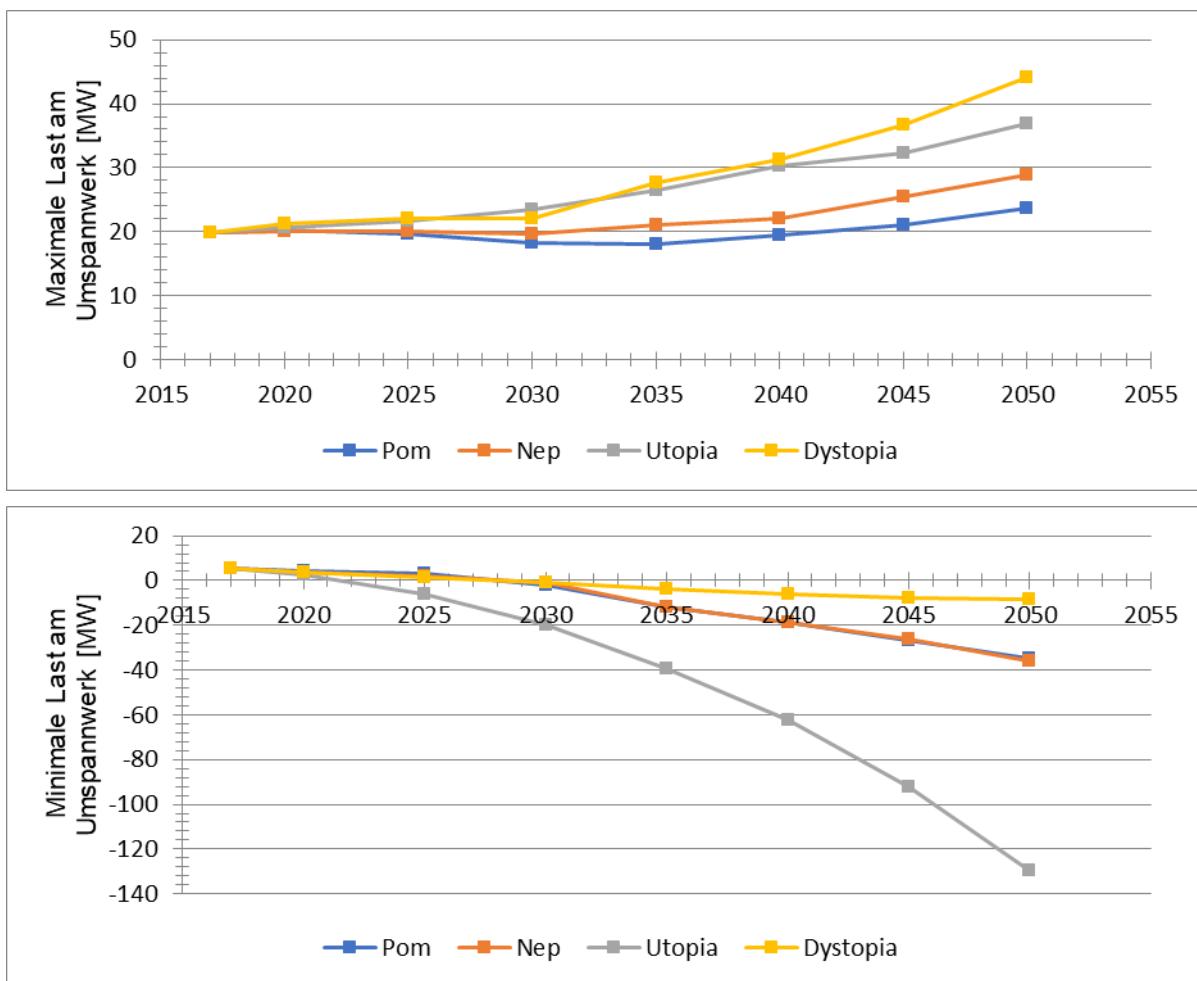




Schlussbericht vom 10.07.2020

SimZukunft

Simulation zukünftiger Energieverbräuche für die Netzplanung



Quelle: © BFH – PV Lab 2020



Bern University
of Applied Sciences



Datum: 10. Juli 2020

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

Berner Fachhochschule – Labor für Photovoltaiksysteme
Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf
www.bfh.ch

Adaptricity AG
Hohlstrasse 190, CH-8004 Zürich
<http://www.adaptricity.com>

Localnet AG
Bernstrasse 102, CH-3400 Burgdorf
www.localnet.ch

Stadt Burgdorf – Baudirektion
Lyssachstrasse 92, CH-3400 Burgdorf
www.burgdorf.ch

Autor/in:

Dr. Noah Pflugradt, Berner Fachhochschule, noah.pflugradt@bfh.ch
Prof. Urs Muntwyler, Berner Fachhochschule, urs.muntwyler@bfh.ch
Diren Toprak, Adaptricity AG, dtoprak@adaptricity.com
Janis Münchrath, Adaptricity AG, jmuenchrath@adaptricity.com
Nicolas Stocker, Adaptricity AG, nstocker@adaptricity.com
Dr. Andreas Ulbig, Adaptricity AG, aulbig@adaptricity.com

BFE-Projektbegleitung:

Dr. Michael Moser, michael.moser@bfe.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501650-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Im Projekt SimZukunft wurden Netzberechnungen für verschiedene Zukunftsszenarien, u.a. basierend auf Szenario-Familien der Energiestrategie 2050, für eine typische Schweizer Kleinstadt am Beispiel von Burgdorf durchgeführt. Dafür wurden gebäudescharfe Lastprofile und Einspeiseprofile für die ganze Stadt berechnet und damit hochauflösende Netzberechnungen über das komplette Mittel- und Niederspannungsnetz durchgeführt.

Es konnte gezeigt werden, dass eine solche Szenario-basierte, zeitreihen-basierte und damit detailliertere Netzplanung mit Zeitreihen nicht nur in der Praxis möglich ist, sondern auch realitätsgetreuere Ergebnisse liefert als die heutzutage übliche einfache, statische Netzanalyse da Effekte wie gleichzeitige Stromerzeugung und Stromverbrauch explizit und realitätsnäher berücksichtigt werden. Es können damit frühzeitig potenziell kommende Engpässe im Netz identifiziert werden, so dass die Netzinfrastruktur im Rahmen der normalen Wartungsaktivitäten anstatt durch kostspieligen vorzeitigen Komponentenaustausch auf zukünftige Herausforderungen vorbereitet werden kann.

Durch den konsequenten Einsatz der gezeigten Planungsmethodik könnten potenzielle Fehlinvestitionen ausgelöst durch zu stark vereinfachte statische und damit fehleranfällige Netzplanungsanalysen, eingespart werden. Auch konnte gezeigt werden, dass bei guter und vorausschauender Netzplanung die offiziellen Energieszenarien «Politische Massnahmen» (POM) und «Neue Energiepolitik» (NEP) der Energiestrategie 2050 keine grossen Herausforderungen darstellen. Sogar der Netzbetrieb einer Net-Zero-Stadt ist bei hinreichend umfangreichem Energiemanagement, einer ausreichend grossen Speicherkapazität und gleichzeitig beherrschbaren Netzausbaukosten machbar.

Summary

For the project “SimZukunft” detailed grid calculations for different future scenarios for a typical small Swiss town were performed. Load profiles and generations profiles were calculated for every single building and used for high-resolution grid calculations on the complete medium and low voltage grid of Burgdorf.

It was shown that such a scenario- and time-series-based, detailed grid planning is not only feasible, but also yields more realistic results than the traditional static grid analysis approach, because it explicitly and more realistically considers effects such as the partial cancellation of generation feed-in with simultaneous load demand.

Additionally, it enables the users to identify potential bottlenecks in the grid early, enabling grid upgrades as part of normal maintenance activity instead of costly early replacements. By using a scenario- and time-series-based grid planning method, bad investments due to overly simplistic and thus more error-prone static grid planning can be avoided.

Additionally, the project showed that with predictive scenario planning, the official energy scenarios “Political Measures” (POM) and “New Energy Policy” (NEP) of the Swiss Energy Strategy 2050 are easily achievable without large grid upgrade costs. Even secure grid operation of a net-zero city is feasible, if sufficient decentralized storage and effective load management are employed in order to keep grid expansion costs reasonable.



Résumé

Le projet "SimZukunft" a eu pour but d'analyser les défis concrètes de la transition énergétique pour l'opération et la planification du réseau de distribution d'une ville suisse représentative. Pour ce projet, des calculs du flux de charge détaillés pour le réseau de distribution ont été effectués pour différents scénarios énergétique d'avenir pour Burgdorf, une ville suisse dit statistiquement typique. Des profils de consommation électrique et des profils de génération électrique ont été calculés pour chaque bâtiment et utilisés pour le calcul du flux de charge à haute résolution sur l'ensemble du réseau de distribution de moyenne et basse tension.

Il a été démontré qu'une telle planification détaillée du réseau basée sur des scénarios et des séries temporelles est non seulement réalisable, mais donne également des meilleurs résultats que l'approche statique traditionnelle, car elle tient compte de manière plus réaliste des effets tels que l'annulation net de la consommation électrique par la production électrique.

En outre, elle permet aux utilisateurs d'identifier rapidement les goulets d'étranglement potentiels dans le réseau électrique, ce qui permet de procéder à des mises à niveau dans le cadre de la maintenance normale plutôt que de procéder à des remplacements anticipés coûteux. L'utilisation de la méthode de planification à séries temporelle permet d'éviter des fausses décisions de planification potentiellement très couteuses.

En outre, le projet a montré qu'avec la planification de scénarios prédictifs, les scénarios officiels « Mesures politiques » (POM) et « Nouvelle politique énergétique » (NEP) de la Stratégie Énergétique 2050 en Suisse sont facilement réalisables sans coûts importants de mise à niveau du réseau. Même l'opération du réseau électrique d'une ville nette zéro (scénarios Utopia) est réalisable mais nécessite un stockage d'énergie et une gestion de la consommation électrique suffisamment décentralisés pour maintenir les coûts de renforcement du réseau dans une limite raisonnable.



Take-Home Messages Netzausbau

- Die offiziellen Szenarien der Schweizer Energiestrategie 2050 «Neue Energiepolitik – Variante E» und «Politische Massnahmen – Variante E» sind bei guter Planung ohne grosse Zusatzkosten für den Netzausbau über 30 Jahre zu erreichen, solange bei Wartungsarbeiten jetzt schon zukünftige Anforderungen (z.B. E-Mobilität, Elektrifizierung Wärme- und Kältebedarf) bzgl. der zukünftigen Bedarfsabschätzung mitgedacht werden. Grossflächiges Last- und Einspeisemanagement oder dezentraler Speichereinsatz ist für diese Szenarien, mit vergleichsweise moderatem EE-Anteil und überschaubarer Veränderung im Lastverbrauch, nicht zwingend notwendig, da die auftretenden Probleme mit moderaten konventionellen Netzausbau lösbar sind.
- Rechnerische Energieautonomie über das Jahr ist für die gesamte Stadt Burgdorf (Net-Zero in der Utopia-Szenarienfamilie) angebotsseitig technisch machbar, da hinreichend geeignete Dachflächen für PV-Anlagen vorhanden sind.
- Energieautonomie kann netzseitig entweder durch massivsten und damit sehr teuren konventionellen Netzausbau oder durch grossflächigen Einsatz dezentraler Speicherung und effektivem Last- und Einspeisemanagement (SmartGrid-Funktionen) ermöglicht werden.
- Mit intelligenter Steuerung, Abregelung der Photovoltaik-Einspeisespitzen und gutem Ausbau dezentraler Energien kann viel Netzausbau eingespart werden. Wenn versucht wird, jede erzeugte Kilowattstunde Solarstrom zu nutzen, käme es zu immensen, ökonomisch fragwürdigen Netzausbaukosten.
- Ebenfalls ist grosser Netzausbau notwendig, falls die Energie primär zentral erzeugt wird, wie in der Szenarienfamilie Dystopia gezeigt wird. Voraussichtlich wird der künftige gesamte Strombedarf bei den Endverbrauchern, aufgrund zunehmender Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätssektor, 50% (Utopia) bis zu 100% (Dystopia) über den heutigen Werten liegen. In Hitze- oder Kälteperioden kann dann über Tage oder Wochen eine Durchschnittsleistung gefordert werden, die jenseits der heutigen Netzkapazitäten liegt. Wenn zum Beispiel von einer 500 MW Trafostation, die bei 100% Auslastung über 7 Tage 84 GWh liefern könnte, in 7 Tagen 168 GWh abgefordert werden, dann kann dies auch bei bestmöglicher Regelung und mit flächendeckend installierten dezentralen Stromspeichern (mit üblichen Reichweiten von 1-2 Tagen) nicht bewältigt werden. Ein Ausbau der dezentralen Erzeugung ermöglicht eine Reduktion des nötigen Netzausbau für solche Perioden.
- Last- und Einspeisemanagement muss aus Sicht des sicheren Netzbetriebs technisch ermöglicht und regulatorisch erlaubt sein. Es ist essenziell, so schnell wie möglich alle Hersteller von Wärmepumpen und Ladestationen gesetzlich zu verpflichten, eine standardisierte Schnittstelle für die Leistungsregulierung einzurichten, da diese kaum nachrüstbar ist.
- Lastmanagement (Demand-Side-Management) lohnt sich vor allem für grössere Verbraucher und Erzeuger mit Energiemengen von mehreren Megawattstunden im Jahr, wie z.B. Ladestationen, Wärmepumpen, grössere Klimaanlagen oder PV-Anlagen. Lastverschiebung der mittleren Verbrauchertypen in Haushalten wie Waschmaschine, Spülmaschine u.ä. mit Verbräuchen von deutlich unter einer Megawattstunde pro Jahr erreicht keine spürbaren Auswirkungen auf das aggregierte Lastprofil. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis ist umso besser, je grösser der Energieverbrauch des Verbrauchertyps ist.



Take-Home Messages Netzplanung

- Stark wachsende Verbrauchertypen, wie Wärmepumpen, Klimaanlagen und Elektroautos, verhalten sich deutlich anders als gegenwärtige Verbraucherlasten, wie z.B. höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren im ungesteuerten Betrieb aber auch prinzipiell bessere Steuermöglichkeiten im Vergleich zum Grundbedarf. Den zukünftigen Netzausbau nur auf die gegenwärtigen Lastprofile auszulegen, ist daher risikobehaftet und wird voraussichtlich zu Fehlplanungen beim Netzausbau führen.
- Die Kosten für eine detaillierte Netzplanung im Vergleich zu den Kosten für den nachträglichen Austausch von einigen unterdimensionierten Trafostationen bzw. Erdkabeln sind relativ gering. Insbesondere kann Szenario-basierte Netzplanung aufgrund der robusteren Analysen zu grossen Kostensparnissen führen.
- Dezentrale Speicherung und eine intelligente Steuerung der Lasten, Einspeiser und Speicher können grosse Teile des Netzausbaus substituieren. Dafür muss zum einen ein entsprechender gesetzlicher Rahmen vorhanden sein, der die Steuerbarkeit von dezentraler Stromerzeugung (Einspeisemanagement) und Stromverbrauch (Lastmanagement) sowohl technisch ermöglicht als auch regulatorisch erlaubt. Zum anderen bedarf es wirksamer wirtschaftlicher und/oder regulatorischer Anreize, für den netzdienlichen Einsatz von Lastmanagement und dezentralen Energiespeichern.
- Eine detaillierte und damit realitätsgtreuere und bzgl. Fehleinschätzungen robustere Netzplanung erlaubt einen gezielteren Einsatz von Investitionsmitteln, bedeutet allerdings auch höhere Anforderungen an Datenqualität und Datenverfügbarkeit im GIS-Bereich und im Netzmesswesen. Gerade die Generierung von rechenfähigen Netzmodellen aus GIS-Daten ist oft ein völlig neuer Anwendungsfall, für den entsprechende Vorkehrungen in der Datenerfassung und Datenpflege getroffen werden müssen. Hierfür müssen Netzbetreiber ihre IT-Fähigkeiten oft noch ausbauen. Ebenso müssen die Hersteller von GIS- und Netzanalyse-Lösungen Ihre Software-Produkte entsprechend für die dargelegten, neuen Anwendungsfälle weiterentwickeln.



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	9
1 Einleitung	10
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	10
1.2 Projektziele	17
2 Vorgehen im Projekt.....	19
2.1 Datenerhebung	19
2.2 Szenarienentwicklung.....	20
2.3 Lastprofilerstellung	21
2.4 Netzsimulationen	21
3 Allgemeine Ergebnisse	25
3.1 Netzanalyse für das Referenzjahr	25
3.2 Vergleich der Ergebnisse der Netzberechnungen	28
3.3 Vergleich der Modellierungsansätze Bottom-Up und Top-Down	31
3.4 Vergleich Bottom-Up und statische Modellierung	35
3.5 Vergleich mit Netzstudie-Localnet	39
3.6 Ergebnisse Laternenparker	47
4 Szenarienanalyse	49
4.1 Szenario «Politische Massnahmen» (POM).....	49
4.2 Szenario «Neue Energiepolitik» (NEP)	53
4.3 Utopia	58
4.4 Dystopia.....	67
4.5 Bewertung der Simulationsergebnisse und Netzanalysen.....	72
5 Fazit und Schlussfolgerungen	73
5.1 Gesamt	73
5.2 Gegenwartsmodell.....	73
5.3 Zukunft.....	74
5.4 Methodik	75
6 Ausblick und zukünftige Umsetzung	77
6.1 Berner Fachhochschule.....	77
6.2 Adaptricity	77
6.3 Localnet	78
7 Literaturverzeichnis	81
Anhang 1: Parameter der einzelnen Szenarien	82
Anhang 2: Glossar	86



Anhang 3: Software-Entwicklung	86
A3.1 Automatisierte Simulationsarchitektur Adaptricity	86
A3.2 FutureLoadAnalyzer (FLA)	90
A3.3 LoadProfileGenerator.....	101
Anhang 4: Methodik	106
A4.1 Datenqualität.....	106
A4.2 Modell von Burgdorf für die Gegenwart.....	107
A4.3 Szenarienentwicklung.....	113
A4.4 Vergleich der Eingangswerte der Szenarien	117
A4.5 Lastprofile Gegenwart.....	123
A4.6 SmartGrid-Einsatz	128
A4.7 Zentrale vs. dezentrale Steuerung	129
A4.8 Import und Datenqualität Netzmodell.....	132



Abkürzungsverzeichnis

LPG	LoadProfileGenerator
FLA	FutureLoadAnalyzer
GWR	Eidg. Gebäude- und Wohnungsregister
EBBE	Energiebedarfsdaten Bern



1 Einleitung

Durch die aufgrund des Klimawandels notwendigen Energiewende, den Umstieg auf erneuerbare Energien und die zunehmende Elektrifizierung des Transportsektors und des Heizungssektors kommen grosse Herausforderungen auf die Stromnetze zu.

Es gibt mehrere grosse Studien wie z.B. die Energieperspektiven 2050 [1] für die zukünftige Energieversorgung der gesamten Schweiz, aber die Situation in den Niederspannungsnetzen wurde bisher kaum analysiert. In diesem Projekt wurde daher am Beispiel von Burgdorf für das gesamte Stadtgebiet eine detaillierte Analyse der Auswirkungen verschiedener zukünftiger Szenarien für den Energiebedarf und die Energieerzeugung durchgeführt. Partner in dem Projekt war die Berner Fachhochschule, Labor für Photovoltaik für die Lastsimulationen, Adaptricity AG für die Netzberechnungen, Localnet AG als lokaler Energieversorger und die Baudirektion der Stadt Burgdorf.

Das Ziel war aber nicht nur die Untersuchung der Auswirkungen auf das Netz. Sondern es sollte auch untersucht werden, ob eine genauere, zeitreihenbasierte Planung mit detaillierten Profilen für jeden Endkunden über 30 Jahre möglich ist und ob dies Vorteile bei der Investitionsplanung bringt.

Im Verlauf des Projekts stellte sich heraus, dass die Ergebnisse sehr stark von den Szenario-Parametern abhängig sind. Je nach angestrebtem Ausbau an dezentraler Erzeugung, Sektorkopplung, Renovierungsgeschwindigkeit und SmartGrid-Ausbau müssen zwischen 5% und 90% aller Transformatoren im Stadtgebiet ersetzt bzw. verstärkt werden. Es zeigt sich also, dass klare Vorgaben und Pläne essenziell sind für zukunftssichere Planung.

Es zeigte sich aber auch, dass eine solche detaillierte Planung für jedes Haus hervorragend geeignet ist, um das Netz auf zukünftige Herausforderungen im Rahmen der normalen Wartungs- und Erneuerungsarbeiten vorzubereiten und Fehlinvestitionen zu vermeiden. Durch die detaillierte Planung lassen sich gezielt schon früh zukünftig überlastete Kabel und überlastete Transformatoren identifizieren und aufrüsten.

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

1.1.1 Ausgangslage Energiewende

Die künftige Stromversorgung steht vor grossen Herausforderungen. Dieses Kapitel geht kurz auf die wichtigsten Entwicklungen ein, welche den Strombedarf und die Stromerzeugung in den nächsten Jahren voraussichtlich prägen werden.

Dezentrale Erzeugung

Rapide sinkende Preise für Photovoltaik bedeuten, dass in immer mehr Ländern Photovoltaik die günstigste Methode für die Stromerzeugung ist. Auch in der Schweiz ist schon heute selbst erzeugter Strom für Privatpersonen pro kWh deutlich günstiger als Netzbezug. Die relativ niedrigen Eigenverbrauchsquoten für typische Privathaushalte von 20-30% machen PV-Anlagen gegenwärtig für Haushalte ohne Förderung trotzdem nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich. Aber aufgrund sinkender Panelkosten und steigender Effizienz erscheint die Wirtschaftlichkeit auch für kleinere private Anlagen bald gegeben. Abbildung 1 zeigt die Kostenkurve für die Modulpreise.

