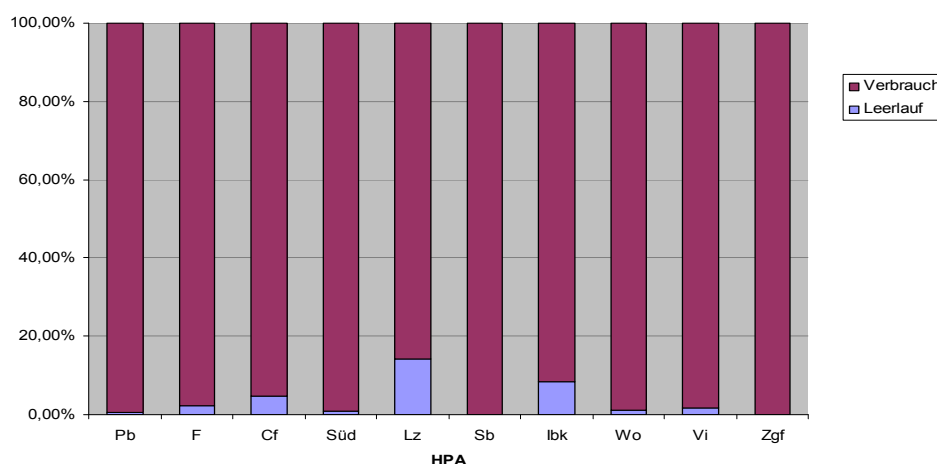


Abbildung 41: Prozentuelle Einsparungspotentiale je HPA im Jahr 2008

Das Potential im Jahr 2008 entspricht einem Verbrauch von 39 MWh, der Gesamteinsatz für alle 10 HPA betrug rund 3.247 MWh. Die Einsparungen entsprechen somit einem Anteil von 1,21% am Gesamteinsatz 2008. Zusätzlich zu diesem Potential können durch Lastoptimierungsmaßnahmen die auftretenden Lastspitzen, hier nachfolgend in Abbildung 42 für Kalenderwoche 46 (10.11.-16.11.2008) dargestellt, reduziert werden.

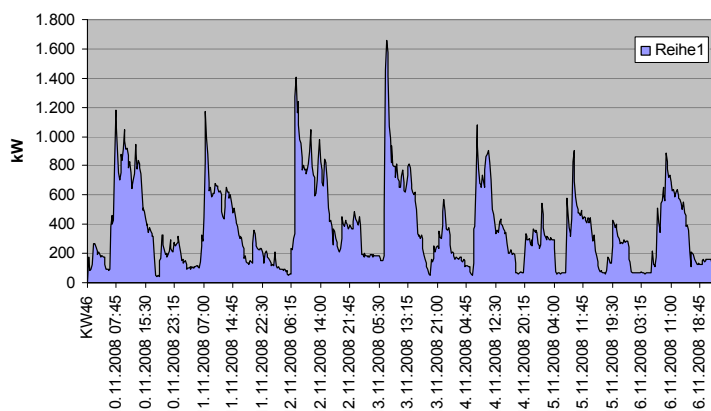


Abbildung 42: Lastspitzen in der KW 46 (10.11. – 16.11.2009)

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass bei ortsfesten Anlagen sowohl beim Energieverbrauch als auch bei Leistungsspitzen eingespart werden kann.

Triebfahrzeuge

Es gibt hier mehrere Arten, um Energie verbraucherseitig einzusparen. Hier wird grundsätzlich zwischen den Einsparungen durch Rekuperation und den Einsparungen durch energiesparende Fahrweise unterschieden¹.

- Einsparungen durch Rekuperation: Unter Rekuperation versteht man die Rückgewinnung von elektrischer Energie durch den Einsatz einer Rekuperationsbremse in Triebfahrzeugen. Diese Bremse wandelt die Bremsenergie in elektrische Energie um, welche dann wieder in das Oberleitungsnetz eingespeist wird. In Tabelle 6 sind die Anzahl und Inbetriebnahmezeitpunkte der beiden rückspeisefähigen Triebfahrzeuggattungen Lokomotiven (Typen 1016, 1116 und 1216) und Triebwagen (Typen 4023, 4024 und 4124) des ÖBB-Konzerns in Österreich aufgelistet.

Rekuperation	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1016/1116/1216	25	75	150	225	275	325	350	382	382	382	382
4023/4024/4124	0	0	0	0	21	71	109	160	186	188	188

Tabelle 6: Anzahl rückspeisefähiger Triebfahrzeuge des ÖBB-Konzerns

¹ Es gibt darüber hinaus natürlich noch andere Potentiale, wie die Vermeidung von Leerlaufverlusten bei längeren Stehzeiten oder durch eine Optimierung des Ressourceneinsatzes.

Durch den Einsatz der Rekuperationsbremse gibt es daher in Summe eine Einsparung zwischen 2000-2010 von rund 1.477 GWh für Lokomotiven und rund 205 GWh für Triebwagen.

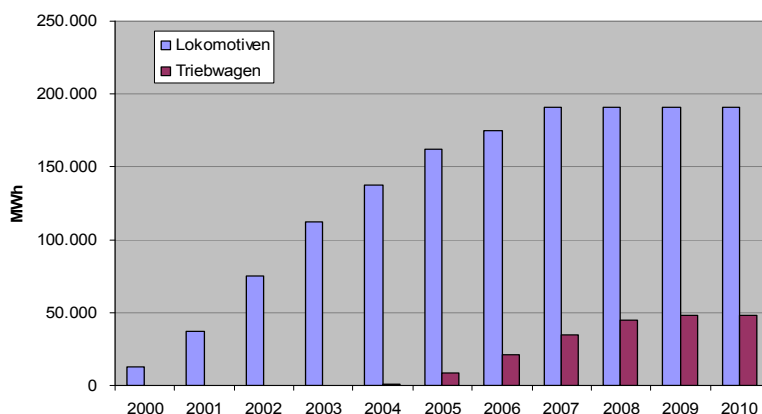


Abbildung 43: Einsparungen durch Rekuperation bei Lokomotiven und Triebwagen in den Jahren 2000 - 2010

Die obige Abbildung 43 stellt die Einsparungen je Kalenderjahr dar. Es ist ersichtlich, dass ab dem Jahr 2007 die Einsparung bei den Lokomotiven konstant ist, da sich die Anzahl der Lokomotiven nicht verändert. Dieser Effekt stellt sich bei den Triebwagen erst ab 2009 ein. Betrachtet man das Jahr 2008 genauer, so stellt man fest, dass die Einsparungen bei einem Gesamteinsatz von 1.940 GWh einem Anteil von 12,14% entsprechen.

- Energiesparende Fahrweise: Energiesparende Fahrweise wird erreicht, indem man Schulungen der Triebfahrzeugführer durchführt und somit ein Bewusstsein für die Energiekosten schafft. Voraussetzung, um diese Fahrweise auch bewerten zu können, ist die Installation von Zählern auf den Triebfahrzeugen. Die Triebfahrzeuge des ÖBB-Konzerns verfügen nicht über Zähler. Im Jahr 2007 wurden erstmals Schulungen zu diesem Thema mit den Triebfahrzeugführern durchgeführt. Dies hat zu einer Energieeinsparung von rund 70 GWh pro Jahr geführt.

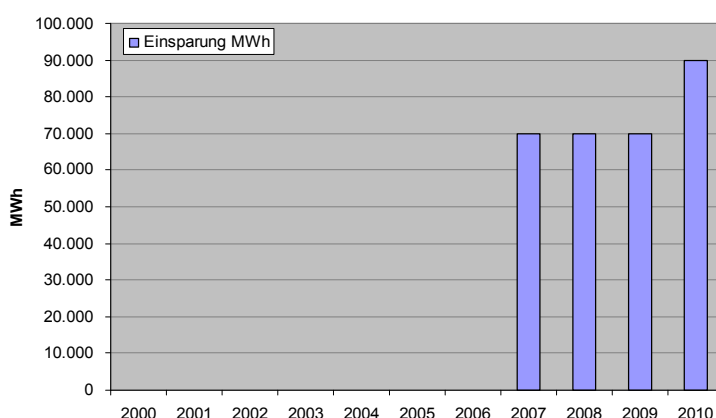


Abbildung 44: Einsparungen durch energiesparende Fahrweise in den Jahren 2000 - 2010

Diese Einsparung verhält sich seit 2007 konstant, lediglich im Jahr 2010 steigt sie voraussichtlich um 20 GWh an, da neue Maßnahmen gesetzt werden und sich diese 2010 niederschlagen werden (siehe

Abbildung 44). Betrachtet man auch hier das Jahr 2008 genauer, stellt man fest, dass diese Einsparungen 3,61% des Gesamteinsatzes entsprechen.