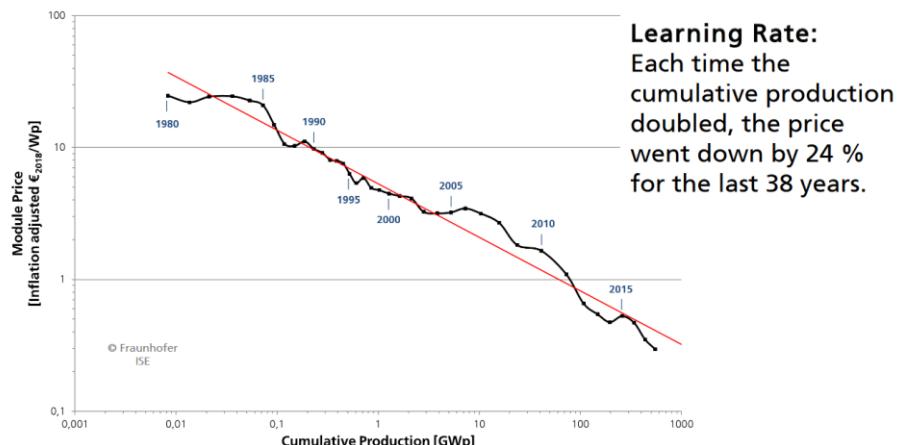


Abbildung 1: Kosten für Module über der kumulativ gefertigten Leistung [2]

Dazu hat man z.B. in Deutschland in den Jahren 2010 und 2011 gesehen, dass bei gesicherter, hoher Rendite von 7-10%/Jahr die Installationszahlen schlagartig nach oben geschnellt sind.

Elektromobilität

Durch Klimawandel, Dieselskandal und die Vorreiterrolle von Tesla ist in den letzten Jahren das Interesse an Elektroautos rapide gestiegen. Länder wie die Niederlande oder Grossbritannien wollen ab 2030 bzw. 2035 den Verkauf von Autos mit Verbrennungsmotor vollständig verbieten. Abbildung 2 zeigt exemplarisch die Verkaufszahlen von Tesla in den letzten Jahren. Man sieht, dass diese rapide zugenommen haben.

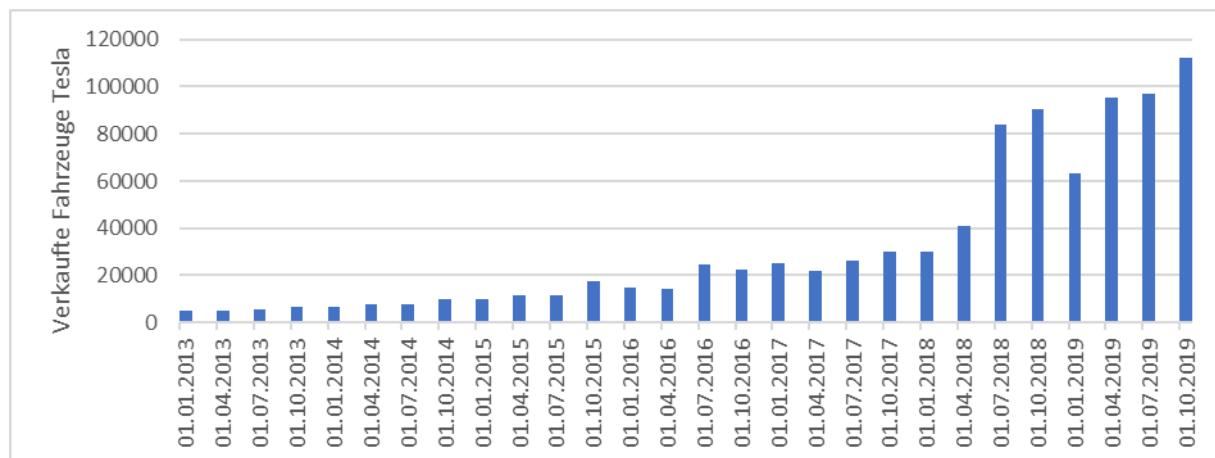


Abbildung 2: Verkaufszahlen für die Elektroautos der Marke Tesla [3]

Elektrofahrzeuge benötigen bei typischen Schweizer Fahrleistungen zwischen 1500 und 3000 kWh pro Jahr. Bei 6 Mio. Fahrzeugen in der Schweiz ergibt sich somit bei einer vollständigen Umstellung eine deutliche Zunahme des Strombedarfs und insbesondere der Lastspitzen mit entsprechenden Auswirkungen auf das Stromnetz. Falls alle Fahrzeuge gleichzeitig mit 11 kW laden, ergäben sich hypothetische Lastspitzen von 66 GW Last. Gegenwärtig sind nur 21 GW an verfügbarer Leistung in der Schweiz installiert. Durch geringere Ladeleistungen und Lastmanagement lässt sich diese



hypothetische Lastspitze allerdings deutlich reduzieren. Bei optimaler Verteilung der Ladung über das Jahr wäre eine durchschnittliche Mehrleistung von nur 1-2 GW notwendig.

Batteriepreis-Entwicklung

Bedingt durch die hohen Produktionsmengen an Batterien für die Automobilindustrie und die grossen Investitionen in Forschung in diesem Bereich sinken die Batteriekosten für Lithium-Ionen-Batterien rapide. Abbildung 3 zeigt die Preisprognose von Bloomberg bis 2030. Verbunden mit sinkenden Kosten für die Installation von Photovoltaik-Systemen werden sowohl dezentrale als auch zentrale Energiespeichersysteme immer attraktiver.

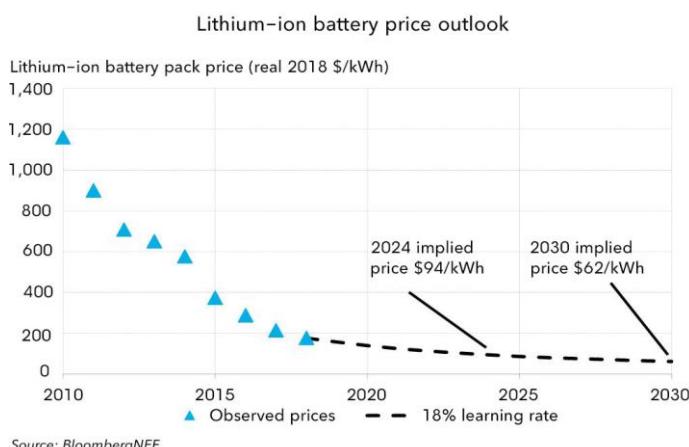


Abbildung 3: Prognose für die Entwicklung der Batteriepreise für den Automobilsektor [4]

Je nach Betriebsart der Speicher können diese das Netz entweder entlasten oder zusätzlich belasten.

Umstellung von Gas und Öl auf Wärmepumpen

Angesichts der katastrophalen Auswirkungen einer globalen Erwärmung um mehr als 2 Grad Celsius erscheint es als zunehmend wahrscheinlich, dass baldmöglichst die Gebäudeheizungen von fossilen Energieträgern umgestellt werden auf erneuerbare Energieträger. Abbildung 4 zeigt das verbleibende CO₂-Budget der Welt, um die Erwärmung unter 2°C zu halten. Man sieht, dass dafür schon zwischen 2030 und 2040 die vollständige CO₂-Neutralität weltweit erreicht sein muss. Gegenwärtig erscheinen Wärmepumpen hierbei als die aussichtsreichste Alternative für die Gebäudeheizung, da andere Alternativen wie saisonale Wärmespeicher oder Power-2-Gas entweder noch viel Entwicklungsaufwand für die Marktreife erfordern, mit extremen Kosten verbunden sind oder hohe Verluste aufweisen. Allerdings sind Wärmepumpen nur dann CO₂-Neutral, falls der Strom für die Wärmepumpen aus erneuerbaren Energiequellen stammt.



CARBON CRUNCH

There is a mean budget of around 600 gigatonnes (Gt) of carbon dioxide left to emit before the planet warms dangerously, by more than 1.5–2°C. Stretching the budget to 800 Gt buys another 10 years, but at a greater risk of exceeding the temperature limit.

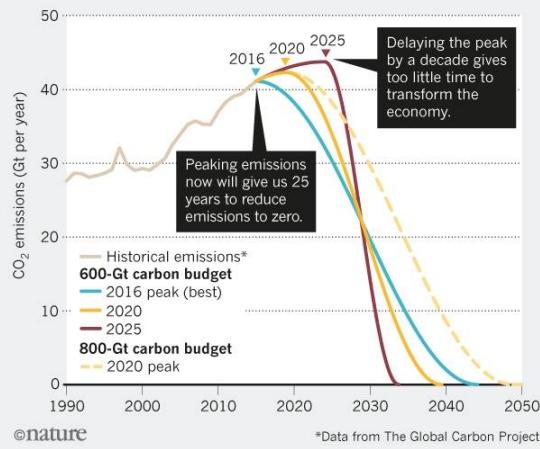


Abbildung 4: Globales verbleibendes CO₂-Budget für eine Begrenzung der Erwärmung auf 1.5°C [5]

Eine sehr kritische Grösse für die Umstellung der Gebäudebeheizung auf Wärmepumpen ist die Renovierungsrate. Je nach Installationsart, Effizienz der Wärmepumpe und Strompreis können die Kosten pro kWh für Wärmepumpen etwas höher liegen als bei einer Gas- oder Ölheizung. Für energieeffiziente Häuser wird dies durch fehlende Kosten für einen Gasanschluss oder die Ölheizung mehr als weggemacht. Für Häuser mit sehr hohen spezifischen Energieverbräuchen pro Quadratmeter hingegen können durch Wärmepumpen erhöhte Heizungskosten entstehen. Daher ist es wichtig, durch entsprechende Gebäudesanierungen die spezifischen Energieverbräuche pro Quadratmeter so weit wie möglich zu reduzieren.

Klimatisierung

Durch den Klimawandel werden in den letzten Jahren im Sommer regelmässig in vielen Gegenden neue Hitzerekorde erreicht. Eindrucksvoll visualisiert wird die Temperaturentwicklung z.B. durch die Temperaturstreifen in Abbildung 5, welche Jahresdurchschnittstemperaturen von 1850 bis 2019 darstellen.



Abbildung 5: Visualisierung der Jahresdurchschnittstemperaturen seit 1850. Je röter desto wärmer. [6]

Zwar ist gegenwärtig die Verbreitung der Klimatisierung insbesondere in Privathaushalten noch sehr gering. Ausverkaufte mobile Klimageräte in den Sommern der letzten Jahre deuten aber auf eine deutliche Trendwende hin. So ist z.B. für Zürich bis 2050 laut [7] ein Klima wie in Milano zu erwarten.

Eine weitverbreitete Klimatisierung kann einen sehr starken Einfluss auf die Netzelastung haben, da die Geräte mit einer sehr hohen Gleichzeitigkeit betrieben werden, da im Allgemeinen keine Kältespeicher zur Pufferung vorhanden sind. Wenn in Burgdorf z.B. jeder Haushalt auch nur ein mobiles 1 kW Klimagerät betreiben würde, ergäbe sich eine Steigerung der Netzelast um 8 MW, also über 30%. Und das berücksichtigt noch nicht, dass fest installierte Split-Geräte typischerweise eine deutliche höhere Leistung aufweisen oder das zunehmend auch Gewerbebetriebe, Verkaufsflächen und Büroflächen klimatisiert werden, da dies nachweislich die Produktivität der Mitarbeiter bzw. die Verkaufszahlen in längeren Hitzeperioden erhöht. Somit besteht durchaus die Gefahr, dass unregulierte Lastspitzen durch die Klimatisierung das Netz stark belasten können und je nach



Szenario sogar die Lastspitzen durch Elektromobilität und Wärmepumpen in Zukunft übersteigen können.

SmartGrid

Der letzte grosse zu berücksichtigende Einfluss auf die zukünftige Netzlast ist das sogenannte SmartGrid, d.h. die intelligente Steuerung von Erzeugung und Verbrauchern. Aus Sicht des Energiebedarfs pro Monat oder pro Jahr würde der aktuelle Netzausbau in den meisten Gegenden durchaus ausreichen, auch für die zukünftigen Herausforderungen. Allerdings ergeben sich ungeregelt hohe Einspeise- und Verbrauchsleistungen zu bestimmten Zeiten (Spitzenlasten oder «Peaks»), welche leicht das Netz überlasten können.

Um den zukünftigen Anforderungen an die Netze gerecht zu werden, kann entweder ein massiver Netzausbau durchgeführt werden oder durch intelligente Verbrauchs-Regelung, dezentrale Speicher und Abregelung von Einspeisespitzen kann der Leistungsbedarf gedrosselt werden. Die genaue Implementierung und das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten werden allerdings die Wirksamkeit von SmartGrid-Technologien deutlich beeinflussen. Für die Verbrauchsregelung gibt es viele Forschungsprojekte, wie z.B. Netflix [8]. Aber in der Praxis sind viele Details noch unklar. So könnten z.B. die Netzeinspeisungsspitzen durch einen Batteriespeicher an der PV-Anlage deutlich reduziert werden. Allerdings ist noch unklar, inwieweit zukünftig ein Netzbetreiber die privaten Speicher regeln darf, wer welche Kosten trägt und wie die wirtschaftlichen Anreize für alle Beteiligten optimal gesetzt werden können.

Im Projekt «SimZukunft» war das Ziel der SmartGrid-Betrachtungen, abzuschätzen, was ein optimaler SmartGrid-Ausbau im besten Falle an Einsparungen im Netzausbau erreichen könnte.

1.1.2 Ausgangslage Lastprofile

Lastprofile und Lastprofilsynthese sind schon lange ein Thema in der Forschung. Die erste Veröffentlichung zum Thema der Synthese von Lastprofilen ist von 1984 [9]. Es gibt viele verschiedene Arten von Lastprofilen und viele Arten, diese zu kategorisieren.

- Lastprofile lassen sich z.B. unterteilen in gemessene oder synthetische Lastprofile.
- Lastprofile lassen sich unterteilen nach Kundengruppe, z.B. Haushalte, Industriebetriebe, Gewerbe uvm.
- Lastprofile lassen sich auch unterteilen nach geographischer und zeitlicher Auflösung. So können Lastprofile z.B. einzelne Kunden, Trafokreise, ganze Städte oder Länder abbilden. Zeitliche Auflösungen liegen typischerweise im Bereich von 1 Sekunde bis 1h, je nach Verwendungszweck.
- Lastprofile können entweder gemittelt oder individuell sein. Ein gemitteltes Lastprofil über 1000 Haushalte hat z.B. einen sehr viel glatteren Verlauf als ein individuelles Lastprofil für einen einzelnen Haushalt, welches sehr hohe Spitzen und hohe Leistungsgradienten aufweisen kann.

In der Analyse von Stromnetzen werden typischerweise Lastprofile für 15 min oder 1h Auflösung verwendet. Diese sind typischerweise gemittelt über hunderte oder tausende von Kunden. Häufig werden hierbei auch in der Schweiz die deutschen BDEW-Profile [10] verwendet, wobei allerdings die lastprofilbasierte Netzplanung bisher noch eine Ausnahme darstellt. Allgemeine, öffentlich verfügbare Lastprofile für einzelne Gewerbe oder Haushalte für die Schweiz existieren bisher nicht.



1.1.3 Ausgangslage Netzplanung

Neue Möglichkeiten und Anforderungen Netzzustandsanalysen

Infolge der Energiewende, der Digitalisierung und der damit einhergehenden Verbreitung von Messinfrastruktur sowie der fortschreitenden Markoliberalisierung entsteht ein Bedarf für neue Softwarelösungen für die Netzberechnung. Die detailgetreue Berücksichtigung von Messdaten, neuen Anforderungen und der genauen Modellierung von Lasten und Erzeugungen verspricht in der Netzplanung einen Fortschritt für die Vermeidung von unnötigen Netzausbaumassnahmen und die gezielte Erkennung von Engpässen in der Versorgungsinfrastruktur.

Hierfür besteht ein prinzipieller Simulationsansatz aus einer zeitreihenbasierten, kundenscharfen Abbildung von Verbrauch, Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie. Auf der Ebene des Kunden stattfindende Prozesse werden mit physikalischen und statistischen Einheitenmodellen repräsentiert und mit einer Lastflussrechnung verknüpft, die auf einer vorliegenden Verteilnetztopologie abläuft. Daraus lässt sich der Netzzustand ermitteln und für weitere Fragestellungen evaluieren. Dazu zählen die prinzipiellen Auswirkungen auf die Betriebsmittel und die Identifikation von kritischen Komponenten.

Bisherige Ansätze für die Analyse von Netzzuständen und -planung

Üblicherweise erfolgte die Netzplanung in der Vergangenheit nach vereinfachten Kriterien: Anhand der zu versorgenden Leistungen und Nachschlagetabellen, die die hierfür notwendigen Kabelquerschnitte spezifizierten, wurden die Netze ausgelegt. Der Vorteil dieses Ansatzes besteht sowohl in seiner Einfachheit im Hinblick auf Datenquellen und Rechenaufwand als auch in der Skalierbarkeit auf grossflächige Gebiete mit moderatem Aufwand.

In der Industrie kommt es heutzutage noch vor, dass Netzausbaumassnahmen ohne ein rechenfähiges Netzmodell («Digitaler Zwilling») oder mit einer starken Vereinfachung der Realität vorgenommen werden. Eine solche Vereinfachung ist die Reduktion eines Netzgebiets auf eine Stichleitung («Strang», siehe Abbildung 6). Hierfür existieren Annahmen für die approximative Reduktion jeglicher Netztopologien auf einen Strang. Der Vorteil davon besteht in der verbesserten Rechenbarkeit einer solchen Vereinfachung (schriftliche Rechnung, Excel-Tools, etc.).

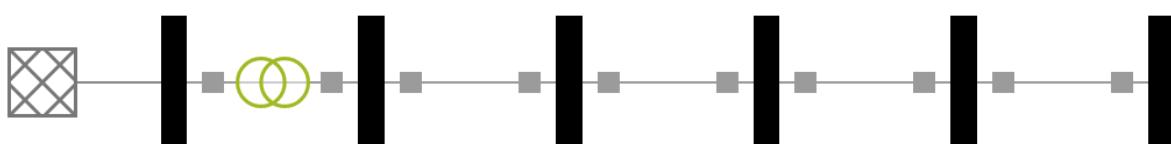


Abbildung 6: Beispiel für eine Stichleitung mit einem Transformator

In der Vergangenheit war oft keine Notwendigkeit gegeben, den realen Zustand eines Verteilnetzes genau zu beschreiben, um aussagekräftige Resultate für die Netzplanung zu erhalten: Die Ströme flossen weitgehend unidirektional zu Endkunden, da dezentrale Erzeugungsanlagen oftmals keine Rolle spielten. Dadurch konnten Analysen durchgeführt werden, ohne den grossen Aufwand einer detailgetreuen Abbildung der Wirklichkeit für Netzanalysen vorzunehmen. Naturgemäß kommt es in Netzen zu Veränderungen. Wenn Kunden eine neue Anlage ans Stromnetz anschliessen möchten, muss in der Regel ein Anschlussgesuch gestellt werden. Diese werden mit sehr unterschiedlichen Methoden bearbeitet. Heutzutage werden Anschlussgesuche teilweise noch anhand der Erfahrung und groben Abschätzungen von Netzplanungsabteilungen bewilligt, ohne dass Netzberechnungen durchgeführt werden.

Die übliche Praxis zur Beurteilung von Anschlussgesuchen für neue Lasten und Erzeugungsanlagen sind die DACHCZ-Kriterien [11]. Diese beschreiben die Anschlussbedingungen, vereinbart zwischen



den Netzbetreiberverbänden von Deutschland, Österreich, Schweiz und Tschechien, bezogen auf die Netzauswirkungen von elektrischen Anlagen. Für die Spannungsqualität erlauben die DACHCZ-Kriterien eine maximale Spannungsanhebung von drei Prozent am Anschlusspunkt durch eine neue Erzeugungsanlage im Niederspannungsnetz. D.h. der Unterschied der Spannung an einem Anschlusspunkt in den Szenarien «keine Einspeisung durch die Anlage» und «maximal mögliche Einspeisung durch die Anlage» darf nicht mehr als drei Prozent betragen.

Für die Evaluation von Erzeugungsanlagen werden Lasten nicht berücksichtigt, um die maximal mögliche Netzwerkung zu bestimmen. Üblicherweise sind vorhandene Erzeugungsanlagen Teil der Evaluation. Analog gilt für neue Lasten auch ein maximal erlaubter Wert für die Spannungsabsenkung von drei Prozent für die Szenarien «kein Lastbezug durch die Anlage» und «maximal möglicher Lastbezug durch die Anlage». Vorhandene Erzeugungsanlagen werden für die Beurteilung von Lasten nicht einbezogen, da die maximale Spannungsabsenkung von Interesse ist. Existierende Lasten sind üblicherweise Teil der Evaluation.

Das DACHCZ-Kompendium stellt zusätzlich approximative Formeln für die vereinfachte Berechnung der Spannungsänderungen für Anschlussgesuche zur Verfügung. Eine sichere, konservative Netzplanung ist mit den DACHCZ-Kriterien möglich. Allerdings müssen wegen den Vereinfachungen Sicherheitsmargen eingerechnet werden, wodurch diese Massnahmen nicht notwendigen Netzausbau bedingen können. Ein Beispiel hierfür ist die von Adapticity durchgeführte Bewertung von Integrationsmöglichkeiten für ein Parkhaus mit Ladestationen für Elektrofahrzeuge. Hier konnte gezeigt werden, dass mit der Bewertung gemäss DACHCZ ein deutlich stärkerer Netzausbau als tatsächlich erforderlich resultierte. Das Standardvorgehen zum Umgang mit Spannungsproblemen ist die Reduktion der Leitungsimpedanzen durch den Einbau von Leitungen mit grösserem Querschnitt oder anderem Material mit besserer Konduktivität oder die Verkürzung von Leitungen durch den Bau neuer Transformatorstationen. Neuere Ansätze sind die Verwendung von regelbaren Ortsnetztransformatoren, welche dynamisch regelbare Übersetzungsverhältnisse aufweisen, oder der Einsatz von dezentralen Energiespeichern. Da alle diese Massnahmen mit hohen Kosten verbunden sind, ist es zentral, dass die Bedarfsschätzung möglichst präzise ausfällt, so dass die Sicherheitsmargen weniger gross ausfallen können.

Für die Durchführung einer Evaluation gemäss DACHCZ-Kompendium werden Lasten und Erzeugungen immer separat betrachtet. D.h. in der Realität vorkommende Kompensationen von Lasten durch dezentrale Erzeugungsanlagen werden nicht abgebildet. Dadurch verstärkt sich die tatsächliche Netzrückwirkung einer neuen Last bzw. Erzeugung. Insbesondere wird die Frage nach der Wechselwirkung von Lasten und Erzeugungen in Netzen durch den Fokus auf Extremzenarien (maximale Last ohne Erzeugung / maximale Erzeugung ohne Last) gezielt ausgeklammert.

Für die statische Netzberechnung versprechen Gleichzeitigkeitsfaktoren eine grössere Genauigkeit. Basierend auf Erfahrungswerten und Abschätzungen wird die Gleichzeitigkeit von Netzeilnehmern approximiert. Darauf aufbauend werden Lasten bzw. Erzeugungen mit einem Skalierungsfaktor zwischen 0 und 1 versehen. Dadurch wird zwar die statische Netzplanung genauer. Eine Aussage über die Häufigkeit von Netzrückwirkungen und das genaue Verhalten von Netzkunden kann aber nicht getroffen werden.

Zeitreihensimulationen als moderne Grundlage für die Analyse von Netzzuständen

Erlauben die DACHCZ-Kriterien nur eine relative Spannungsanhebung bzw. -absenkung von drei Prozent, legt die Europäische Norm DIN EN 50160 die Charakteristik der Netzspannung an einem Anschlusspunkt fest. DIN EN 50160 nutzt absolute anstelle von relativen Spannungsgrenzen: Die Änderung der Nennspannung U_n sollte nicht $\pm 10\%$ über- bzw. unterschreiten. Kurzzeitig sind Spannungswerte bis -15% erlaubt. Jedoch müssen 95% der Spannungswerte pro Woche bei einer zeitlichen Auflösung von zehn Minuten innerhalb von $\pm 10\%$ der Nennspannung U_n liegen. Eine



statische Betrachtung liefert keine Aussage über die Häufigkeit von Betriebszuständen und erlaubt deshalb keine Bewertung nach DIN EN 50160. Dadurch können Investitionen in Netzkomponenten konservativer als erforderlich ausfallen.

Historisch gesehen hat die statische, konservative Netzplanung ihren Zweck erfüllt. Mit der zunehmenden Durchdringung von dezentraler Erzeugung und neuen Technologien, wie z.B. Ladestationen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, wird jedoch die detailgetreue Modellierung des realen Netzzustands notwendig, um einen flächendeckenden Netzausbau verhindern zu können. Z.B. Ladestationen für E-Mobilität zeichnen sich durch einen kurzzeitigen, hohen Leistungsbedarf aus, der schwierig mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor realitätsnah zu modellieren ist, da der Ladebedarf von heterogenen Faktoren (Ort, Leistung, Anzahl Fahrzeuge, sozioökonomische Aspekte, etc.) abhängig ist. Zeitreihensimulationen, die jeden Netzkunden möglichst realistisch basierend auf fallabhängigen Modellierungsannahmen repräsentieren, können die Wirklichkeit im Netzbetrieb genauer als statische Simulationen abbilden und neue Erkenntnisse über den Netzbetrieb und Zukunftsszenarien liefern.

Eine in der Netzplanung heutzutage oft vorkommende Fragestellung, inwieweit dezentrale Erzeugung den Leistungsbedarf von Ladestationen für Elektromobilität liefern kann, lässt sich mit einer statischen Netzplanung schwierig beantworten. Aus Mangel an Alternativen wird in diesem Fall teilweise immer noch eine Bewertung nach den Extremszenarien «maximale Last ohne Erzeugung» und «maximale Erzeugung ohne Last» vorgenommen. Eine Zeitreihensimulation bildet die Wechselwirkung der einzelnen Netzteilnehmer genauer ab und dient als Handlungsgrundlage für SmartGrid-Massnahmen, wie z.B. die richtige Positionierung, Dimensionierung und Parametrisierung von Batterien, Lastmanagement sowie Einrichtungen zur Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen.

Daher sollen in diesem Projekt einerseits die Durchführbarkeit einer detailgetreuen zeitreihenbasierten Simulation des ganzen Versorgungsgebiets eines Netzbetreibers und die damit einhergehenden Aufwände, Vorteile und Erkenntnisse aufgezeigt werden. Andererseits sollen die Ergebnisse der zeitreihenbasierten Simulation mit anderen Netzplanungsmethoden verglichen werden. Hierzu zählt sowohl die statische Netzplanung als auch das von Adaptricity entwickelte Top-Down-Verfahren für die Disaggregation einer aggregierten Messung in einzelne Endkundenlastprofile.

1.2 Projektziele

In diesem Pilotprojekt soll der Mehrwert fortgeschrittenster Modellierungsmethoden für die elektrische Last in künftigen Energieversorgungssystemen gezeigt werden.

Dazu sollen in dem Pilotprojekt die folgenden Projektziele erreicht werden:

- Das Projekt soll zeigen, dass bei Einbeziehung aller bereits jetzt absehbaren Faktoren und einer detaillierten Prognose der zukünftigen Last deutlich andere Resultate zustande kommen als bei der einfachen Fortschreibung der aktuellen Last.
- Es soll gezeigt werden, dass die zu erwartende Last und das künftige Lastprofil entscheidend sind für das Ergebnis und der Einfluss für die Netzauslegung am Beispiel einer konkreten Stadt quantifiziert werden.
- Und es soll gezeigt werden, dass bei einer detaillierten Prognose Kosteneinsparungen im Netzausbau möglich sind im Vergleich zu einer konventionellen Planung.

Es ist offensichtlich, dass die Last und das Lastprofil die Auslegung des Niederspannungsnetzes beeinflussen. Was allerdings bisher nicht untersucht wurde, ist, wie gross der Einfluss verschiedener Zukunftsszenarien ist und welche Konsequenzen das für die Netzplanung hat. Daher soll im Projekt zum einen die Stadt mit einem konventionellen Ansatz abgebildet werden und zum anderen sollen fünf verschiedene Zukunftsszenarien mit Entwicklungspfaden bis 2050 erstellt werden. Für diese Szenarien



werden dann Lastprofile erstellt und Netzsimulationen durchgeführt. Damit kann dann der Einfluss der Last und Lastprofile auf die Netzplanung quantifiziert werden und es können Empfehlungen erstellt werden, welche Faktoren unbedingt berücksichtigt werden müssen.

Im Projektverlauf wurde die Anzahl der Szenarien in der Endphase des Projekts von 5 auf 4 reduziert, da das ursprünglich geplante Szenario «POM-Smart» kaum neue Erkenntnisse lieferte. Stattdessen wurde für alle Szenarien das Jahr 2050 mit und ohne SmartGrid-Einsatz analysiert.



2 Vorgehen im Projekt

Dieses Kapitel gibt zunächst einen groben Überblick über das Vorgehen im gesamten Projekt, bevor in den nächsten Kapiteln dann auf die im Projekt entwickelte Software und die Ergebnisse eingegangen wird.

Das Vorgehen im Projekt ist in der Abbildung 7 dargestellt. Es wurden zunächst Summenbetrachtungen für die ganze Stadt durchgeführt und Jahresbilanzen für die einzelnen Szenarien erstellt, welche dann in den späteren Projektstufen als Orientierung und Validierungshilfe dienten.

Der grösste Aufwand im Projekt fiel im Bereich der Software-Entwicklung an. Um gebäudescharfe Lastprofile zu erstellen, musste zunächst ein Datenmodell erstellt werden, dann mussten alle Daten zusammengeführt und validiert werden. Anschliessend musste dieses Datenmodell in die Zukunft fortgeschrieben werden, z.B. indem auf die einzelnen Gebäude Renovierungen angewandt wurden, Leute ihr Benzin-Auto gegen ein Elektroauto tauschten uvm. Dabei wurden immer Werte für jedes Szenario in den Jahren 2020, 2025... 2050 jeweils mit einem Abstand von 5 Jahren berechnet.

Danach wurde aus den Daten Lastprofile erstellt und mit diesen dann Netzberechnungen durchgeführt. Somit kann für jedes Szenario, für jeden Hausanschluss und für jede Trafostation beurteilt werden, ob es zu Überlastungen kommen würde. Somit konnte gezeigt werden, dass ein solcher, sehr detaillierter Ansatz tatsächlich machbar ist und eine interessante Grundlage für die Netzplanung darstellen kann.

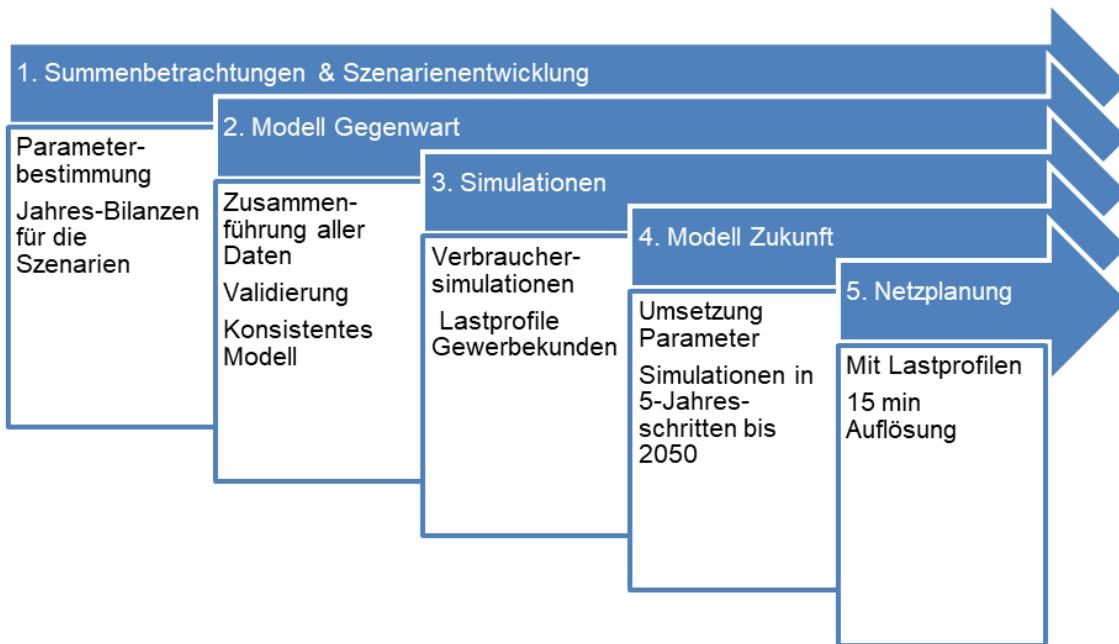


Abbildung 7: Vorgehen im Projekt

2.1 Datenerhebung

Um ein vollständiges Modell von Burgdorf zu erstellen, war das Zusammenführen von verschiedenen Datenquellen notwendig. Die verwendeten Datenquellen sind in Tabelle 1 dargestellt. Eine besondere Herausforderung war, dass die Datenquellen sich teilweise widersprachen, eindeutige Zuordnungsmerkmale fehlten oder nur teilweise vollständig waren. Dadurch musste relativ viel Zeit in



die Entwicklung geeigneter Heuristiken gesteckt werden, um aus den Rohdaten ein konsistentes und stimmiges Modell zu entwickeln. Darauf wird im Kapitel A4.2 noch genauer eingegangen.

Tabelle 1: Verwendete Datenquellen im Projekt

Datenquelle	Inhalt	Geographische Auflösung
Localnet-Abrechnungsdaten	Anschlusscharfe Abrechnungsdaten für jeden Anschluss in Burgdorf	Zähler
Sonnendach.ch	Berechnetes theoretisches Solarpotential für jedes Gebäude in Burgdorf [12]	Gebäude
Pendlerdaten	Statistik des BfS zur Anzahl der Pendler aus und nach Burgdorf.	Gemeinde
Bevölkerungsstatistiken	Anzahl der Haushalte, Einwohnerzahl, Alterspyramide in Burgdorf	Gemeinde
GWR	Eidg. Gebäude- und Wohnungsregister, in dem alle Gebäude und Wohnungen der Schweiz erfasst sind. [13]	Gebäude
Feuerungsstätten	Daten der Schornsteinfeger, welche Feuerungsstätten für Öl und Gas installiert sind und wann diese zuletzt erneuert wurden.	Gebäude
Lastgangmessungen	Für alle Grosskunden wurden im Projekt die gemessenen Lastprofile aus dem Jahr 2017 verwendet. Als Referenz-Profil für die Stadt diente das gemessene Profil am Umspannwerk.	Zähler
Energiebedarfsdaten Kanton Bern	Für die Abschätzung des Verbrauchs der ölbheizten Gebäude wurden die Energiebedarfsdaten des Kantons herangezogen. Für diese versucht der Kanton für die Energierichtpläne und die Kantonsplanung für jedes Gebäude über eine Kombination aus Heuristiken, GWR-Daten und anderen Datenquellen den Energieverbrauch für jedes Gebäude im Kanton abzuschätzen.	Gebäude
Fahrzeugbesitz	Statistische Angabe der Baudirektion	Gemeinde
Gewerbeart	Manuell bestimmt aus Geschäftspartnernamen / Google	Kunde
OpenStreetMap-Daten	Für die Visualisierung der Ergebnisse haben sich die frei verfügbaren Daten des OpenStreetMap-Projekts als sehr hilfreich herausgestellt.	Gebäude
Zukünftige Temperatur- und Strahlungsprofile	Für die Berechnung des Wärmeverbrauchs und der Einstrahlung in den Jahren 2020-2050 wurde Meteonorm verwendet. Dieses greift auf Daten aus dem IPCC AR4 B1 Scenario zurück.	Gemeinde
Installierte PV-Anlagen und Wasserkraft-Anlagen	Listen von Localnet mit den technischen Daten zu den bereits vorhandenen PV- und Wasserkraftanlagen.	Zähler

2.2 Szenarienentwicklung

Ursprünglich war die Entwicklung von 5 Szenarien geplant. Im Projektverlauf wurden diese auf 4 reduziert. Diese sind in Tabelle 2 dargestellt.



Tabelle 2: Szenarien im Projekt

Name	Beschreibung
ES-2050 POM-E	«Politische Massnahmen», Variante «Erneuerbare Energien»
ES-2050 NEP-E	«Neue Energiepolitik», Variante «Erneuerbare Energien»
Utopia	Maximaler PV-Zubau, maximale Sektorenkopplung, hervorragende Gebäudeisolierung, 100%, Elektromobilität, hohe Effizienzsteigerungen.
Dystopia	Kaum Erneuerbare, Teure PV, Wirtschaftskrieg, Klimawandel, starker Bevölkerungszuwachs

Alle Szenarien wurden zunächst ohne jeglichen SmartGrid-Ausbau berechnet, d.h. ohne dezentrale Speicherung, ohne intelligente Lastverschiebung und ohne jegliche Abregelung der Einspeisung. Das ursprünglich geplante fünfte Szenario «POM-Smart» (Energiestrategie 2050, «Politische Massnahmen», aber mit maximalem SmartGrid-Ausbau) stellte sich bei der Erstellung der Lastprofile als relativ uninteressant heraus, da die Spitzenlasten im Netz und damit der notwendige Netzausbau sehr tief waren. Die zusätzliche Reduktion durch einen SmartGrid-Einsatz war daher sehr gering. Stattdessen wurde beschlossen, für alle 4 Szenarien die Netzberechnungen zusätzlich für den Fall eines maximalen SmartGrid-Ausbaus für das Jahr 2050 durchzuführen. Die Szenarien sind im Detail in Kapitel A4.3 beschrieben.

2.3 Lastprofilerstellung

Für die Lastprofilerstellung wurde, der im Projekt entwickelte «FutureLoadAnalyzer» (Kapitel A3.2) verwendet. Dieser erstellt die Lastprofile für die einzelnen Verbraucherklassen, führt diese für die einzelnen Hausanschlüsse zusammen und exportiert die Ergebnisse für die Netzberechnung. Dabei wurden folgende Verbraucher- und Erzeugerklassen berücksichtigt:

- Haushalte
- Gewerbe
- Elektromobilität
- Wärmepumpen
- Klimaanlagen
- Photovoltaik-Anlagen
- Warmwasser-Boiler

Auf die Methodik für die Erstellung der einzelnen Lastprofile wird im Kapitel A3.2 noch genauer eingegangen.

2.4 Netzsimulationen

2.4.1 Methodik

Für die technisch und ökonomisch effiziente Auslegung von elektrischen Energieversorgungssystemen sind Netzanalysen notwendig. Im Rahmen dieses Projekts erfolgt die Systemanalyse über Lastflussberechnungen. Basierend auf deren Ergebnissen können die



notwendigen technischen Komponenten ausgewählt und idealerweise Überdimensionierungen vermieden werden. Lastflussberechnungen bieten zusätzlich die Möglichkeit, die Auslegung eines Netzwerks hinsichtlich der Netzverluste zu optimieren. Dargestellt ist der Projektablauf in Abbildung 8.

Das Lastflussproblem kann mit verschiedenen Algorithmen hinreichend genau gelöst werden. Für dieses Projekt wurde der Newton-Raphson- und ein Sweeping-Algorithmus verwendet. Letzterer kam in den meisten Fällen zum Einsatz, da ein Grossteil der Netzgebiete eine radiale Struktur aufweist. Radiale Netze können mit dem Sweeping-Algorithmus deutlich schneller als mit dem Newton-Raphson-Algorithmus berechnet werden. Ist eine Lastflussberechnung erfolgreich, liegt eine Konvergenz für die Simulation vor. Lastflussberechnungen konvergieren jedoch nicht in allen Fällen. Solch ein Fall liegt z.B. vor, falls eine Last für ein Netzgebiet zu hoch ist. Im Falle mangelnder Konvergenz liegen keine Simulationsergebnisse vor. Die aus den Berechnungen resultierenden Ergebnisse zeigen den Systemzustand auf, der für den gewünschten Betriebsmodus in einem akzeptablen Zustand sein muss. Der aus der Lastflussberechnung direkt resultierende Systemzustand besteht aus den Spannungen und Spannungswinkeln an allen Knoten in einem elektrischen Netzwerk. Über Nachberechnungen werden weitere Systemparameter, wie z.B. Ströme und Belastungen von Leitungen und Transformatoren ermittelt.

Für die Durchführung einer Lastflussberechnung gibt es verschiedene Möglichkeiten für die möglichen Eingangsdaten. In diesem Projekt beschränken wir uns hauptsächlich auf die Netzmodelle, Wirk- und Blindleistungen an Knoten mit Lasten/Erzeugungen und die Spannung am Referenzknoten eines Netzgebiets (Netzeinspeisung). Die BFH liefert in diesem Projekt die Werte für die Wirkleistungen für alle Knoten, die Lasten oder Erzeugungen aufweisen, im gesamten Versorgungsgebiet von Localnet für eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten. Die Blindleistung pro Last wurde pauschal mit der Annahme eines Leistungsfaktors von $\cos(\varphi) = 0,97$ (*induktiv*) festgelegt. Bei Erzeugungen wurde konservativ angenommen, dass keine Blindleistungsregelung vorliegt (d.h. $\cos(\varphi) = 1$).

Für jeden Zeitschritt führte Adaptricity eine Lastflussberechnung für ein Netzgebiet durch. D.h. jedes Netzgebiet wurde pro Simulationsszenario für 35040 Zeitschritte simuliert. Bei einer Annahme von 365 Jahrestagen weist ein Jahr mit einer Auflösung von 15 Minuten 35040 Zeitschritte auf.

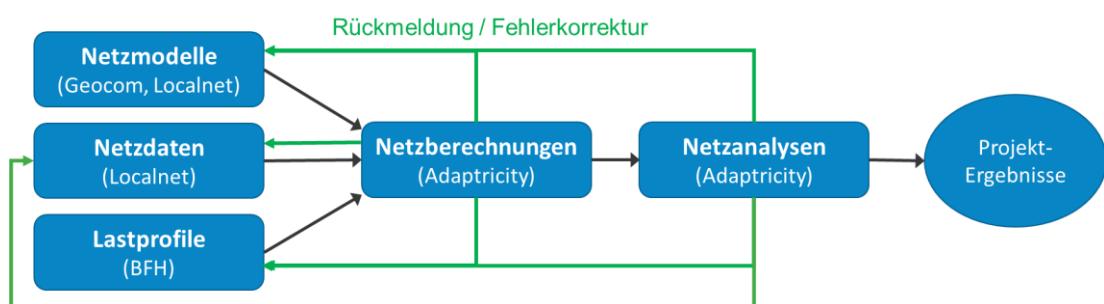


Abbildung 8: Ablauf der Simulationen

2.4.2 Grenzwerte und analysierte Simulationsvariablen

Grenzwerte gelten hierfür sowohl für die Spannungen (siehe DIN EN 50160) und die Belastungen von Leitungen, Transformatoren und sonstigen Netzwerkkomponenten (z.B. Schalter, Trenner, etc.). Hierbei hat jeder Netzbetreiber für die Betriebszustände Grenzwerte, die strenger als die vom Regulator oder Hersteller definierten Werte sein können.

In diesem Projekt liegt der Fokus auf den Spannungen und Belastungen von Leitungen und Transformatoren. Bei den genannten drei Metriken handelt es sich um die wichtigsten Resultate einer Lastflussberechnung.



Für dieses Projekt wurde festgelegt, dass die erlaubten Spannungsgrenzen in [90%; 110%] der Nennspannung U_n liegen und die maximal erlaubte Belastung von Leitungen oder Transformatoren 100% beträgt.

2.4.3 Simulationsansatz

Aufgrund der Grösse des Gesamtnetzes von Localnet und für eine effizientere Suche nach Problemstellen in den Simulationen wurden die Mittel- und Niederspannungsebene getrennt simuliert. Hierbei wurde jedes Niederspannungsgebiet separat simuliert.

Dazu wurde anhand aller Eingangsdaten zuerst die Mittelspannungsebene, bestehend aus drei Teilnetzen, simuliert, indem Daten für die Niederspannungsebene unter der Annahme von Netzverlusten (spezifiziert durch Localnet) auf die Mittelspannungsebene aggregiert wurden. Bei der zeitreihenbasierten Simulation (d.h. Bottom-Up-Ansatz der BFH und Top-Down-Verfahren von Adaptricity) der Mittelspannungsebene wurde je nach Mittelspannungsgebiet die relevante Spannungsmessung der Netz-Einspeisestellen, UST Burdorf und UST Heimiswil, als Spannungszeitreihe für die Netzeinspeisung vorgegeben.