Zusammenfassend kann man sagen, dass die Einsparungen durch Rekuperation und durch energiesparende Fahrweise einem Anteil von 15,75% des Gesamteinsatzes 2008 entsprechen und daher als nicht unerheblich betrachtet werden können. Die nachfolgende Abbildung 45 stellt die beiden Einsparungspotentiale für den Betrachtungszeitraum 2000-2010 gegenüber.

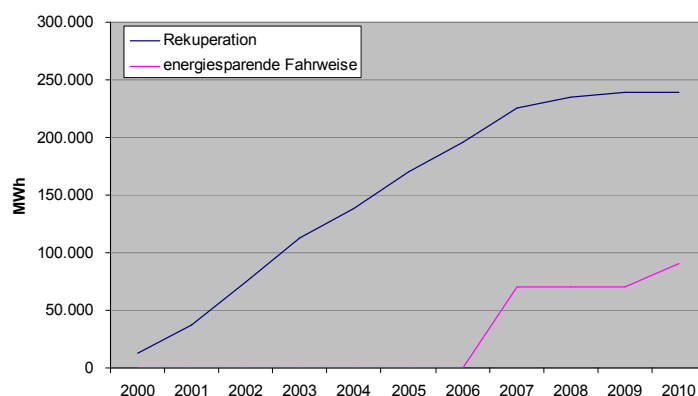


Abbildung 45: Einsparungen bei Triebfahrzeugen durch Rekuperation und energiesparende Fahrweise in den Jahren 2000 – 2010

6.4. Details zu den Methoden der Bahnstrombedarfsprognose

Bestimmung des Energieverbrauchs durch lineare Hochrechnung:

Das Fahrtwiderstandmodell von Zügen ist in guter Näherung proportional zur Zuglänge. Für jede Zuggattung gibt es weiters eine charakteristische mittlere längenbezogene Masse. Diese beträgt ca. 1,7 t/m für den Personenverkehr. Ein durchschnittlicher Wert für den Güterverkehr im ÖBB-Streckennetz ist ca. 2,5 t/m. Der Energiebedarf eines Zuges einer bestimmten Zuggattung ist daher proportional zu seiner Masse. Damit ist der Energiebedarf eines Zuges auf einem bestimmten Streckenabschnitt

$$E = m \cdot e',$$

wobei e' ein streckenabschnitt- und zuggattungsspezifischer Energiebedarf und m die Masse eines einzelnen Zuges ist.

Verkehren auf einem Streckenabschnitt nur Züge einer einzelnen Zuggattung, zum Beispiel nur Regionalzüge, so lautet der Gesamtenergiebedarf der Strecke:

$$E = n \cdot m \cdot e',$$

wobei n für die Anzahl der Züge im Betrachtungszeitraum steht. Ändert sich Streckenführung und Streckengeschwindigkeit nicht, ist e' im Bezugs- und Prognosejahr gleich. Die Energiesteigerung ε vom Bezugsjahr (Index 0) zum Prognosejahr (Index 1) beträgt daher

$$\varepsilon = \frac{E_1}{E_0} = \frac{n_1 \cdot m_1 \cdot e'}{n_0 \cdot m_0 \cdot e'} = \frac{n_1 \cdot m_1}{n_0 \cdot m_0}.$$

Für verschiedene Zuggattungen beträgt die streckenspezifische Energiesteigerung daher

$$\varepsilon = \frac{E_1}{E_0} = \frac{\sum n_{1,Zg} \cdot m_{1,Zg} \cdot e_{Zg}'}{\sum n_{0,Zg} \cdot m_{0,Zg} \cdot e_{Zg}'},$$