Für die statischen Simulationen wurden die Spannungen an den Einspeisestellen für die Mittelspannungsebene als konstant zu $1pu$ angenommen.

Die Resultate für die Spannungen für die Mittelspannungsebene kamen in allen Simulationen (d.h. Bottom-Up-, Top-Down- und statischer Ansatz) für die Niederspannungsebene zum Einsatz.

Jedes Niederspannungsgebiet enthält mindestens einen Transformator mit einem Knoten in der Mittelspannungsebene. Die Spannung an jedem Mittelspannungsknoten eines Niederspannungsnetzes wurde anhand der Ergebnisse der Simulation der Mittelspannungsebene über die Netzeinspeisung der Niederspannungsebene vorgegeben.

Mit diesem Ansatz lief die Untersuchung der Simulationsergebnisse (siehe Abbildung 8) effizienter aufgrund der einfacheren Lokalisierbarkeit von Problemstellen als in einer Gesamtnetzsimulation. Des Weiteren konnte die Berechnung des Gesamtnetzes von Localnet deutlich verschnellert werden.

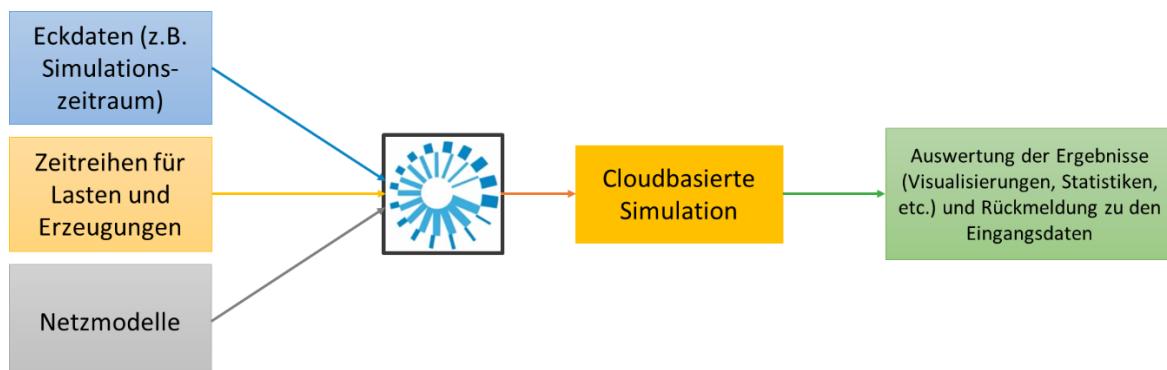


Abbildung 9: Simulationsarchitektur Adaptricity

Die von Adaptricity durchgeföhrten Entwicklungsarbeiten ebneten den Weg für die Durchführung der zahlreichen Simulationen im Rahmen dieses Projekts. Hierfür wurde eine Architektur (siehe Abbildung 9) geschaffen, mit der alle Eingangsdaten für eine Simulation automatisiert in die cloudbasierte Adaptricity-Plattform überführt werden können. Bei den Eingangsdaten handelt es sich um Simulations-Eckdaten, Zeitreihen für Netzkunden und Netzmodelle.



Nach dem erfolgreichen Transfer in die Adaptricity-Plattform werden die Eingangsdaten konsistent und kohärent miteinander kombiniert, um die Durchführung von zeitreihenbasierten Lastflussberechnungen zu ermöglichen.

Insgesamt liegen für das Gesamtgebiet (Mittel- und Niederspannung) von Localnet 101 verschiedene Netzmodelle vor, von denen in den Simulationen aufgrund der Datenlage 90 genutzt werden. Bei den nicht verwendeten Gebieten handelt es sich um private Stationen oder Kunden, die aufgrund der Datenlage direkt an die Mittelspannungsebene angeschlossen werden mussten.

Die in der hier beschriebenen Architektur beschriebenen Prozessen wurden mehrmals automatisiert wiederholt, bis plausibilisierte Projektergebnisse vorlagen.



3 Allgemeine Ergebnisse

3.1 Netzanalyse für das Referenzjahr

Die Grundlage für die Evaluation aller Zukunftsszenarien bildet die erfolgreiche, sinnvolle und möglichst korrekte Modellierung des gegenwärtigen Zustands, dem Basisjahr 2017. Eine erfolgreiche Modellierung des Status quo bedeutet pro Spannungsebene die korrekte Zuordnung von Kunden an Netzknoten und die realistische Wahl aller Werte für Lasten und Erzeugungen.

Die Modellierung des Basisjahrs 2017 stellte aufgrund der Datenlage in allen Szenarien daher den grössten Aufwand dar, da in einem iterativen Prozess Netzmodelle, Netzdaten und Lastprofile konsistent miteinander kombiniert werden mussten.

Bei der Zuordnung der Kunden an Netzknoten war es notwendig, die Netzkunden soweit wie möglich in der richtigen Spannungsebene zu halten. So hätte man z.B. Kunden mit einer offensichtlichen Fehlallokation an Netzknoten vereinfacht an einen passenden Knoten in der Mittelspannungsebene zuordnen können. Das Mittelspannungsnetz ist tendenziell gegenüber Änderungen in der Last- und Erzeugungssituation weniger sensitiv als das Niederspannungsnetz.

Pauschale Zuordnungen von Niederspannungskunden in die Mittelspannungsebene verbessern zwar die Resultate. Allerdings geht dieser Prozess mit einem Genauigkeitsverlust in den Simulationen einher, da die kundenspezifischen Vorgänge in der Niederspannungsebene nicht mehr berücksichtigt werden. Netzkunden sind daher soweit wie möglich korrekt einem Netzknoten zuzuordnen.

Bei den Iterationen zur Modellierung des Basisjahrs 2017 wurden sowohl Artefakte in den Lastprofilen der BFH identifiziert und gemeinsam behoben als auch Probleme bei der Zuordnung von Kunden an Netzknoten beseitigt.

Das Ziel in der Modellierung des Basisjahrs war, für alle Netzgebiete plausible Ergebnisse zu erhalten. Aufgrund des derzeitigen stabilen Netzbetriebs von Localnet sollten weder Spannungsverletzungen (Unter- und Überspannung) noch Komponentenüberlastungen (Leitungen und Transformatoren) vorkommen. Unter dieser Voraussetzung wurden die Eingangsdaten für die Simulationen schrittweise optimiert.

In den folgenden Graphiken werden die Ergebnisse als Kastengraphik (Box-Plot) dargestellt. Mit diesen werden die Ergebniszeitreihen auf fünf Werte reduziert, die jeweils ein Ergebnisquantil repräsentieren (siehe Abbildung 10).

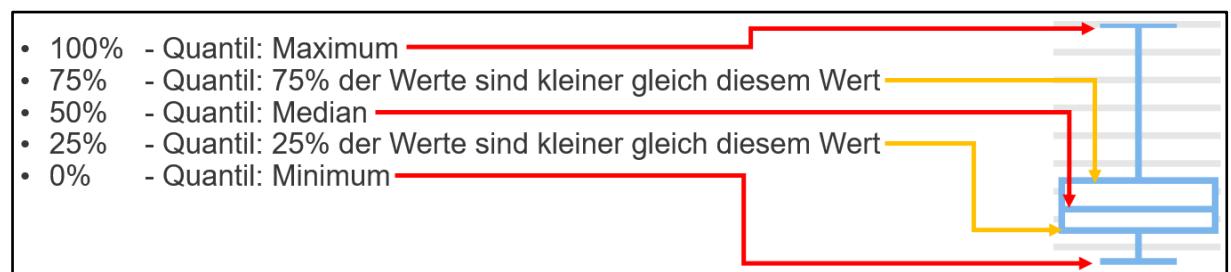


Abbildung 10: Beschreibung der Darstellungsform von Kastengraphiken

Die Ergebnisse für das Basisjahr werden als ein Box-Plot pro Netzgebiet jeweils für die Spannungen, Leitungsbelastungen und Transformatormittelbelastungen visualisiert.



Abbildung 11: Spannungen pro TS-Kreis (MV-Ebene: erste drei Box-Plots) im Basisjahr 2017

Abbildung 11 zeigt die Spannungen pro Netzregion in der Form von Kastengraphiken.

Natürgemäß variiert die Spannung in einem Gebiet. Spannungen grösser als $1pu$ (100%) treten auf, wenn entweder lokale Erzeugung vorhanden ist, die Spannungen in höheren Netzebenen erhöht sind, was sich in die tieferen Netzebenen fortpflanzt oder weil die Einstellungen für die Übersetzungsverhältnisse der Transformatoren die Spannungen in einem Netzgebiet unbeabsichtigt anheben können.

Gemäss DIN EN 50160 wurden die Spannungsgrenzen vereinfacht auf $[0,9pu; 1,1pu]$ gesetzt. Alle Spannungswerte sind im Basisjahr innerhalb der erlaubten Grenzen.

Die Abbildung 12 visualisiert die Leistungsbelastungen pro Netzregion. Die Leistungsbelastungen sind mit der Ausnahme einer Region allesamt kleiner als 100%. Im betroffenen Gebiet bewirkt der hohe Anteil an Photovoltaik-Anlagen hohe Ströme, die für kurzzeitige Überlastungen (ca. 102%) sorgen. Hier muss aufgrund der geringen und kurzzeitigen Überlastung davon ausgegangen werden, dass die vorliegende Kabelinfrastruktur die vorhandene Erzeugung problemlos aushält.

Analog zeigt die Abbildung 13 pro Netzgebiet für die Transformatoren die Belastungen, die für alle TS-Kreise im akzeptablen Rahmen liegen. Die Transformatoren für die Verknüpfung der Mittelspannungsgebiete mit der höheren Netzebene sind in diesem Projekt nicht modelliert.



Abbildung 12: Belastungen der Leitungen [%] pro TS-Kreis (MV-Ebene: erste drei Box-Plots) im Basisjahr 2017

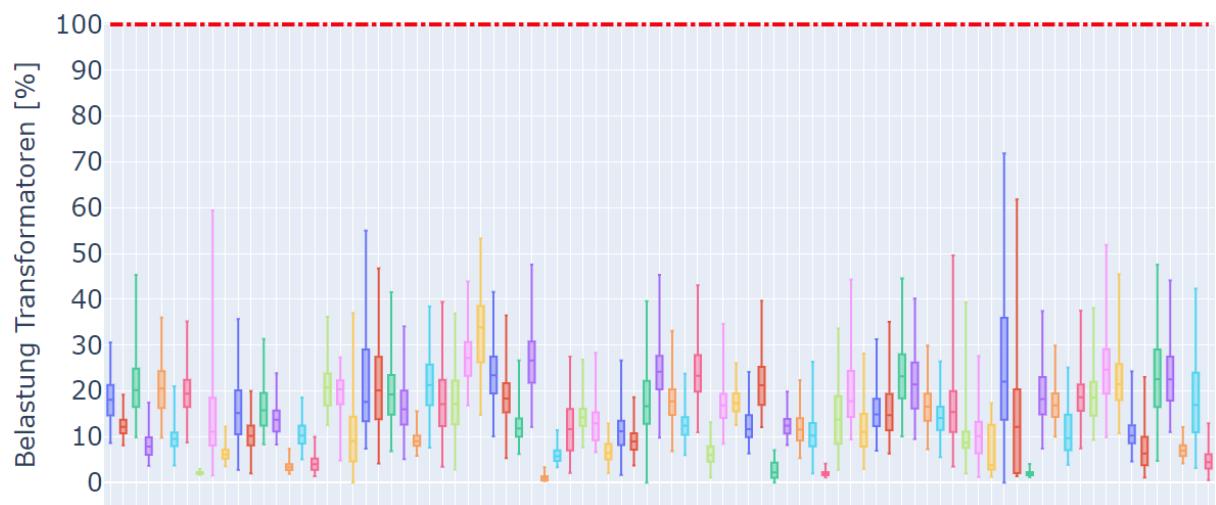


Abbildung 13: Belastungen der Transformatoren [%] pro TS-Kreis (ohne MV-Ebene) im Basisjahr 2017

Die Ergebnisse für das Basisjahr 2017 zeigen die erfolgreich durchgeführte Modellierung und stellen die Grundlage für die Betrachtung von Zukunftsszenarien dar, in denen das Gesamtnetz von Localnet gezielt auf Spannungsverletzungen und Komponentenüberlastungen durch mögliche zukünftige Szenarien untersucht wird.



3.2 Vergleich der Ergebnisse der Netzberechnungen

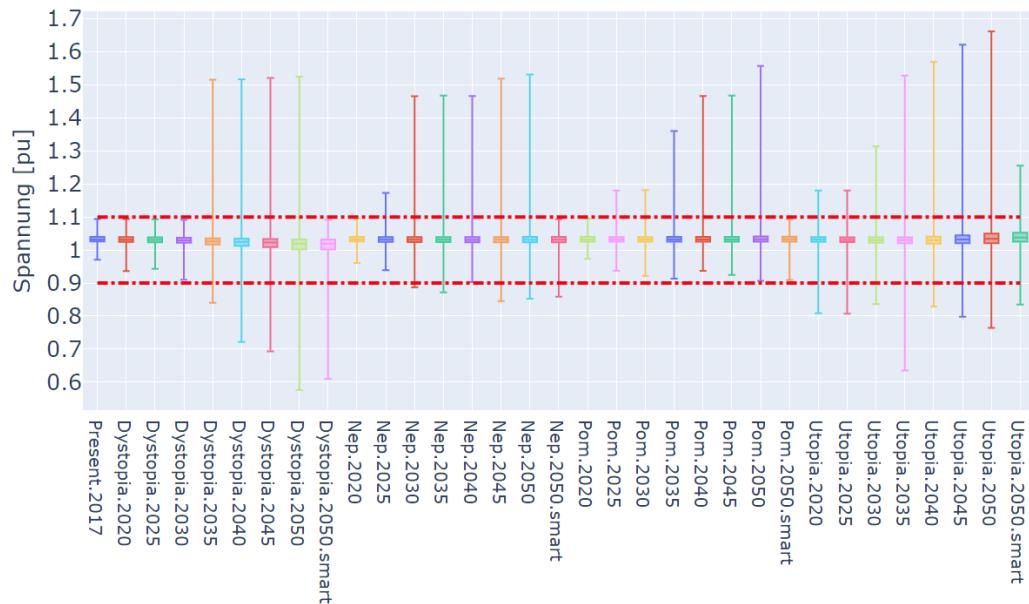


Abbildung 14: Spannung im gesamten Netzgebiet pro SimZukunft-Szenario

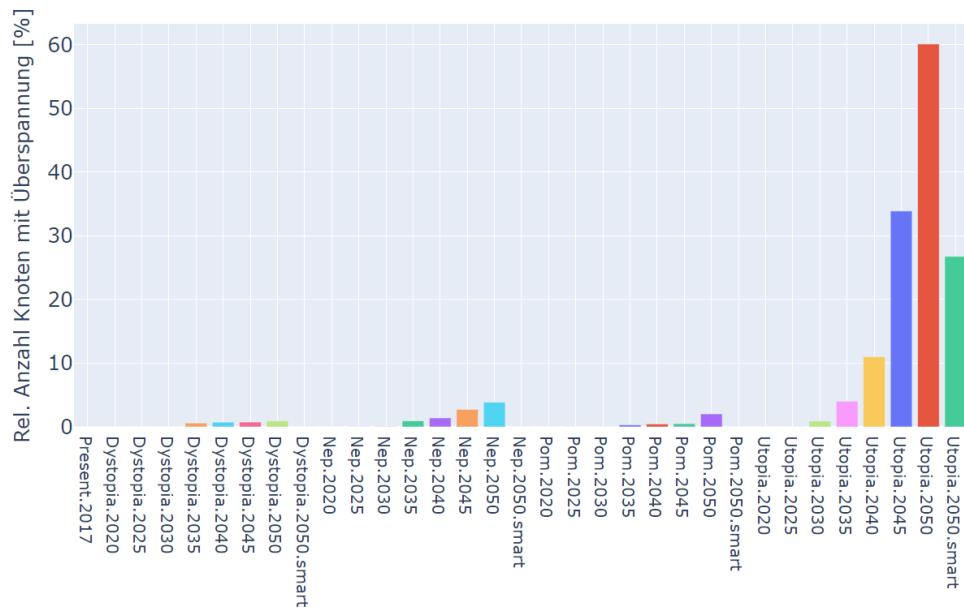


Abbildung 15: Anteil der Knoten [%] mit Überspannung (d.h. an einem Knoten tritt in der Simulation mindestens ein Zeitschritt mit Überspannung auf) pro SimZukunft-Szenario (5879 Knoten insgesamt)

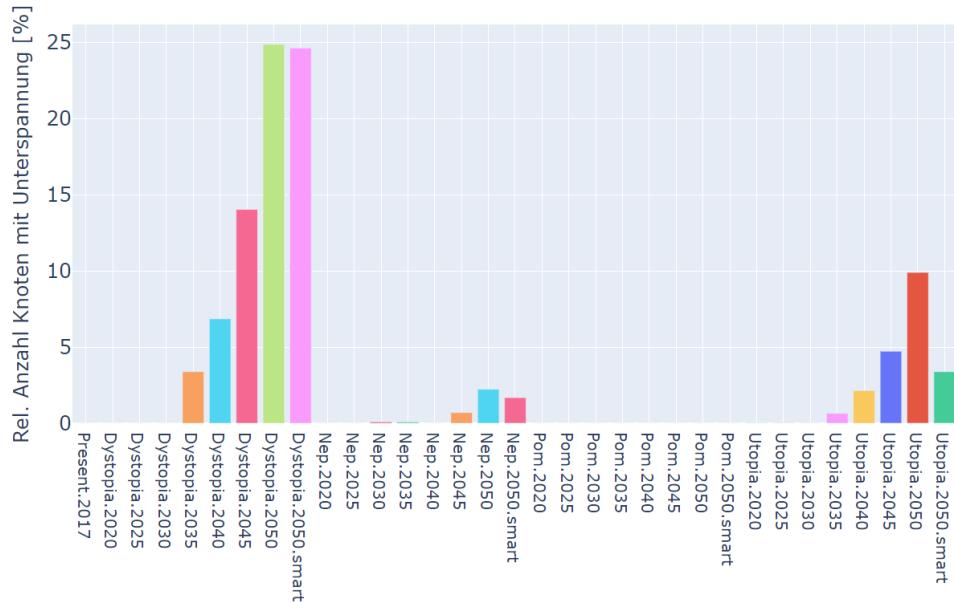


Abbildung 16: Anteil der Knoten [%] mit Unterspannung (d.h. an einem Knoten tritt in der Simulation mindestens ein Zeitschritt mit Unterspannung auf) pro SimZukunft-Szenario (5879 Knoten insgesamt)

Abbildung 14, Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen die Ergebnisse für die Auswertungen der Spannung über alle Szenarien. Erwartungsgemäss entstehen in den Zukunftsszenarien Verletzungen der Spannungsgrenzen. Bei Abbildung 14 ist zu beachten, dass ein Grossteil der Ergebnisse nicht an den extremen Enden einer Kastengraphik liegt. Vielmehr zeigen diese Enden die vorkommenden Minimal- und Maximalwerte im Laufe eines Simulationsjahrs.

Es soll an dieser Stelle betont werden, dass die Resultate mit dem gegenwärtigen, regelmässig gewarteten Netz erzielt wurden. D.h. die Resultate beschreiben, wie sich das gegenwärtige Netz von Localnet in zukünftigen Last- und Erzeugungsszenarien verhält. Die Ergebnisse der Simulationen bieten daher eine Möglichkeit, Netzverstärkungen basierend auf der hier durchgeföhrten Analyse besser zu kategorisieren und gezielt vorzunehmen. Zwar kommen in den Simulationsszenarien Grenzwertverletzungen zum Vorschein, jedoch treten diese Verletzungen nicht in allen Netzgebieten auf. Eine Analyse der Szenarien für das Jahr 2050 pro Netzgebiet wird im weiteren Bericht einen Einblick in die Grenzwertverletzungen pro Netzregion geben.

Zudem sind in einem Netzgebiet mit Grenzwertverletzungen nicht alle Netzkomponenten betroffen. Dazu folgt im weiteren Bericht ein Beispiel eines exemplarischen Netzgebiets von Localnet für Utopia 2050.

Die grössten Probleme entstehen in den Szenarien Dystopia und Utopia. In den Dystopia-Szenarien kommen insbesondere Unterspannungen im Versorgungsgebiet von Localnet vor. In Utopia treten sowohl Über- als auch Unterspannungen auf. Jedoch dominieren in Utopia die Überspannungen deutlich: Im Jahr 2050 sind in Utopia 2050 ca. 60% aller Knoten von Überspannungen betroffen. Dies ist ein direktes Resultat der Szenario-Annahmen: im Szenario Utopia 2050 wird ein massiver Ausbau von PV-Anlagen mit einer Gesamtnennleistung von ca. 160 MW mit dem gegenwärtig existierenden Stromnetz simuliert. Unterspannungen liegen nur für ca. 10% der Knoten vor. 2050 haben hingegen in Dystopia ohne SmartGrid-Einsatz ca. 25% der Knoten Unterspannungen.

In allen Szenarien treten Spannungsprobleme ab dem Jahr 2035 deutlich zum Vorschein.



Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen die Ergebnisse für die überlasteten Leitungen und Transformatoren. Eine Leitung oder ein Transformator gilt als überlastet, sofern in mindestens einem Zeitschritt in einer Simulation eine Überlastung auftritt.

Überlastete Leitungen kommen in jedem Zukunftsszenario vor. In jedem Szenario zeigt sich der grösste Bedarf an Leitungsausbau jeweils für das Jahr 2050. Der grösste Ausbaubedarf für Leitungen ist im Jahr 2050 im Szenario Utopia, gefolgt von Dystopia, vorhanden. Erste Probleme mit überlasteten Leitungen sind bereits in den Szenarien für das Jahr 2020 vorhanden. D.h. Probleme mit den Leitungen treten vor Spannungsverletzungen auf, die erst ab 2035 signifikant vorkommen. Im simulierten Extremfall, Utopia 2050 ohne SmartGrid-Einsatz, müssten ca. 26% der Leitungskilometer einer Revision unterzogen werden.

Überlastungen von Transformatoren kommen nicht in jedem Zukunftsszenario vor. Jedoch zeigt sich wie bei den Leitungen der grösste Ausbaubedarf für das Jahr 2050. Ebenso sind die Szenarien Utopia und Dystopia am stärksten von überlasteten Transformatoren betroffen. Im simulierten Extremfall, Utopia 2050 ohne SmartGrid-Einsatz, müssten ca. 70% der Transformatoren ausgetauscht werden. Erste Probleme mit überlasteten Transformatoren treten in POM 2020 und Utopia 2020 auf.

In allen Szenarien ist auch der Effekt von SmartGrid-Massnahmen erkennbar. Mit der gewählten SmartGrid-Konfiguration zeigt sich für das Jahr 2050 eine Verbesserung der Grenzwertverletzungen. Jedoch verbessern sich die Probleme in Dystopia nur geringfügig. Am deutlichsten zeigt sich die Effektivität von der gewählten SmartGrid-Strategie in Utopia: Sowohl die Spannungen als auch die Komponentenbelastungen (Leitungen und Transformatoren) verbessern sich deutlich.

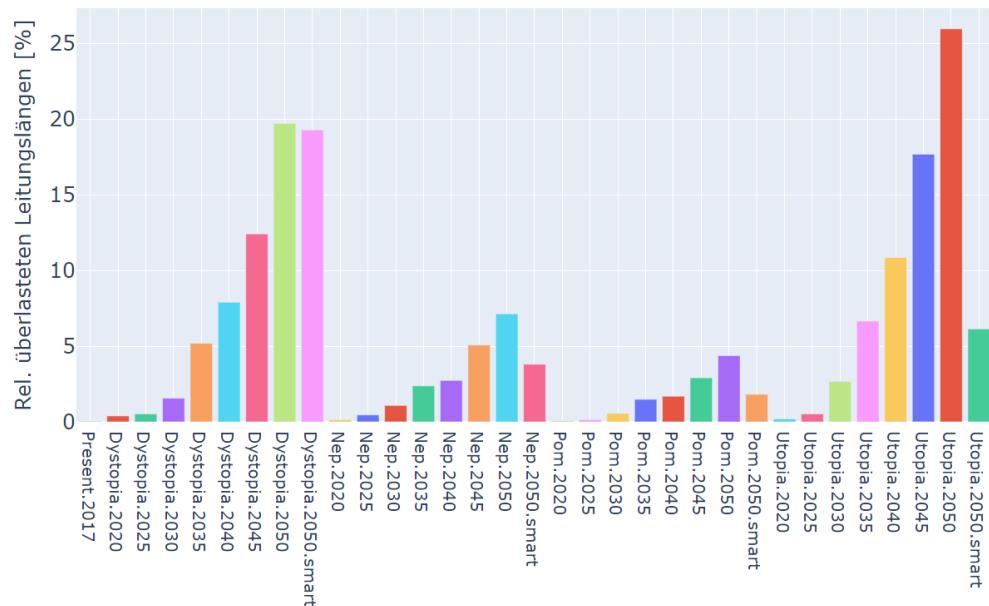


Abbildung 17: Anteil der überlasteten Leitungslängen (d.h. mindestens ein Zeitschritt in der Simulation mit Überlastung) pro SimZukunft-Szenario [%] (265km Leitungslänge)

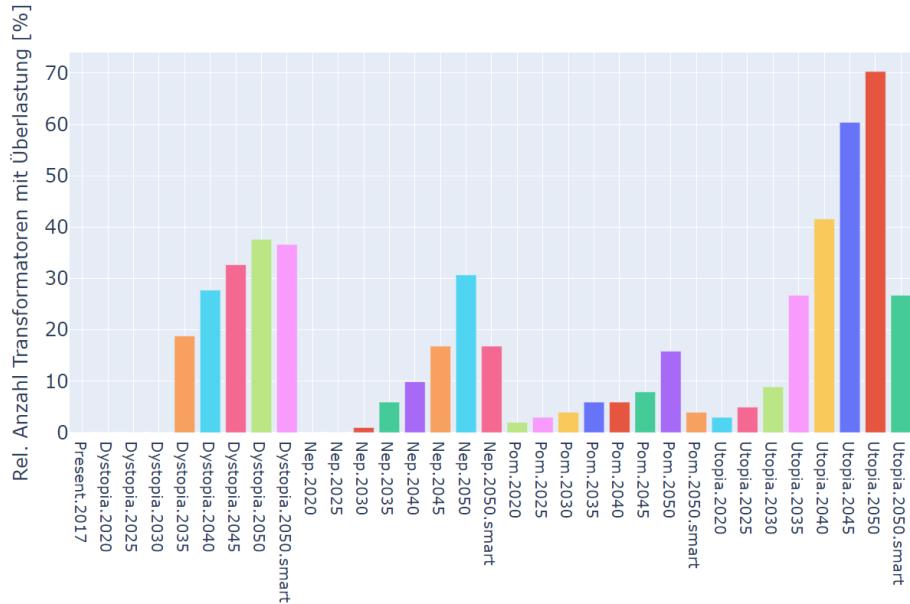


Abbildung 18: Anteil der überlasteten Transformatoren (d.h. mindestens ein Zeitschritt in der Simulation mit Überlastung) pro SimZukunft-Szenario [%] (101 Transformatoren)

3.3 Vergleich der Modellierungsansätze Bottom-Up und Top-Down

Abbildung 19, Abbildung 20 und Abbildung 21 zeigen die Ergebnisse der Vergleiche der Modellierung des Basisjahrs 2017 mit dem Ansatz der BFH («Present.2017») und dem Top-Down-Ansatz von Adaptricity («TopDown.2017»). Eine jeweilige Kastengraphik zeigt die Zusammenfassung aller Werte für das gesamte Netzgebiet von Localnet.

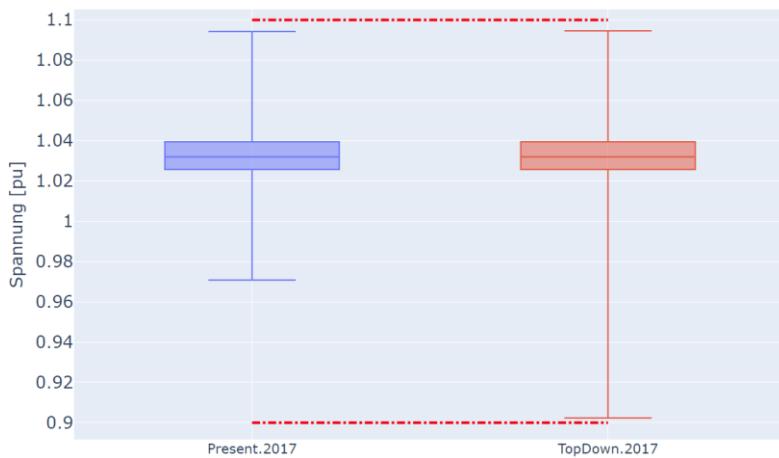


Abbildung 19: Vergleich Spannungen für 2017 in der Bottom-Up- (links) und Top-Down-Modellierung (rechts).

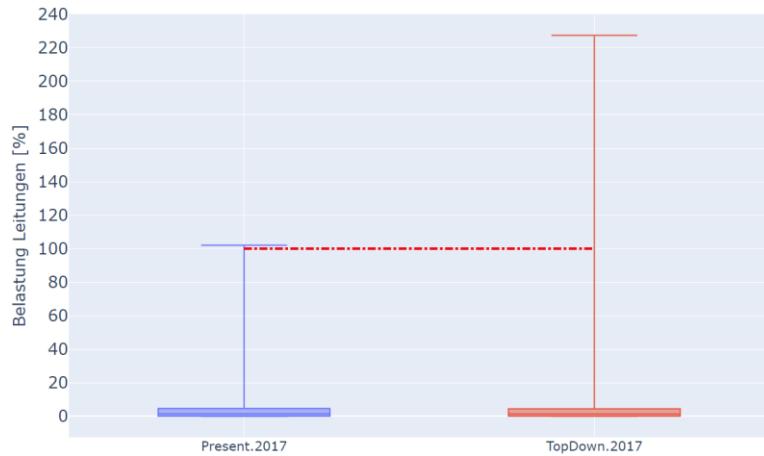


Abbildung 20: Vergleich der Leitungsbelastungen in der Bottom-Up- (links) und Top-Down-Modellierung (rechts).

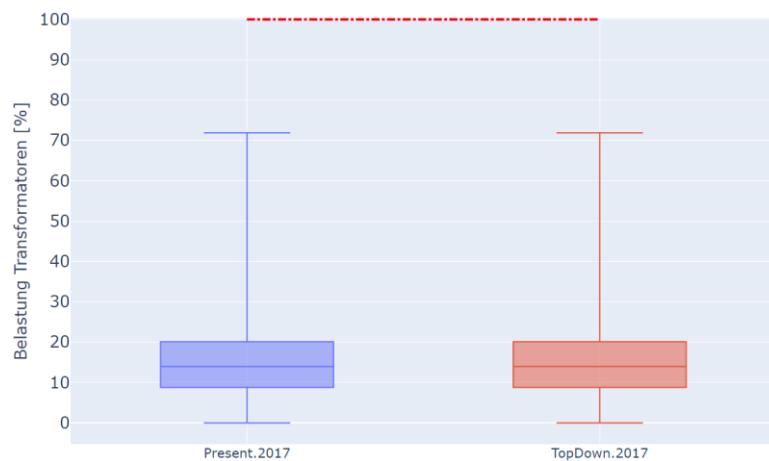


Abbildung 21: Vergleich der Transformatorbelastungen in der Bottom-Up- (links) und Top-Down-Modellierung (rechts).

Bei der Modellierung der Top-Down-Lastprofile gab es die Schwierigkeit zu bewältigen, dass für die simulierten Niederspannungsgebiete keine aggregierten Messungen (d.h. Messungen der Leistungen an den Transformatoren) vorhanden waren. Daher wurde die aggregierte Last pro Region anhand der Daten der BFH bestimmt. Pro TS-Kreis wurden die Lastzeitreihen der BFH aggregiert. Anschliessend erstellte Adaptricity die Lastprofile pro Netzgebiet (Transformatorkreis) anhand eines hausinternen Disaggregations-Algorithmus für die Modellierung von Haushaltlastprofilen. Dieser Algorithmus arbeitet mit einer Kundenliste, die für jeden Haushalt einen Energiebezugswert enthält, und der Vorgabe der aggregierten Leistung pro Zeitschritt (z.B. erhältlich über eine Transformatormessung). Ein üblicher Energiebezugswert stammt aus jährlichen Abrechnungsdaten, die einem Netzbetreiber in der Regel vorliegen. Die ermittelten Haushaltlastprofile weisen folgende Charakteristiken auf: Die Summe der Leistungen aller Lastprofile für einen Zeitschritt stimmt mit dem Wert der aggregierten Leistungsvorgabe für den jeweiligen Zeitschritt überein. Der Gesamtenergiebezugswert eines Haushalts stimmt mit der Vorgabe aus der Kundenliste überein. Jedes Lastprofil hat einen für einen Haushalt üblichen Verlauf.

Um eine Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen der BFH herstellen zu können, wurden nur die Haushaltskunden für den Top-Down-Ansatz berücksichtigt. Alle anderen Kunden (d.h. gewerbliche, industrielle und gemessene Kunden) wurden wie von der BFH behandelt. Darüber hinaus wurden Erzeugungsanlagen wie von der BFH modelliert. Deswegen zeigen die Ergebnisse der Vergleiche



hauptsächlich die Unterschiede in der Modellierung der Haushaltskunden auf. Das Blindleistungsverhalten der Lasten wurde wie in den Bottom-Up-Simulationen mit $\cos(\varphi) = 0,97$ (*induktiv*) modelliert. Wie in den Bottom-Up-Simulationen arbeiten die Erzeugungsanlagen ohne Blindleistungskompensation (d.h. $\cos(\varphi) = 1$).

Die Spannungen in Abbildung 19 sind in beiden Modellierungsvarianten im erlaubten Rahmen. Die maximale Spannung ist in beiden Fällen ähnlich. Jedoch ist die minimale Spannung im Top-Down-Ansatz von Adaptricity deutlich tiefer als im Bottom-Up-Ansatz der BFH. Der Grund dafür sind die aufgrund von hohen Jahresenergiewerten auftretenden Lastspitzen in den Top-Down-Lastprofilen.

In Abrechnungsdaten können mehrere Haushalte als ein Kunde abgerechnet werden. Der Top-Down-Ansatz von Adaptricity nimmt in diesem Fall keine Aufteilung in weitere Kunden mit tieferen Energiewerten vor. Stattdessen wird ein Haushaltlastprofil (unter der Annahme von nur einem vorliegenden Haushaltskunden) erstellt, das für den vorliegenden Energiewert entsprechende Lastspitzen aufweist. In der Realität wären diese Lastspitzen aufgrund mehrerer Kunden jedoch tiefer. Erfahrungsgemäß steigt die Lastspitze von mehreren, aggregierten Kunden nicht linear mit der Anzahl der Kunden, da die Leitungsspitzen nicht immer gleichzeitig auftreten (Gleichzeitigkeitsfaktoren von weniger 1). D.h. der Ansatz von Adaptricity simuliert aufgrund der Begebenheit der Abrechnungsdaten eine nicht unbedingt vorliegende höhere Gleichzeitigkeit von mehreren Kunden, die zusammen abgerechnet werden.

Folglich zeigt sich in Abbildung 20 auch ein deutlicher Unterschied in der maximalen Leitungsbelastung. Aufgrund von relativ hohen Lastspitzen in den Top-Down-Zeitreihen entstehen kurzzeitige Leitungsüberlastungen. Darüber hinaus erkennt man auch am 75%-Quantil, dass die Belastungswerte der Leitungen tendenziell höher ausfallen.

Jedoch ist an dieser Stelle anzumerken, dass in Abbildung 19 und Abbildung 20 die Werte für das 25%, 50%- (Median) und 75%-Quantil der Spannungen und Leitungsbelastungen gut übereinstimmen. Das heisst, mindestens 50% aller Ergebniswerte befinden sich in einem ähnlichen Rahmen in der Bottom-Up- und Top-Down-Modellierung.

Mit einer Verfeinerung der Daten aus der verwendeten Kundenliste würden sich die Top-Down-Ergebnisse von Adaptricity entsprechend ändern und den Ergebnissen mit dem Bottom-Up-Ansatz der BFH nähern. Eine genaue Information über alle einzelnen Kunden im simulierten Netzgebiet in Form einer Haushalts-genauen Kundenliste ist ein entscheidender Input für die Top-Down-Simulationen.

In den Resultaten der Top-Down-Modellierung vorkommende relativ tiefe Spannungen und Leitungsüberlastungen, wie sie in Abbildung 19 und Abbildung 20 erkennbar sind, treten jedoch nicht in allen Netzgebieten im Versorgungsgebiet von Localnet auf. Dies wird deutlich sichtbar in Abbildung 22, Abbildung 23 und Abbildung 24, welche die Ergebnisse der Spannungen, Leitungs- und Transformatorbelastungen pro Netzgebiet in den Top-Down-Simulationen visualisieren.

Aufgrund des gewählten Ansatzes für die Ermittlung der Top-Down-Lastprofile sind die Belastungsverläufe für die Transformatoren, beschrieben in Abbildung 24, identisch mit denen der Ergebnisse mit den Bottom-Up-Lastprofilen der BFH (siehe Abbildung 13).

Zusammenfassung Vergleich Bottom-Up mit Top-Down Modellierung

Die hier durchgeführten Top-Down-Simulationen benötigen als Inputs neben der aggregierten Leistungszeitreihe am Transformator nur eine Kundenliste mit den Jahresenergieverbräuchen. Daraus werden Lastzeitreihen erzeugt, welche die mit den Inputs vorgegebenen Randbedingungen erfüllen und typische zeitliche Verläufe von Haushaltlastprofilen aufweisen. Im Unterschied zur Bottom-Up Methodik wird jedoch explizit nicht versucht, das real auftretende Lastprofil jedes Haushalts möglichst genau zu reproduzieren. Top-Down-Simulationen eignen sich als vereinfachte Methode zur



Detailsimulation mit reduzierten Anforderungen bezüglich Inputdaten. Generell zeigen die Resultate, dass die übergeordneten Resultate der Top-Down und Bottom-Up-Simulationen eine gute Übereinstimmung aufweisen. Das vereinfachte Verfahren kommt aber mit dem Nachteil, dass es in einzelnen Fällen zu Ungenauigkeiten der aggregierten Last- und Erzeugungssituation kommen kann. Dies wurde in diesem Fall in gewissen Gebieten beobachtet, welche deutlich tiefere, simulierte Spannungen und höhere Leitungsbelastungen aufwiesen. Die Resultate dieser Methode sollten daher jeweils einer Plausibilitätsprüfung unterzogen werden. Ein sehr wichtiger Input für den Top-Down Ansatz ist die Verfügbarkeit einer haushaltscharfen Kundenliste. In Situationen mit Leistungsmessungen am Transformator bei gleichzeitigem Fehlen von Messdaten von einzelnen Haushalten oder sonstigen Verbrauchern weist eine Top-Down-Simulation typischerweise Vorteile gegenüber Bottom-Up-Ansätzen auf. Diese Konstellation lag aber in diesem Projekt nicht so vor.

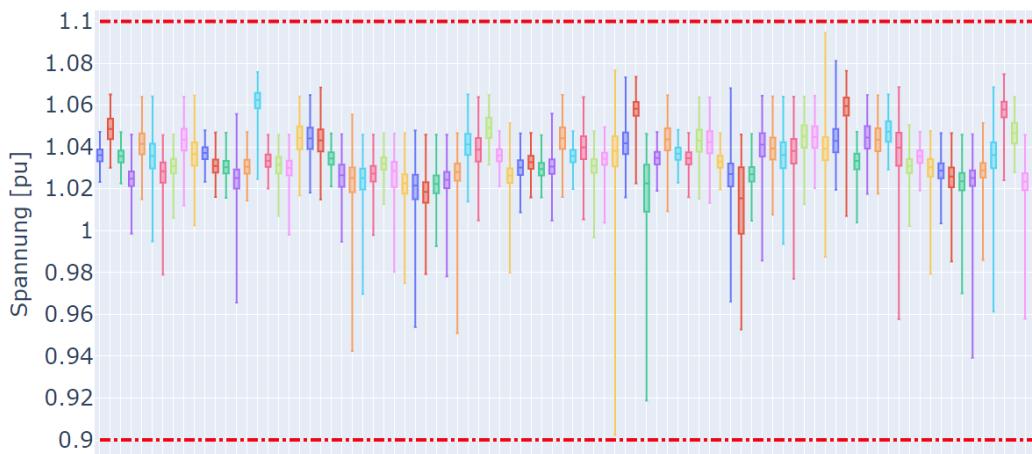


Abbildung 22: Spannungen pro TS-Kreis (MV-Ebene: erste drei Box-Plots) im Basisjahr 2017 für die Top-Down-Modellierung



Abbildung 23: Belastungen der Leitungen [%] pro TS-Kreis (MV-Ebene: erste drei Box-Plots) im Basisjahr 2017 für die Top-Down-Modellierung



Abbildung 24: Belastungen der Transformatoren [%] pro TS-Kreis (ohne MV-Ebene) im Basisjahr 2017 für die Top-Down-Modellierung

3.4 Vergleich Bottom-Up und statische Modellierung

Ein weiterer Bestandteil des Projekts war der Vergleich der Ergebnisse der Netzplanung mit dem zeitreihenbasierten Bottom-Up-Ansatz der BFH mit statischen Netzsimulationen. Statische Netzsimulationen rechnen mit wenigen Extremenszenarien («S snapshots») anstatt mit Zeitreihen für einen längeren Zeitraum. Diese Extremenszenarien bestehen – kombiniert mit Gleichzeitigkeitsfaktoren – häufig aus den Fällen «maximale Last ohne Einspeisung» und «maximale Einspeisung ohne Last».

Für den Bottom-Up-Ansatz wurden Lasten und Erzeugungen kombiniert simuliert, um die reale Netzsituation möglichst genau abilden zu können. Daher gibt es innerhalb der Bottom-Up-Simulationen Kompensationseffekte für Lasten und Erzeugungen. So kann z.B. eine Photovoltaikanlage zur Mittagszeit bei genügend Sonneninstrahlung zur Deckung des lokalen Lastvorkommens beitragen. Umgekehrt können Lasten negative Konsequenzen von zu starken dezentralen Erzeugungsanlagen dämpfen.

Für die statische Netzplanung wurden Lasten und Erzeugungen getrennt simuliert, um die extremen Auswirkungen auf das Netz abzubilden. Dazu wurde anhand aller Eingangsdaten zuerst die Mittelspannungsebene, bestehend aus drei Teilnetzen, simuliert, indem Daten für die Niederspannungsebene unter der Annahme von Netzverlusten (spezifiziert durch Localnet) auf die Mittelspannungsebene aggregiert wurden. Bei der Simulation der Mittelspannungsebene wurde je nach Gebiet die relevante Spannungsmessung der Netz-Einspeisestellen, UST Burdorf und UST Heimiswil, als Spannungszeitreihe für die Netzeinspeisung vorgegeben. Die Resultate für die Spannungszeitreihen für die Mittelspannungsebene kamen in den Simulationen für die Niederspannungsebene zum Einsatz. Jedes Niederspannungsgebiet enthält mindestens einen Transformator mit einem Knoten in der Mittelspannungsebene. Die Spannung an jedem Mittelspannungsknoten eines Niederspannungsnetzes wurde anhand der Ergebnisse der Simulation der Mittelspannungsebene vorgegeben.