Diese Formel stimmt nur dann, wenn sich der Anteil rückspeisefähiger Triebfahrzeuge bis zum Prognosejahr nicht ändert. Der steigende Anteil an rückspeisefähigen Triebfahrzeugen muss durch einen Abschlagfaktor bewertet werden. Die rückgespeiste Bremsenergie bei einer Zugfahrt ist je nach Zuggattung und Strecke unterschiedlich. Mit der Zugfahrtsimulation wurden mittlere Werte für die einzelnen Zuggattungen ermittelt. Sie liegen bei ca. 10 % für Schnellzüge, ca. 12 % für Güterzüge und bei ca. 22 % für Regionalzüge. Im Bezugsjahr entfielen 40% der Kilometerleistung auf nicht rückspeisefähige Triebfahrzeuge. Unter der Annahme, dass nicht rückspeisefähige Triebfahrzeuge bis zum Prognosejahr kaum mehr eingesetzt werden, kann daher pro Zuggattung ein konstanter Faktor für die Energiereduktion r_{Zg} ermittelt werden. Für einen Güterzug ist r_{Gz} beispielsweise

$$r_{Gz} = 1 - N_{\text{Rek},Gz} \cdot \Delta_{Gz} = 1 - \frac{4}{10} \cdot 0,12 = 0,952,$$

wobei $N_{\text{Rek},Gz}$ der Anteil an der Gesamtkilometerleistung ist, der im Bezugsjahr von nicht rückspeisefähigen Triebfahrzeugen erbracht wurde und Δ_{Gz} die mittlere rückgespeiste Bremsenergie im Güterverkehr ist. Die erweiterte Formel für die streckenspezifische Energiesteigerung lautet daher

$$\varepsilon = \frac{E_1}{E_0} = \frac{\sum r_{Zg} \cdot n_{1,Zg} \cdot m_{1,Zg} \cdot e_{Zg}'}{\sum n_{0,Zg} \cdot m_{0,Zg} \cdot e_{Zg}'},$$

Näherungsweise lässt sich diese Formel auf

$$\varepsilon = \frac{E_1}{E_0} = \frac{\sum r_{Zg} \cdot n_{1,Zg} \cdot m_{1,Zg} \cdot e_{Zg}}{\sum n_{0,Zg} \cdot m_{0,Zg} \cdot e_{Zg}} \approx \frac{\sum r_{Zg} \cdot n_{1,Zg} \cdot m_{1,Zg}}{\sum n_{0,Zg} \cdot m_{0,Zg}}$$

reduzieren. Damit kann man die Energiesteigerung der einzelnen Streckenabschnitte bestimmen. Der Fehler dieser Näherung beträgt für eine einzelne Strecke maximal 9%². Diese Abweichung ist vertretbar, da sich einerseits Fehler auf den verschiedenen Streckenabschnitten teilweise kompensieren und daher für die Gesamtprognose ein wesentlich geringerer Fehler zu erwarten ist, und andererseits ein Fehler im einstelligen Prozentbereich im Bereich der Prognoseunsicherheit liegt.

Mit diesen Gleichungen erhält man rasch gut nachvollziehbare Ergebnisse für die einzelnen Streckenabschnitte. Ein großer Vorteil dieser Berechnung ist auch, dass man relativ rasch Zugzahlen einzelner Streckenabschnitte adaptieren kann und damit bei Bedarf Energieprognosen für verschiedene Prognosejahre und Prognoseszenarien ermitteln kann.

Abschätzung mit Hilfe der Zugfahrtsimulation:

Wird eine Strecke neu gebaut oder sind bis zum Prognosejahr an einer bestehenden Strecke Änderungen in der Streckenführung oder eine Erhöhung der maximalen Zuggeschwindigkeit³ geplant, so wird der zukünftige Energiebedarf mit Hilfe der Zugfahrtsimulation bestimmt.

Für Simulationen im 15 kV-Oberleitungsnetz wurde das dynamische Zugfahrtssimulationstool μPAS / ZFS eingesetzt.