Mit diesem Ansatz lief die Untersuchung der Simulationsergebnisse effizienter aufgrund der einfacheren Lokalisierbarkeit von Problemstellen als in einer Gesamtnetzsimulation. Des Weiteren konnte die Berechnung des Gesamtnetzes von Localnet deutlich verschnellert werden. Die statischen Werte für die Lasten wurden anhand der Zeitreihen der BFH für die Lasten ermittelt. Zuerst wurde pro Netzgebiet für jeden einzelnen Kunden in einem Szenario der Wert für den Jahresenergiebezug ermittelt. Üblicherweise ist der Jahresenergiebezug dem Netzbetreiber für Abrechnungszwecke bekannt und stellt einen, nicht zwingend genauen, Hinweis auf das Energiebezugsverhalten eines Netzkunden dar. Zudem wurde pro Netzgebiet mit den Zeitreihen der BFH der Wert für die maximale



aggregierte Last aller Kunden errechnet. Ein solcher Wert steht einem Netzbetreiber üblicherweise über Schleppzeigermessungen an Transformatoren zur Verfügung. D.h. für jedes Netzgebiet wurde pro Szenario der Gesamtenergiebezug aller Kunden und die maximale aggregierte Last bestimmt. Anhand der maximalen aggregierten Last und gemäss dem Verhältnis der Energiebezugswerte der Kunden zueinander wurde die statische Last pro Kunde berechnet: Die Summe der statischen Lasten aller Kunden ergibt den Wert für die maximale aggregierte Last im Gebiet. Zudem stehen die Werte für die statischen Lasten der Kunden im selben Verhältnis zueinander wie die Werte der Energiebezüge. Das Blindleistungsverhalten der Lasten wurde wie in den Bottom-Up- und Top-Down-Simulationen mit $\cos(\varphi) = 0,97$ (*induktiv*) modelliert. Die statischen Simulationen konvergierten nicht in allen Fällen für ein Gebiet. Um dennoch eine Vergleichbarkeit mit den Resultaten der Simulationen mit den Bottom-Up-Profilen der BFH herstellen zu können, wurden im Falle mangelnder Konvergenz alle Leitungen und Transformatoren als überlastet angenommen. Zudem sind bei nicht vorhandener Konvergenz alle Knoten in einem Gebiet als Über- und Unterspannungsknoten gekennzeichnet.

Die statischen Werte für die Erzeugungen wurden anhand der maximalen Erzeugungswerte in den Zeitreihen der BFH ermittelt. D.h. für jede Anlage wurde der in einer Jahressimulation maximal auftretende Erzeugungswert gewählt. Die maximalen Erzeugungswerte pro Anlage treten jedoch nicht zwingend zur gleichen Zeit auf. Daher handelt es sich hier um eine sehr konservative Abschätzung anhand der maximalen Einspeisung einer dezentralen Erzeugungsanlage. In den statischen Simulationen arbeiten die Erzeugungsanlagen wie in den Bottom-Up- und Top-Down-Simulationen ohne Blindleistungskompensation (d.h. $\cos(\varphi) = 1$).

Abbildung 25, Abbildung 26, Abbildung 27 und Abbildung 28 zeigen den Vergleich der Ergebnisse der Bottom-Up-Simulationen mit den statischen Simulationen für die Über-, Unterspannungen, überlasteten Leitungslängen und die überlasteten Transformatoren.

Die Analyse der Überspannungen in Abbildung 25 ergab, dass in den Bottom-Up-Simulationen tendenziell mehr Knoten von Überspannungen als in den statischen Simulationen betroffen sind. Dieser Befund kann irreführend erscheinen, da in den statischen Simulationen alle Anlagen zeitgleich mit der maximalen möglichen Leistung einspeisen. Der Grund für den Befund liegt in der Verwendung der gemessenen Spannungszeitreihen für die Netzeinspeisungen für die Mittelspannungsebene. Gemäss den Messdaten befinden sich die Spannungszeitreihen für die Netzeinspeisungen für die Mittelspannungsebene an den beiden Einspeisepunkten in den Intervallen [1,025pu; 1,047pu] und [1,032pu; 1,065pu]. Die Einspeisepunkte in den statischen Simulationen haben hingegen die konstante Spannung von 1pu. Daher sind die Spannungen in den Simulationen mit den Bottom-Up-Profilen grundsätzlich höher als in den statischen Simulationen. Ein weiterer Aspekt ist die Deklaration eines Knotens als Über- und Unterspannungsknoten im Falle ausbleibender Konvergenz einer statischen Simulation. Abbildung 26 vergleicht die Anzahl der Unterspannungsknoten. Diese kommen in den statischen Simulationen häufiger als in den Bottom-Up-Simulationen vor. Die bereits zuvor erwähnten Spannungsniveaus an den Netzeinspeisungen für die Mittelspannungsebene und die Durchführung einer statischen Simulation nach dem Kriterium der maximalen Last erklären das vorliegende Resultat.

Grundsätzlich ist in Abbildung 27 zu erkennen, dass je nach Simulationsszenario der statische Simulationsansatz sowohl in mehr als auch in weniger simulierten Leitungsüberlastungen führt im Vergleich zum zeitreihenbasierten Bottom-Up-Ansatz. In den Dystopia-Szenarien, in denen hohe Lasten überwiegen, zeigen die statischen Ergebnisse (blau) auf den ersten Blick vermeintlich bessere Ergebnisse in Form von tieferen überlasteten Leitungsmetern. Der Grund hierfür ist die Modellierung der statischen Last anhand des Gesamtenergiebezugs eines Kunden und der maximalen aggregierten Last in einem Gebiet. Die Wirkung von hohen kurzzeitigen Lasten, wie sie z.B. bei Elektromobilität auftreten, zeigt sich nicht unbedingt im gleichen Ausmass im Jahresenergiebezug eines Kunden wie im Verlauf der Leitungsbelastungen und Spannungen in einem Netzgebiet für ein Simulationsjahr. Z.B.



resultiert ein kurzfristiger Leistungsanstieg eines Kunden um 50% nicht unbedingt in einer Erhöhung des Werts für den Jahresenergiebezug um 50%. Die Wahl der maximalen aggregierten Last in einem Simulationsjahr trifft eine Aussage über die maximale Lastsituation in einem Gebiet. Allerdings enthält der Wert der maximalen aggregierten Last keine Aussage über die Verteilung – vereinfacht modelliert über die Jahresenergiebezüge – der Last auf einzelne Netzkunden. Theoretisch könnte der schlimmste Netzzustand aufgrund von einzelnen, sehr hohen Lasten von Einzelkunden zu Zeitpunkten auftreten, in denen nicht die maximale aggregierte Last für ein Gebiet vorliegt.

Bei der Betrachtung des Zusammenspiels von Lasten und Erzeugungen in den Utopia-Szenarien zeigt sich hingegen ein anderes Bild. Grösstenteils führen die statischen Analysen zu mehr Grenzwertverletzungen als die Analysen mit den Bottom-Up-Eingangsdaten.

Die Ergebnisse der Anzahl der überlasteten Transformatoren in Abbildung 28 zeigen weitgehend ein ähnliches Bild in den statischen und Bottom-Up-Simulationen. Die Anzahl der überlasteten Transformatoren ist in den statischen Simulationen tendenziell grösser als in den Bottom-Up-Simulationen. Da die aggregierten Lasten pro Netzgebiet in den statischen Simulationen mit denen in den Bottom-Up-Simulationen identisch sind, sind Rückspeisungen von dezentral erzeugter Energie in die Mittelspannungsebene die Ursache für die höhere Anzahl an überlasteten Transformatoren in den statischen Simulationen. Wie schon zuvor erwähnt, können die statischen Simulationen die Kompensationseffekte von Lasten und lokaler Erzeugungen nur sehr begrenzt abbilden.

Zusammenfassung Vergleich Bottom-Up mit statischer Modellierung

Obwohl die Modellierung der statischen Lasten und Erzeugungen sich auf die detaillierte Szenarienmodellierung durch die BFH stützt, zeigen zusammengenfasst die – gemäss dem gewählten Modellierungsansatz – statischen Simulationen Ungenauigkeiten bei der Abbildung von neuen Netzkunden und deren Energiebezugsverhalten bezogen auf Spitzenlasten.

Der Vergleich der statischen Berechnungen mit den zeitreihenbasierten Bottom-Up Simulationen zeigt zwei sehr wichtige Probleme deutlich auf. Einerseits hat das zeitliche Zusammenspiel der Lastsituationen in den Transformatorkreisen mit den vorgegebenen Spannungszeitreihen am Übergang zum Mittelspannungsnetz einen entscheidenden Einfluss auf die resultierenden Spannungen. Es wird daher empfohlen, diese vorgegebenen Spannungen sorgfältig und möglichst unter Einbezug von Messungen zu erarbeiten. Andererseits funktionieren die statischen Berechnungen in gewissen Situationen nicht gut. Bei Lasten mit grossen Leistungsspitzen jedoch tiefen mittleren Leistungen (z.B. E-Autos) führen die statischen Berechnungen zu einer tieferen Summe an überlasteter Leitungslänge. Bei Situationen mit viel Erzeugung zeigte sich die gegenteilige Situation, dass die statische Betrachtung zu einer höheren Summe an überlasteten Leitungslänge führte. Zusammenfassend ist der Einsatz von statischen Simulationen in der Netzplanung mit Vorsicht anzuwenden. Räumliche Verteilungseffekte und zeitliche Kompensationseffekte können bei statischen Berechnungen zu Ungenauigkeiten führen. Dies ist insbesondere bei neueren Gerätetypen, wie z.B. Elektrofahrzeugen oder Photovoltaikanlagen zu beachten.

Es muss aber auch erwähnt werden, dass die Ergebnisse der beiden Herangehensweisen gesamthaft gesehen eine gute Übereinstimmung aufweisen. Der benötigte Zusatzaufwand für Bottom-Up-Simulationen mit Zeitreihen ist nicht in jedem Anwendungsfall nötig. Bottom-Up-Simulationen mit Zeitreihen sind bei detaillierten Analysen unter Einbezug von zeitlich variablen Interaktionen vorzuziehen. Dies ist typischerweise im Rahmen von grösseren Studien gegeben. Im täglichen Betrieb sind diese Voraussetzungen eher zutreffend für eine genaue Analyse eines eng eingegrenzten Netzbereichs, wo man spezifische Fragestellungen in Bezug auf einen möglicherweise nötigen Netzausbau aufgrund zusätzlicher, gut charakterisierten Erzeugern oder Lasten beantworten möchte. Zusätzlich erfordern einige wichtige Komponenten von Smartgrids das Durchführen von Zeitreihensimulationen, weil dabei mittels zeitlicher Verschiebungen von Erzeugern oder Lasten



gearbeitet wird (z.B. Batterien, Lastmanagement). Statische Analysen eignen sich generell gut für flächendeckende, regelmässig durchgeführte Berechnungen, wo auf einen hohen Detailgrad verzichtet werden kann. Dies kann zum Beispiel der Fall sein, wenn es sich um eine jederzeit verfügbare Grobeinschätzung handelt anhand derer man entscheidet, ob eine detailliertere Analyse überhaupt benötigt wird.

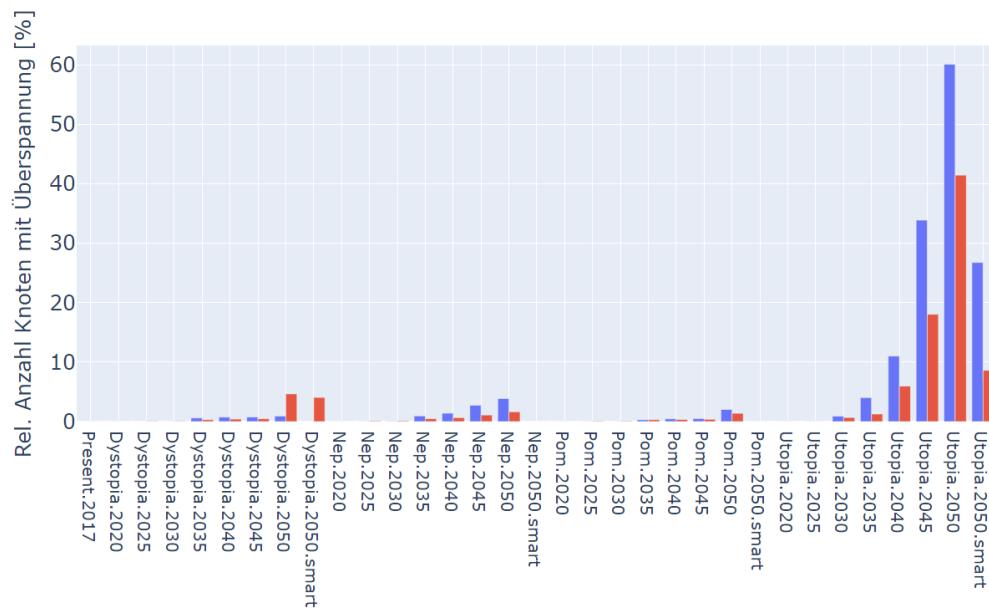


Abbildung 25: Vergleich der Knoten (5879 Knoten insgesamt) mit Überspannungen in den Bottom-Up-Simulationen (blau) und statischen Simulationen (rot).

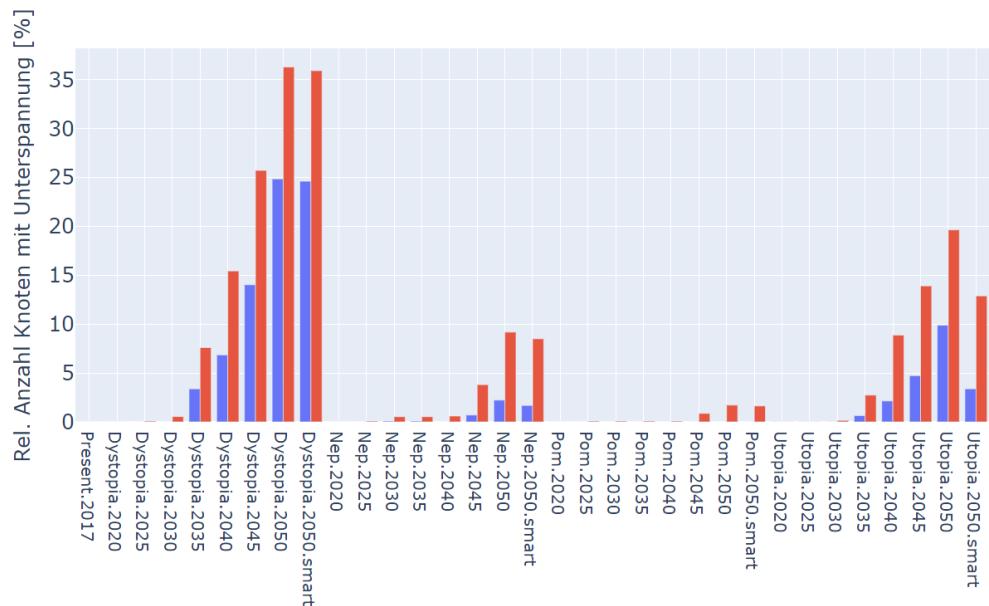


Abbildung 26: Vergleich der Knoten (5879 Knoten insgesamt) mit Unterspannungen in den Bottom-Up-Simulationen (blau) und statischen Simulationen (rot).

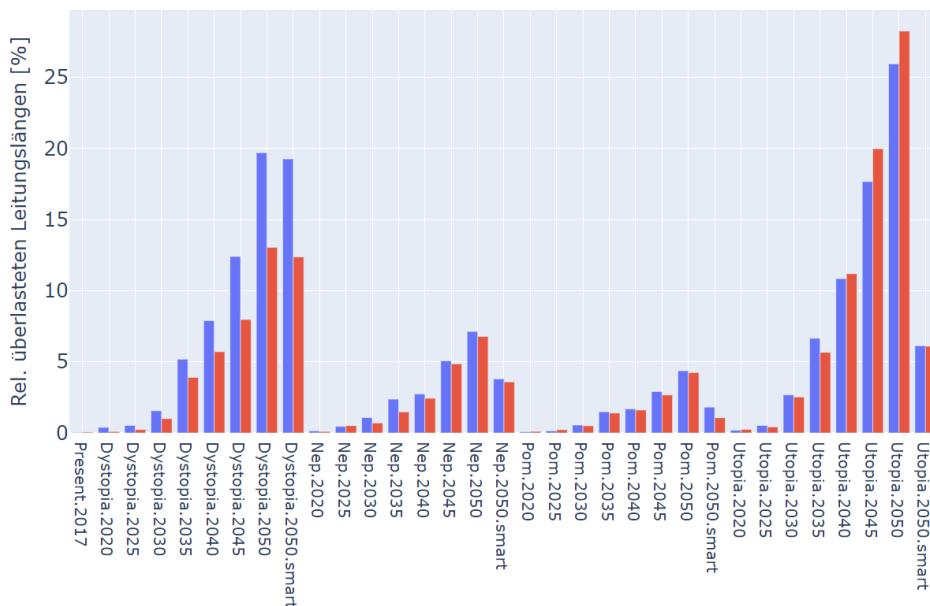


Abbildung 27: Vergleich der überlasteten Leitungslängen (insgesamt 265km Leitungslänge) in den Bottom-Up-Simulationen (blau) und statischen Simulationen (rot).

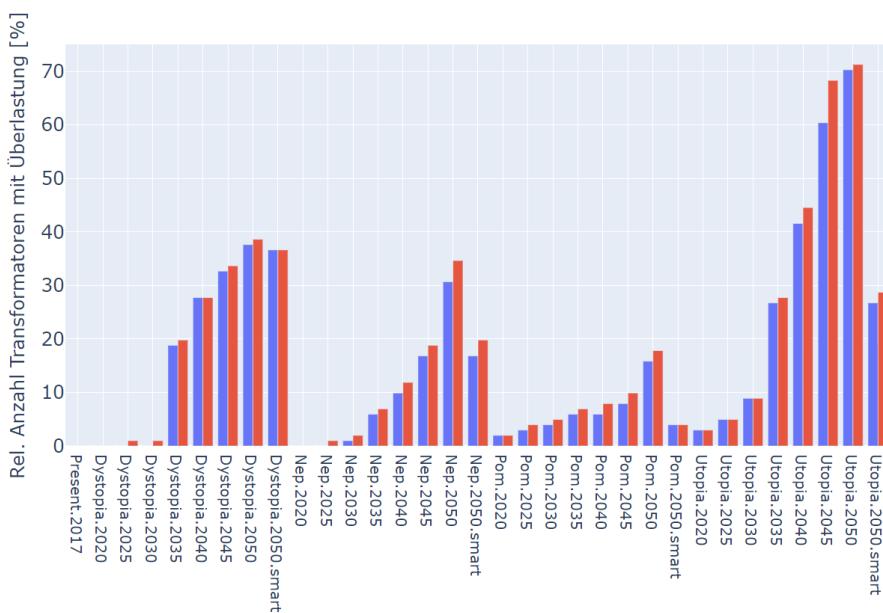


Abbildung 28: Vergleich der Anzahl der überlasteten Transformatoren (insgesamt 101 Transformatoren) in den Bottom-Up-Simulationen (blau) und statischen Simulationen (rot).

3.5 Vergleich mit Netzstudie-Localnet

3.5.1 Vergleich der Ergebnisse von SimZukunft mit den Ergebnissen der Netzstudie-Localnet

Im Rahmen einer Studie wurden 2015 in der «Netzstudie Burgdorf» durch Localnet und eines externen Dienstleisters Netzanalysen für die Überprüfung der sicheren Schutzauslösung (Einhaltung der Nullungsbedingungen) und die Bestimmung der Konsequenzen eines flächendeckenden Ausbaus von Photovoltaik-Anlagen erstellt.



Im Gegensatz zur Netzstudie von 2015 war die Analyse des Schutzsystems nicht Teil des Projekts SimZukunft. Daher werden für den Vergleich der Netzstudie-Localnet nur die Ergebnisse der Betrachtungen für die Photovoltaik (PV) verwendet. Die Ergebnisse der damaligen Studie decken allerdings keine Szenarien für zukünftige Lastentwicklungen ab.

Aufgrund des Simulationsansatzes in der Netzstudie-Localnet mit einer alleinigen Betrachtung von Photovoltaik und der damit einhergehenden mangelnden Vergleichbarkeit ist eine Gegenüberstellung der Ergebnisse der PV-Analysen der damaligen Studie mit den Ergebnissen der Utopia-Szenarien (Maximierung der Einspeisung von dezentral erzeugter Energie) aus SimZukunft naheliegend. Es ist jedoch zu beachten, dass die installierten PV-Leistungen in den Utopia-Szenarien einiges grösser ausfallen im Vergleich zum Ansatz der Netzstudie-Localnet (siehe Tabelle 3).

3.5.2 Methodik

Sowohl in diesem Projekt als auch in der Netzstudie-Localnet stellte der Import der GIS-Daten von Localnet ein wichtiges Arbeitspaket dar. Aufgrund bereits existierender Schnittstellen konnten die GIS-Daten damals eigenständig in rechenfähige Netzmodelle konvertiert werden. Adaptricity kooperierte für den Netzimport mit der Firma Geocom, dem GIS-Anbieter von Localnet.

Sowohl für die Netzstudie Localnet als auch in diesem Projekt mussten Korrekturen an den GIS-Daten vorgenommen werden, um konsistente Netzmodelle zu erhalten. Konsistente Netzmodelle weisen realistische technische Eigenschaften und vollständige Verbindungen der Netzwerkelemente auf. Es ist davon auszugehen, dass in der Netzstudie Localnet das Nieder- und Mittelspannungsnetzgebiet von Localnet zusammenhängend berechnet wurde. Dabei fällt der offensichtliche Korrekturaufwand bezüglich GIS-Daten kleiner aus, weil eine inkorrekte Verschaltung von Transformatorkreisen auf der Niederspannungsebene nicht direkt auffällt. Während eine Betrachtung der einzelnen Transformatorkreise mehr Aufwand in der Netzmodellerstellung und der Analyse generiert, ist davon auszugehen, dass die Detailarbeiten mit genaueren Simulationsresultaten belohnt werden.

In der Netzstudie-Localnet wurden für den PV-Ausbau Daten von Greenpeace verwendet, um die PV-Dachflächenpotentiale zu ermitteln. Als maximales Dachflächenpotential wird in der Netzstudie-Localnet von einer installierten Leistung von 40 MW ausgegangen. In homogenen Schritten von zehn Prozent wurde das PV-Dachflächenpotential gesteigert und für einen nicht genauer spezifizierten Schwachlastfall simuliert. Im Gegensatz dazu wurden die in den Szenarien des Jahres 2050 verbauten Photovoltaik-Nennleistungen im Projekt SimZukunft in drei der vier Metaszenarien höher angesetzt (siehe Tabelle 3). Insbesondere das Utopia-Szenario weist eine deutliche höhere Nennleistung im Bereich von über 160 MW auf. Die Schätzung von PV-Potentialen basiert auf einigen Annahmen bezüglich möglichen Flächen (Pufferflächen, Neigung, Ausrichtung etc.). Diese Annahmen, welche in Abbildung 103 illustriert sind, haben einen grossen Einfluss auf das finale PV-Potential. 40 MW als Annahme für die maximale PV-Leistung ist im Kontext von jährlich fallenden Kosten, verbesserter Effizienz und weiteren Innovationen eine eher konservative Annahme. Die angenommene Nennleistung von 160 MW im Szenario Utopia.2050 stellt dafür ein Extremzenario bezüglich des Einsatzes von PV-Anlagen dar.

Im Unterschied zu den zeitreihenbasierten Lastflussberechnungen im Projekt SimZukunft wurde für die Netzstudie-Localnet mit statischen Simulationen gearbeitet (Snapshots).

Wie in den Simulationen im Projekt SimZukunft arbeitete man für die Netzstudie-Localnet mit der Annahme von nicht stattfindender Blindleistungsregelung der Photovoltaik-Anlagen (d.h. $\cos(\varphi) = 1$).

Die durch die PV-Anlagen stattfindenden Spannungsanhebungen wurden nach den DACHCZ-Regeln evaluiert, die strenger ausfallen als die von Adaptricity verwendete Norm DIN EN 50160.



Tabelle 3: Abgeschätzte Nennleistungen der verbauten PV-Anlagen in SimZukunft Szenarien für das Jahr 2050. Die Abschätzung erfolgte aufgrund der Entwicklung der Jahresenergieproduktion.

Szenario	PV-Jahresproduktion [GWh]	Nennleistung [MW]	Annahme Kapazitätsfaktor
Dystopia.2050	25	26	0.11
Nep.2050	50	52	0.11
Pom.2050	50	52	0.11
Utopia.2050	160	166	0.11

3.5.3 Spannungsprobleme

In der Netzstudie-Localnet werden die Spannungsverletzungen (nur Überspannungen) nur für die Hausanschlüsse beschrieben, da Spannungsverletzungen zuerst an den Hausanschlüssen auftreten.

Abbildung 29 zeigt die Ergebnisse der Netzstudie-Localnet für die Überspannungsverletzungen an Hausanschlussknoten. Abbildung 30 visualisiert die Ergebnisse der Überspannungsanalyse in allen SimZukunft-Szenarien.

In den Analysen der Netzstudie-Localnet und in den Utopia-Szenarien in SimZukunft zeigt sich die Verschärfung der Überspannungsproblematik mit ansteigendem PV-Ausbau (steigende Ausnutzung des PV-Dachflächenpotentials in der Netzstudie-Localnet und steigende Jahre in den Utopia-Szenarien).

In Utopia.2050 sind ca. 60% aller Knoten im Gesamtnetzgebiet von Überspannungen gemäss DIN EN 50160 betroffen. Mit SmartGrid-Massnahmen lässt sich in Utopia.2050.smart der Anteil der Knoten mit Überspannungen mehr als halbieren.

Die Analyse in der Netzstudie-Localnet ergibt eine Überspannungsproblematik gemäss DACHCZ-Kriterien an ca. 65% der Hausanschlussknoten bei einer Ausnutzung des PV-Dachflächenpotentials von 100%. Eine Aussage über die Spannungen an den restlichen Netzknoten ist in den damaligen Ergebnissen nicht vorhanden. Spannungsverletzungen gemäss DACHCZ-Regeln resultieren nicht zwingend in einer Spannungsverletzung bei einer Bewertung nach DIN EN 50160 (die Auswertung nach DIN EN 50160 ist jedoch mit Snapshots nicht möglich).

Es ist festzuhalten, dass aufgrund verschiedener Metriken (DACHCZ-Kriterien - DIN EN 50160 und Hausanschlussknoten / Knoten im gesamten Netz) nur ein grober qualitativer Vergleich der Spannungsverletzungen möglich ist. Der Vergleich der Leitungs- und Transformatorkbelastungen ist aussagekräftiger, weil dabei dieselben Metriken für Grenzwertverletzungen verwendet wurden.

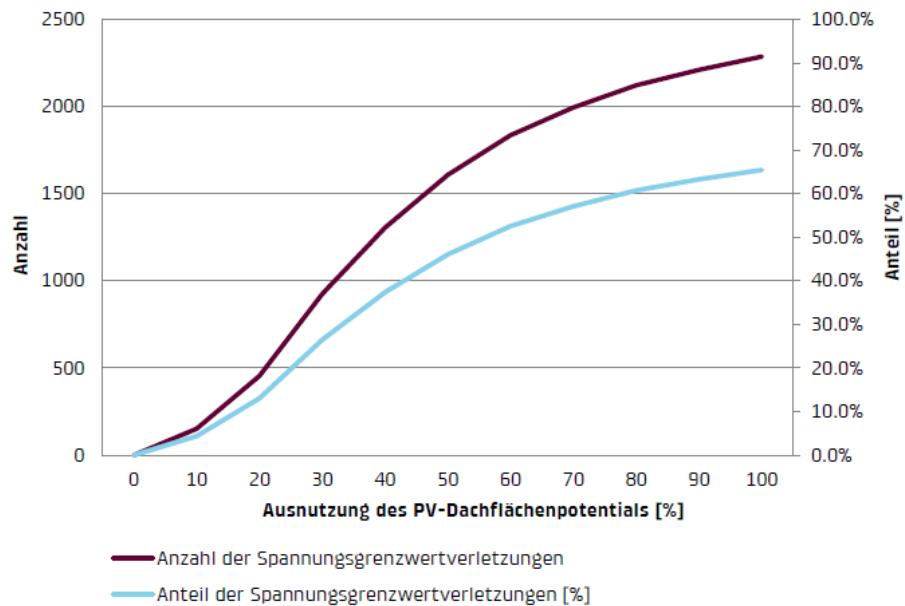


Abbildung 29: Spannungsgrenzwertverletzungen an den Hausanschlüssen abhängig von Ausnutzung PV-Dachflächenpotentials in der –Netzstudie-Localnet

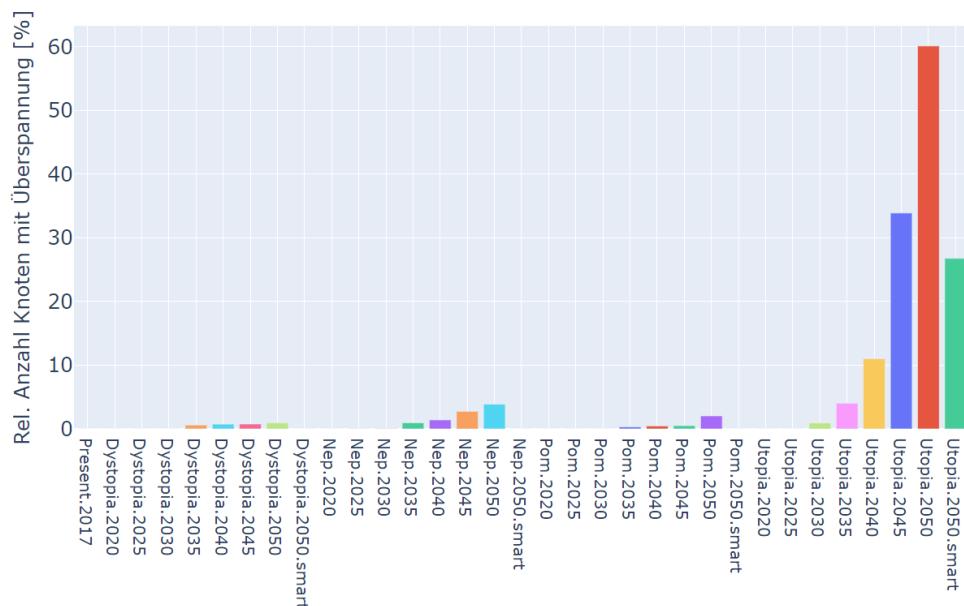


Abbildung 30: Anteil der Knoten [%] mit Überspannung (d.h. an einem Knoten tritt in der Simulation mindestens ein Zeitschritt mit Überspannung auf) pro SimZukunft-Szenario (5879 Knoten insgesamt)



3.5.4 Überlastete Leitungen

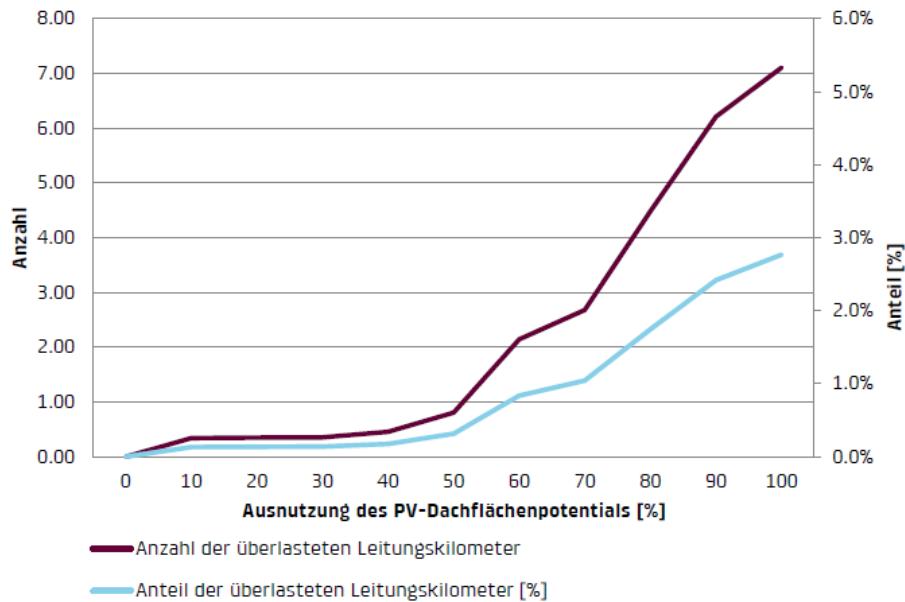


Abbildung 31: Überlastete Leitungen abhängig von Ausnutzung PV-Dachflächenpotentials in der —Netzstudie-Localnet

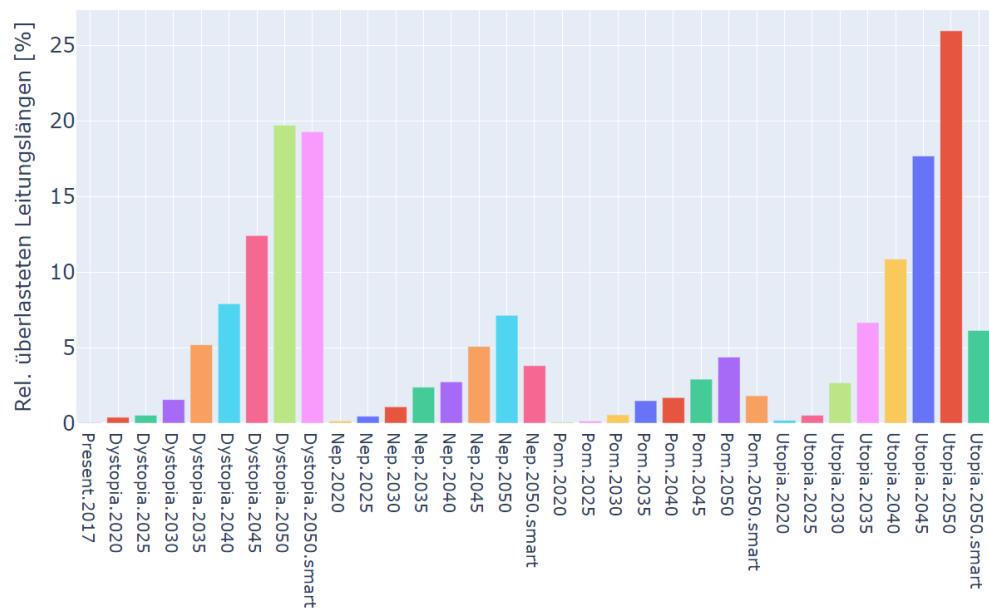


Abbildung 32: Anteil der überlasteten Leitungslängen (d.h. mindestens ein Zeitschritt in der Simulation mit Überlastung) pro SimZukunft-Szenario [%] (265km Leitungslänge)

Abbildung 31 bildet die Resultate der Netzstudie-Localnet für die überlasteten Leitungen in der PV-Analyse ab. Abbildung 32 zeigt den Anteil an überlasteten Leitungsmetern in den SimZukunft-Szenarien.

Bei einer Ausnutzung des PV-Dachflächenpotentials von 100% (d.h. 40 MW PV-Nennleistung) gelangt die Netzstudie-Localnet auf einen Anteil von ca. 2.7% für die überlasteten Leitungskilometer. In den Utopia-Szenarien in SimZukunft sind bereits mit Utopia.2035 (d.h. 65 MW PV-Nennleistung) mehr als 5% aller Leitungskilometer überlastet. In Utopia.2050 (d.h. 166 MW PV-Nennleistung) beträgt dieser



Wert mehr als 25%. In allen SimZukunft-Szenarien ist im Jahr 2050 der Anteil der überlasteten Leitungskilometer grösser als im Extremfall in der Netzstudie-Localnet (100% PV-Dachflächenpotential). Allerdings ist hervorzuheben, dass in den Dystopia-Szenarien die Leitungsüberlastungen durch Lasten hervorgerufen werden und dass die eingesetzte PV-Leistung in allen anderen drei Szenarien im Jahr 2050 wesentlich höher liegt, als es in der Netzstudie-Localnet für eine 100%-Ausnutzung des angenommenen Dachflächenpotentials der Fall ist.

Im Szenario Nep.2040 ist die verbaute PV-Nennleitung mit ca. 40 MW vergleichbar mit dem Szenario einer 100% Ausnutzung des PV-Potentials aus der Netzstudie-Localnet, wo auch mit 40 MW gerechnet wurde. Wie in Abbildung 31 und Abbildung 32 ersichtlich, zeigt sich für diesen Vergleich eine weitgehende Übereinstimmung der überlasteten Leitungskilometer. Während in der hier vorliegenden Studie ein Wert von ca. 2.5 % überlasteten Leitungen errechnet wurde, betrug dieser Wert in der Netzstudie-Localnet ca. 2.7 %.

Neben Modellierungsunterschieden können Abweichungen entstehen durch die Wahl des betrieblich noch zulässigen Stromgrenzwertes der Leitungen. Für einen tiefergehenden Vergleich müssten diese Parameter in den beiden Studien zusätzlich miteinander verglichen werden. Außerdem kommen leichte Abweichungen dadurch zu Stande, dass die Studien (Netzstudie-Localnet: 2015, SimZukunft: 2019) in unterschiedlichen Jahren erstellt wurden. Die Netzmodelle können aufgrund der vermutlich nicht identischen Datenqualität und Änderungen im Netzgebiet von Localnet nicht identisch sein. Die Gesamtanzahl an Leitungskilometern wird in der Netzstudie-Localnet daher höchstwahrscheinlich nicht mit der Zahl im SimZukunft-Projekt übereinstimmen.

3.5.5 Überlastete Transformatoren

Abbildung 33 stellt die Ergebnisse der Netzstudie-Localnet für die überlasteten Transformatoren in der PV-Analyse dar. Abbildung 34 visualisiert den Anteil an überlasteten Transformatoren für alle SimZukunft-Szenarien.

Mit zunehmendem PV-Zubau wächst in den Localnet-Ergebnissen der Anteil an überlasteten Transformatoren aufgrund von Rückspeisungen in höhere Netzebenen. Bei einer Ausnutzung des PV-Dachflächenpotentials von 100% sind ca. 20% aller Transformatoren in der Netzstudie-Localnet überlastet. Im Szenario Utopia.2050 (166 MW PV-Nennleistung) in SimZukunft weisen ca. 70% der Transformatoren Überlastungen auf. Mit Ausnahme des Szenarios Pom.2050 mit 52 MW PV-Nennleistung (ca. 16% der Transformatoren sind überlastet) ist im Jahr 2050 in allen SimZukunft-Szenarien der Anteil an überlasteten Transformatoren grösser als im Extremfall in der Netzstudie-Localnet (40MW PV-Nennleistung). Während viele Überlastungen bei Dystopia.2050 durch hohe Lasten hervorgerufen werden und die PV-Nennleistung bei Utopia.2050 mit ca. 160 MW und bei Nep.2050 und pom.2050 mit ca. 52 MW deutlich höher liegen wie im Extremfall in der Netzstudie-Localnet, bieten das Szenario Nep.2040 eine interessante Vergleichsmöglichkeit. Der Anteil an überlasteten Transformatoren in Nep.2040 liegt mit ca. 10% deutlich tiefer als bei der Netzstudie-Localnet (ca. 20%), obwohl die PV-Nennleistungen praktisch übereinstimmen. Hier zeigt sich der Einfluss von Gleichzeitigkeitseffekten zwischen bestehenden Lasten und Erzeugern, welcher in den zeitreihenbasierten Simulationen realistischer zur Geltung kommt wie mit statischen Simulationen: der jederzeit vorhandene Grundverbrauch reduziert die Rückspeiseleistung des durch die PV-Anlagen generierten Stroms.

Bei den Transformatoren ist von grösstenteils übereinstimmenden Kriterien für die Feststellung einer Überlastung auszugehen, da hierfür die jeweiligen Nennleistungen zum Einsatz kommen. Allerdings treten in den SimZukunft-Szenarien Überlastungen von Transformatoren nicht nur aufgrund von Erzeugung, sondern auch wegen Lasten auf.

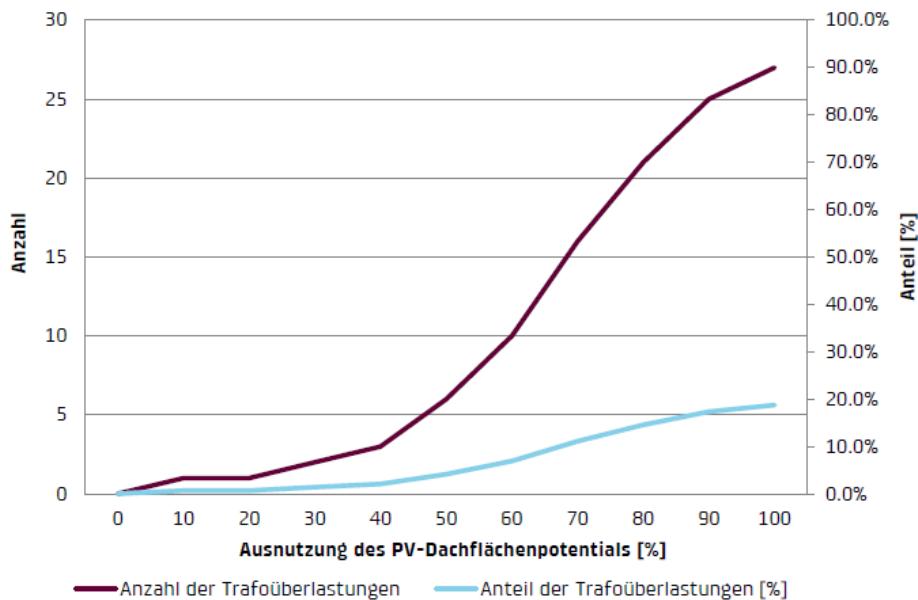


Abbildung 33: Überlastete Transformatoren in der Netzstudie-Localnet

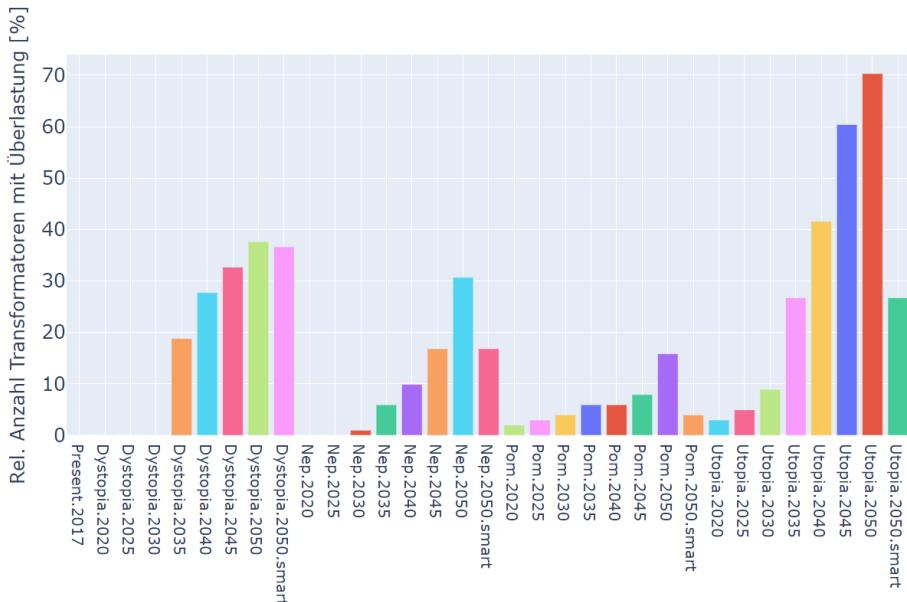


Abbildung 34: Anteil der überlasteten Transformatoren (d.h. mindestens ein Zeitschritt in der Simulation mit Überlastung) pro SimZukunft-Szenario [%] (101 Transformatoren)

3.5.6 Zusammenfassung

Wegen der alleinigen Betrachtung von PV-Zubau sind die Szenarien der Netzstudie-Localnet nicht direkt mit den Szenarien aus SimZukunft vergleichbar.

Während ein Vergleich der Überspannungssituationen durch die Unterschiede in den Kriterien für Spannungsverletzungen wenig aussagekräftig ist, sind Vergleiche der Leitungs- und Transformatorbelastungen in den beiden Studien angebracht. Auch hier gibt es mögliche Differenzen in der Wahl der Grenzwerte, jedoch sind diese nicht so gravierend wie bei den Spannungen, so dass ein qualitativer Vergleich sinnvoll ist. Beim Vergleich der Resultate ist zu



beachten, dass in den SimZukunft-Szenarien die Lastzeitreihen ein integraler Bestandteil sind. Dies kann zu zusätzlichen Grenzwertverletzungen durch zu hohe Lasten führen, wie es beim Szenario Dystopia beobachtet wird. Es kann aber auch zu einer Verringerung der Probleme durch hohe dezentrale Einspeisung kommen, weil ein Teil der eingespeisten Energie gleich von den Lasten aufgenommen wird.