Als Ergebnis einer Fahrplansimulation liegen Energieverteilung, Strombelastung und Spannungsprofil im Oberleitungsnetz des betreffenden Streckenabschnitts vor. Ein Überblick über die Funktionsweise des Simulationsprogramms μPAS/ZFS ist in Abbildung 46 dargestellt.

² Punz, G.; Wallnberger, G.: Traktionsenergie-Prognose 2016 und Folgerungen für die ÖBB-Bahnstromversorgung. In: Elektrische Bahnen 102 (2004), H. 12, S. 547 -550

³ Ändert sich durch den Ausbau eines Streckenabschnitts die Höchstgeschwindigkeit für eine oder mehrere Zuggattungen, wird der streckenspezifische Energieverbrauch für die betreffende Zuggattung mit der Zugfahrtsimulation ermittelt und die lineare Hochrechnung mit einem Korrekturfaktor adaptiert.

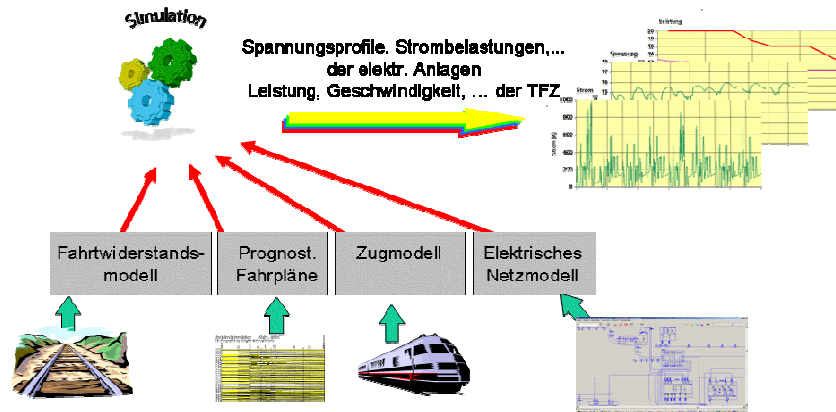


Abbildung 46: Schematische Darstellung der Funktionsweise der Zugfahrtsimulation μPAS/ZFS

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausbaupläne Verkehr (Quelle: BMVIT).....	4
Abbildung 2: Bestehendes Konzept zur Energieversorgung der Bahn (Stand: Projektbeginn 2007).....	5
Abbildung 3: Vorgangsweise zur Erstellung eines langfristig nachhaltigen Energieversorgungskonzeptes für die Bahn der Zukunft.....	7
Abbildung 4: Umlegung von Quell-Ziel-Verkehren auf das Schienennetz.....	9
Abbildung 5: Entwicklung der streckenbezogenen Verkehrskennzahlen	10
Abbildung 6: Übersicht über die Methoden zur Energieprognose	11
Abbildung 7: Entwicklung des ÖBB Bahnstrombedarf seit 1980 und Prognosewert 2025.....	12
Abbildung 8: Entwicklung der ÖBB Betriebsleistungen und des spezifischen Strombedarfs.....	13
Abbildung 9: Modellierung Lastprofile Bahnstrom	14
Abbildung 10: Energiebedarfsprognosen Betriebsanlagen (mit empirischer Bandbreite)	15
Abbildung 11: Merit-Order-Kurve im Marktmodell (Quelle: enervis)	16
Abbildung 12: Prognose der Primärenergie- und CO ₂ -Preise für Szenarien 1 bis 5	17
Abbildung 13: Prognose der Strompreise, Szenarien 1 bis 5	18
Abbildung 14: Definition unterschiedlicher Potentiale erneuerbarer Energieträger.....	19
Abbildung 15: Lernkurven der einzelnen erneuerbaren Technologien.....	21
Abbildung 16: Auszug aus dem RES	23
Abbildung 17: Regionale Einteilung des ÖBB-Versorgungsgebietes	24
Abbildung 18: Ablauf der Systemoptimierung.....	24
Abbildung 19: Primärenergiemix & Bezug in Strategie 2 - BAU mit REN.....	27
Abbildung 20: Zubauten in Strategie 2 - BAU mit REN.....	28
Abbildung 21: Investitionsprofil für Strategie 2 - BAU mit REN.....	28
Abbildung 22: Zubauplan in Strategie 2 - BAU mit REN ohne Investitionslimit	29
Abbildung 23: Beispielhafter Bezug der Umformerwerke vom Markt im Jahr 2010 in Strategie 2 - BAU mit REN	29
Abbildung 24: Verluste im Bahnstromsystem – Strategie 2 (BAU mit REN)	30
Abbildung 25: Effizienzsteigerung im Bahnstromsystem – Strategie 2 (BAU mit REN)	30
Abbildung 26: Gesamt-Ausbauvergleich Vergleich LP & MIP in Strategie 2 - BAU mit REN.....	31
Abbildung 27: Zubauplan LP in Strategie 2 - BAU mit REN	31
Abbildung 28: Primärenergiemix & Bezug in Strategie 3 - Leistungsautarkie	32
Abbildung 29: Zubauplan in Strategie 3 - Leistungsautarkie	33