Es ist naheliegend, dass im Szenario Utopia.2050 ein Grossteil des Netzes während Zeiten starker Sonneneinstrahlung Grenzwertverletzungen aufweist, da in diesem Szenario die sehr hohe Summe von mehr als 160 MW PV-Nennleistung simuliert wurde. Sehr interessant ist jedoch der Vergleich bezüglich Leitungs- und Transformatorüberlastungen der Szenarien Nep.2040 und Pom.2040 mit dem 100% Ausbauszenario der Netzstudie-Localnet.

Alle Szenarien weisen mit ca. 40 MW eine vergleichbare PV-Nennleistung auf. Im Nep.2040-Szenario treten vergleichbar häufig Leitungsüberlastungen, jedoch deutlich weniger Transformatorüberlastungen auf im Vergleich zur 100% Dachflächenutzung der Netzstudie-Localnet. Die Abweichung bei den Transformatoren, wo die pro Transformatorkreis aggregierten Lasten und Erzeuger entscheidend sind, ist höchstwahrscheinlich auf realistischere Situationen mit gleichzeitig zur Erzeugung auftretenden Lasten zurückzuführen. Da die Grenzwertverletzungen ähnlich hoch ausfallen, kann man grundsätzlich von einer guten Übereinstimmung der Resultate der beiden Studien sprechen. Auch bezüglich des Anstiegs mit verschiedenen PV-Durchdringungsstufen passen die Ergebnisse gut zueinander.

Am Beispiel der Nep- und Pom-Szenariofamilien ist ausserdem zu sehen, dass mit den zeitreihenbasierten Simulationen voneinander abweichende Resultate auftreten, obwohl viele Schlüsselparameter, wie eben die verbaute PV-Nennleistung, gleich sind. Das ist ein gutes Beispiel für die zusätzlichen Dynamiken, die bei der Zeitreihensimulation auftreten können.

Der Einsatz von Zeitreihen erlaubt die Simulation von SmartGrid-Massnahmen, welche typischerweise direkt oder indirekt zu einer zeitlichen Verschiebung der Residuallast oder -einspeisung führen und damit mit statischen Simulationen schlecht bis gar nicht analysiert werden können. Mit diesen SmartGrid-Massnahmen können die Probleme bezüglich Leitungsüberlastungen auch bei einem Photovoltaik-Ausbau von ca. 50 MW so stark reduziert werden, dass mittels Netzverstärkungen im Rahmen der normalen Ersatzbauten infolge Komponentenalterung in der Regel die Probleme vermieden werden können (Szenario Pom.2050.smart). Nur bezogen auf Leitungsbelastungen könnte mit geeigneten SmartGrid-Massnahmen sogar mit dem Einsatz des heutigen Verteilnetzes die erwartete Photovoltaik-Leistung im Jahr 2050 im Pom.2050-Szenario mit überschaubaren Problemen integriert werden. Die zeitreihenbasierte Abbildung der Szenarien ist eine Grundvoraussetzung für die Möglichkeit zur Simulation von gewissen SmartGrid-Massnahmen und damit einer der Hauptvorteile gegenüber statischen Simulationen. Ein zweiter grosser Vorteil ist eine genauere Einschätzung, ab wann eine Überlastung als kritisch einzustufen ist, da man auch die Auftretenshäufigkeit analysieren kann.

Ein Vorteil einer Aufteilung der Simulationen auf Transformatorkreise ist bei der in Kapitel 4 präsentierten Detailanalyse der Szenarien zu sehen: typischerweise gibt es Regionen oder eben hier Transformatorkreise, die viel anfälliger auf Grenzwertverletzungen sind. Diese Einzelfälle können bei einem Fokus auf gesamte Netze das übergeordnete Bild verzerrten. Es ist daher wichtig, dass man robuste übergeordnete Kennzahlen einsetzt oder die Auswertung aufgeteilt in Regionen durchführt.



3.6 Ergebnisse Laternenparker

3.6.1 Beschreibung und Einordnung Thematik

Ursprünglich war eine Analyse des Beleuchtungsnetzes angedacht. Leuchten sind ein Teil der öffentlichen Infrastruktur und wegen ihres Strombedarfs oft eng in die Verteilnetze integriert. Die öffentliche Beleuchtung macht heutzutage jedoch durch den vermehrten Einsatz von LED-Lampen einen immer kleineren Anteil am Stromverbrauch aus. Zudem sind die auftretenden Lasten durch die typischerweise vorkommende Separierung vom restlichen Stromnetz und der genauen Information über die Anzahl, Nennleistungen und Kontrollabläufe der Leuchten sehr genau planbar. Dies ermöglicht eine adäquate Beleuchtungsnetzplanung mit einfachen Mitteln. Eine Detailanalyse dieser Netze würde unter diesen Gesichtspunkten ein schlechtes Nutzen-Aufwandverhältnis aufweisen. Nötig würde eine Analyse werden, falls man Konzepte zur Versorgung weiterer Lasten durch das Beleuchtungsnetz wie hier angedacht das Aufladen von Elektrofahrzeugen über das Beleuchtungsnetz (Laternenparker) verfolgen würde. Da das Beleuchtungsnetz naturgemäß nicht so stark wie das restliche Niederspannungsnetz ist, hätte man mit niedrigeren Leistungswerten unter der Annahme eines langsamen Ladevorgangs Netzanalysen erstellt.

Vorweg ist jedoch festzuhalten, dass die Entwicklungen im Elektromobilitätssektor in die entgegengesetzte Richtung gehen bezüglich Ladeleistung. Sowohl bei den öffentlichen Ladestationen als auch bei den Heimladestationen besteht die Tendenz zur Erhöhung der Ladeleistungen. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die mittleren Batteriekapazitäten der E-Automodelle in der Tendenz zunehmen.

3.6.2 Analyse GIS-Exporte Beleuchtungsnetz

Bei der Betrachtung der Netzexporte konnte zudem ein Export der Netzanschlüsse des Beleuchtungsnetzes nur für acht TS-Kreise festgestellt werden. Bis zum Projektende konnte aufgrund fehlender Daten nicht geklärt werden, wie sich das Beleuchtungsnetz in den anderen, nicht genannten TS-Kreisen verhält. Es ist davon auszugehen, dass weitere GIS-Pflege und Anpassungen an die Netzmodellexportroutine nötig gewesen wären. Aus all den genannten Gründen wurde daher auf eine detaillierte Analyse des Konzepts von Ladestationen am Beleuchtungsnetz verzichtet.

Jedoch wurde im Rahmen des Netzimports eine vereinfachte Analyse des Beleuchtungsnetzes vollzogen. Es fand für die Validierung der Netzimporte eine statische Lastflussberechnung mit Testdaten statt. Experimentell geschah die Suche an allen Netzanschlüssen für die Wirk- und Blindleistung nach Lastwerten, mit denen jedes Netzgebiet in einer vereinfachten statischen Simulation konvergiert. Initial wurden jeweils hohe Werte für die Wirk- und Blindleistung gewählt, die manuell reduziert wurden, bis eine Konvergenz für alle Netzgebiete vorlag. Die Analyse deckte aber auf, dass die Mehrheit der Beleuchtungsnetzmodelle in einem unplausiblen Zustand vorliegen. Die ermittelten, unrealistisch tiefen Leistungswerte an Beleuchtungsknoten zeigten, dass das vorliegende Beleuchtungsnetzmodell einer weiteren Datenpflege bedürfte, um damit belastbare Lastflusssimulationen durchzuführen.

Als Ursachen sind sowohl die GIS-Daten und die erfassten Kabeltypen im Beleuchtungsnetz (z.T. Querschnitte von $1.5mm^2$) aufzuführen. Darüber hinaus müsste die korrekte Zuordnung von tatsächlichen Leuchten an Netzknoten spezifiziert werden, um eine genauere Analyse durchführen zu können. Gegebenenfalls müsste eine Revision der Spezifikation der Schnittstelle für Netzexporte der Firma Geocom für den Export des Beleuchtungsnetzes erfolgen, um alle möglichen Ursachen betrachtet zu haben.



3.6.3 Schlussfolgerungen Konzept Laternenparker

Eine genaue Analyse der Nutzung des Beleuchtungsnetzes zum Laden von Elektroautos mittels Lastflusssimulationen ist aufgrund von fehlenden Daten nicht möglich. Ein alternativer Ansatz ist der Vergleich der durch öffentliche Leuchten verbrauchten Energie mit potenziellen Energieverbräuchen von E-Autos. Dieses Vorgehen ist eher Top-Down, liefert aber für diese Anwendung schon einen guten Überblick. Da die Beleuchtungslast in der Nacht anfällt, sollte am Tag nochmals etwa dieselbe Kapazität zur Versorgung von anderen Lasten vorhanden sein. Aktuell ist der Verbrauch durch Leuchten ca. 0.9 GWh pro Jahr. Mit Jahresenergieverbräuchen von 1.5 bis 3 MWh pro Jahr und E-Auto könnte man daher theoretisch ca. 300-600 Elektroautos über das Beleuchtungsnetz mit Energie versorgen. Dies ist jedoch ein theoretischer Wert, der in der Praxis sehr schwer erreicht werden könnte. Dafür müssten die Elektroautos geographisch sehr gut verteilt und zeitlich ideal abgestimmt möglichst den ganzen Tag geladen werden. Elektroautos zeichnen sich jedoch durch ihre hohen Ladeleistungen aus, welche benötigt werden, um zu ermöglichen, dass die Autos durch begrenzte Ladezeiten flexibel verwendet werden können. Unter Einbezug dieser Einschränkungen würde sich die theoretische Anzahl Ladepunkte für Elektroautos wohl auf ca. 100 reduzieren. An diesen Ladepunkten könnte nur mit extrem eingeschränkten Leistungen geladen werden und dies nur zu vordefinierten Zeiten (während des Tages, wenn das Beleuchtungsnetz nicht gebraucht wird). Zum Beispiel sind bei einem Querschnitt von $1.5mm^2$ Leistungen von ca. 3 kVA möglich. Dieser Wert ist tiefer als die typische Ladeleistung von 3.7 kVA von Elektrofahrzeugen an einer Haushaltsteckdose. Der beschränkende Faktor sind in diesem Fall die maximal möglichen Leistungswerte des Beleuchtungsnetzes.

Da die Öffnung des Beleuchtungsnetzes für den Anschluss von Elektroautoladestationen außerdem mit Aufwand und gewissen Risiken verbunden ist, bewerten wir das Konzept der Nutzung des Beleuchtungsnetzes zur Ladung von Elektrofahrzeugen abgesehen von Spezialsituationen nicht als zukunftsträchtig.



4 Szenarienanalyse

Während im letzten Kapitel auf den Vergleich der Szenarien eingegangen wurde, werden in diesem Kapitel die Ergebnisse der einzelnen Szenarien diskutiert.

4.1 Szenario «Politische Massnahmen» (POM)

4.1.1 Entwicklung Lastprofile

Abbildung 35 zeigt das Lastprofil für eine Woche im Jahr 2050 im Winter, während Abbildung 36 das Lastprofil für 1 Woche im Sommer zeigt. Man sieht, dass die Last im Vergleich zu 2017 deutlich zurückgeht. Dies ist primär bedingt durch die sehr optimistischen Annahmen in POM zur Gebäudesanierung. Auch sieht man, dass selbst der moderate PV-Ausbau in diesem Szenario selbst im Winter regelmässig zu Rückspeisungen ins übergeordnete Netz führt. Mit den Annahmen aus POM zur Klimatisierung und dem beschriebenen Modell für den Stromverbrauch zur Klimatisierung zeigt sich zudem, dass die höchsten Lastspitzen in Zukunft nicht mehr im Winter, sondern im Sommer in den Abendstunden sein werden.

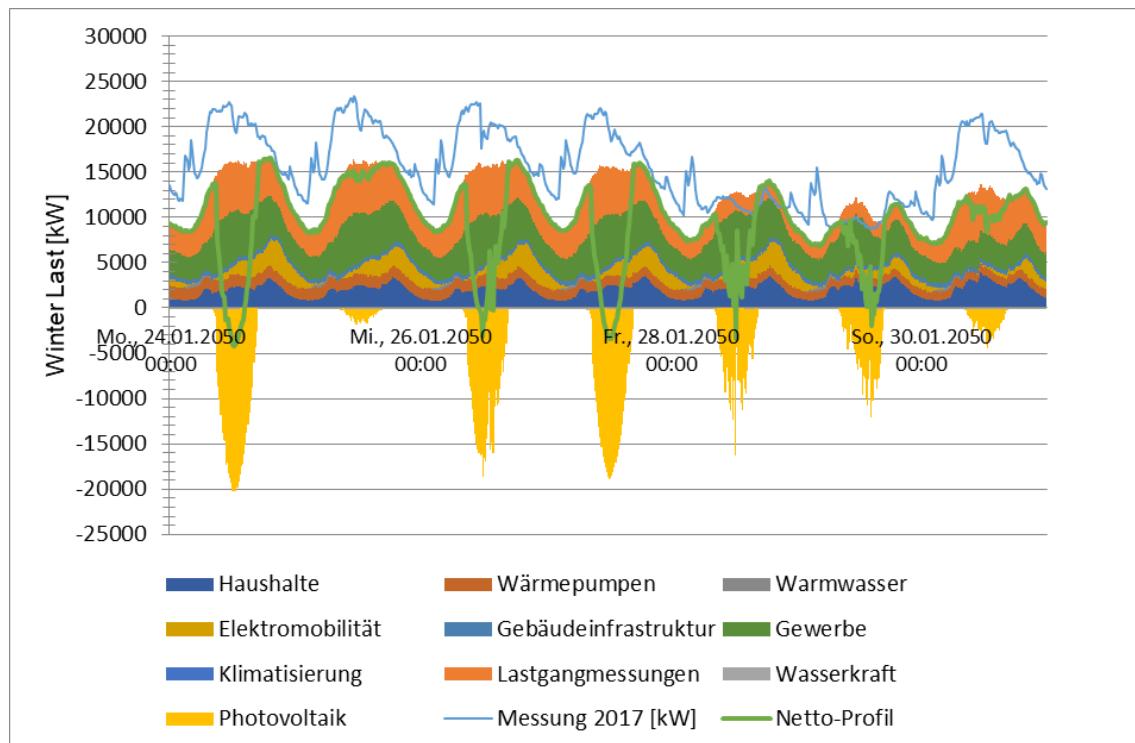


Abbildung 35: Lastprofil für das Szenario POM 2050 für eine Woche im Winter

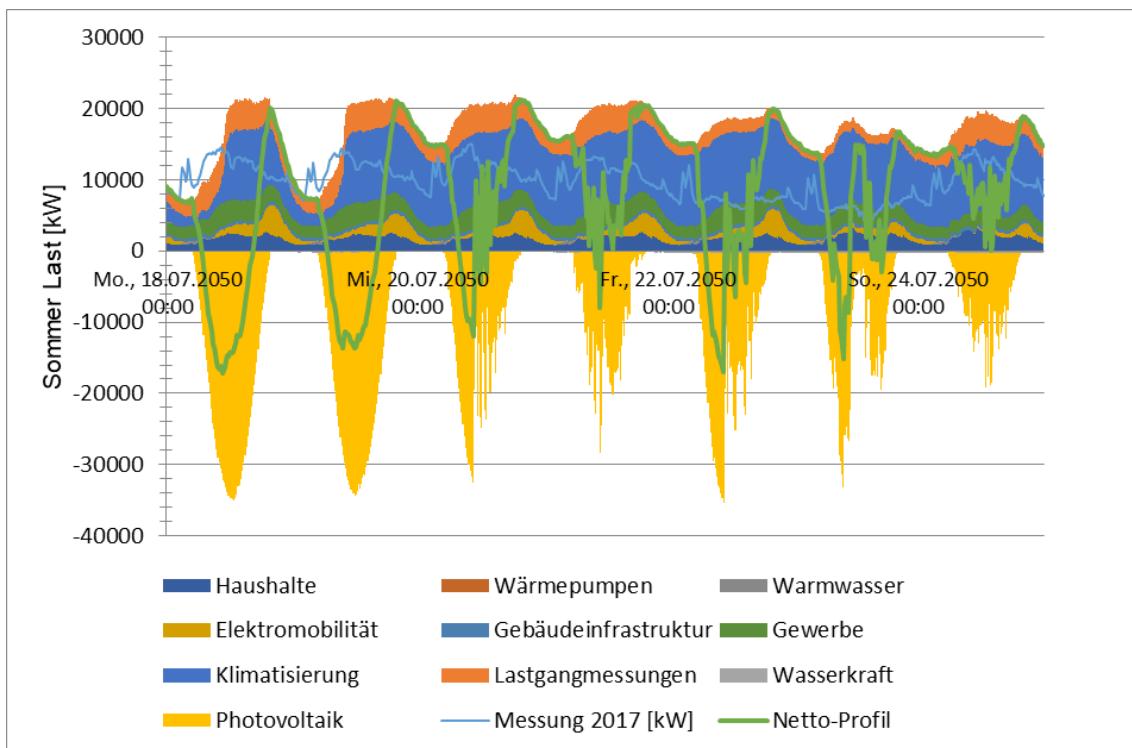


Abbildung 36: Lastprofil für POM für eine Woche im Sommer

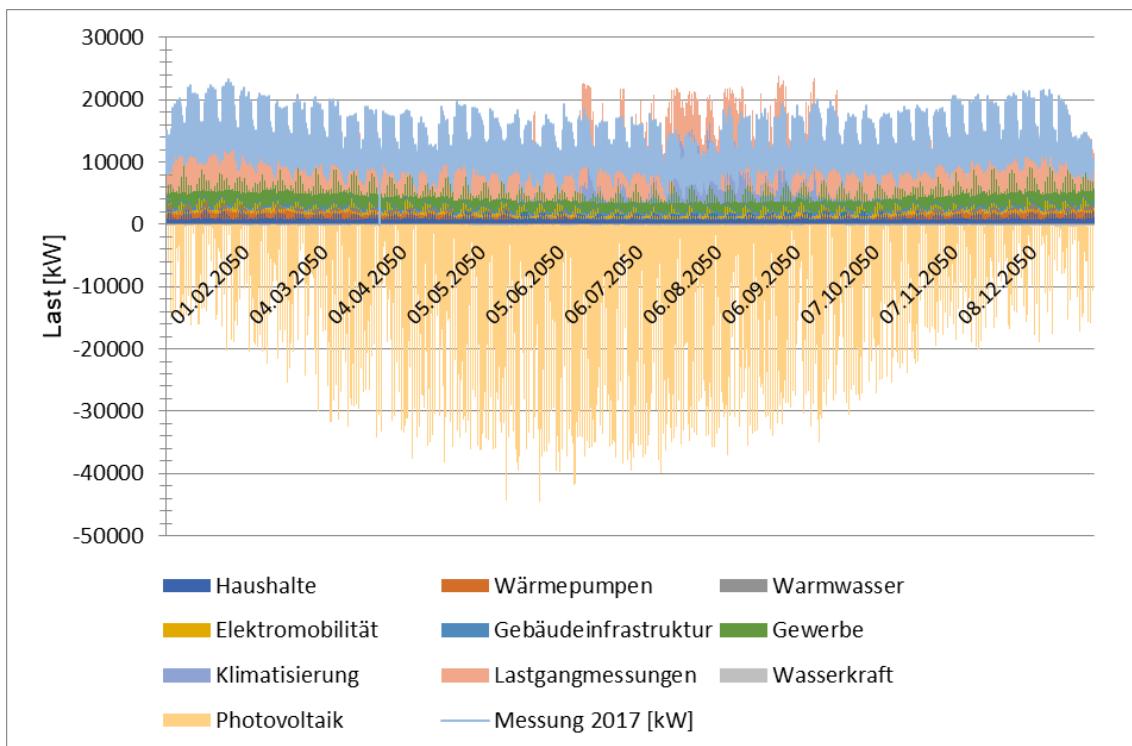


Abbildung 37: Lastprofil für das ganze Jahr für das Szenario POM 2050 mit der Messung von 2017 als Referenz



4.1.2 Energiebedarf und Energieträger

Abbildung 38 zeigt die Aufteilung des Energieverbrauchs nach Verbraucher. Man sieht, dass die Gesamtsumme trotz zunehmender Elektrifizierung für dieses Szenario leicht fallend ist, weil die erhöhten Verbräuche durch die Klimatisierung, Wärmepumpen und Elektromobilität die Reduktion des Bedarfs durch die Effizienzgewinne von 1%/Jahr nicht übersteigen.

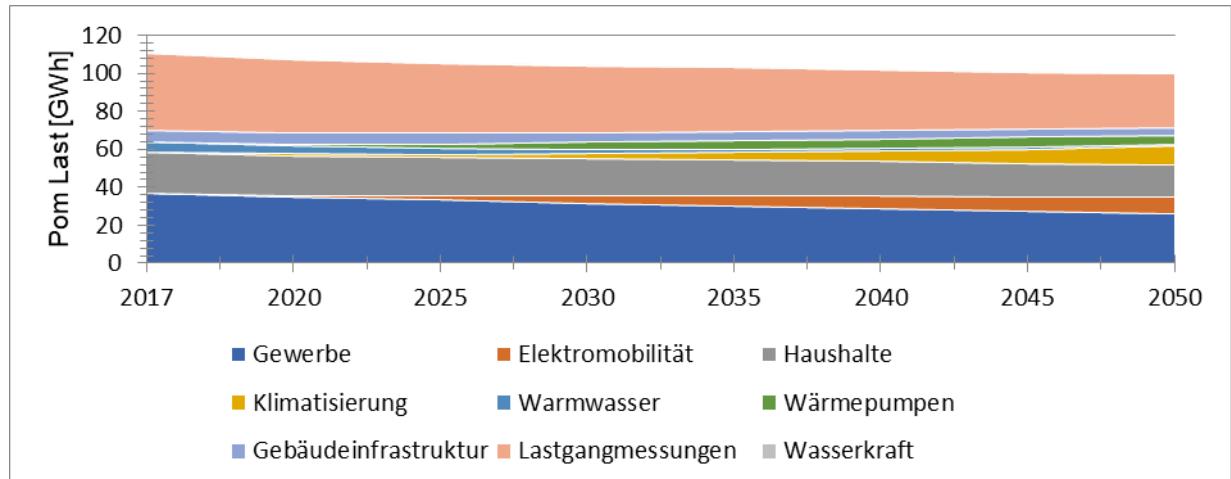


Abbildung 38: Aufteilung des Stromverbrauchs