Abbildung 30: Gesamt-Ausbauvergleich LP & MIP in Strategie 3 - Leistungsautarkie.....	33
Abbildung 31: Vergleich der Investitionen LP&MIP in Strategie 3 - Leistungsautarkie.....	34
Abbildung 32: Bahnstrombezug der Region Ost im Jahr 2022 in Strategie 3 - Leistungsautarkie.....	34
Abbildung 33: Primärenergiemix & Bezug in Strategie 4 - Energieautarkie	35
Abbildung 34: Zubauplan in Strategie 4 - Energieautarkie	36
Abbildung 35: Beispielhafter Austausch mit Strommarkt im Jahr 2022	36
Abbildung 36: Gesamt-Ausbauvergleich LP & MIP in Strategie 4 - Energieautarkie.....	37
Abbildung 37: Vergleich der Investitionen LP & MIP in Strategie 4 - Energieautarkie.....	37
Abbildung 38: Vergleich Ausbaupläne aller Strategien.....	38
Abbildung 39: Zukünftiges Konzept für die Energieversorgung der Bahn (schwarz...bestehende Komponenten, rot...neue Komponenten)	39
Abbildung 40: Übersicht verbraucherseitiger Energiesparpotentiale im Bereich der ÖBB.....	43
Abbildung 41: Prozentuelle Einsparungspotentiale je HPA im Jahr 2008	44
Abbildung 42: Lastspitzen in der KW 46 (10.11. – 16.11.2009).....	45
Abbildung 43: Einsparungen durch Rekuperation bei Lokomotiven und Triebwagen in den Jahren 2000 - 2010.....	46
Abbildung 44: Einsparungen durch energiesparende Fahrweise in den Jahren 2000 - 2010.....	46
Abbildung 45: Einsparungen bei Triebfahrzeugen durch Rekuperation und energiesparende Fahrweise in den Jahren 2000 – 2010	47
Abbildung 46: Schematische Darstellung der Funktionsweise der Zugfahrtsimulation µPAS/ZFS.....	50

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung Zugkilometer im ÖBB-Netz	10
Tabelle 2: Entwicklung GV-Kennzahlen im ÖBB-Netz.....	10
Tabelle 3: Prämissensätze für Energiepreisprognosen	16
Tabelle 4: Potential/Kostenkurven (Merit-Order) der für die ÖBB zugänglichen österreichischen Potentiale ausgewählter erneuerbarer Energieträger	20
Tabelle 5: Ökonomische und technische Parameter-Settings bei einzelnen erneuerbaren Erzeugungstechnologien	22
Tabelle 6: Anzahl rückspeisefähiger Triebfahrzeuge des ÖBB-Konzerns	45

IMPRESSUM

Verfasser

ÖBB-Infrastruktur Aktiengesellschaft
Praterstern 3-4, 1020 Wien

Autoren

Georg Pöpl (Projektleiter, ÖBB)
Johann Pluy (ÖBB)
Martin Baumgartl (ÖBB)
Christoph Wulz (ÖBB)

Leo Schrattenholzer † (IRM)
Manfred Strubegger (IRM)

Albrecht Reuter (Fichtner)
Oliver Fricko (Fichtner)

Hans Auer (TU Wien)

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH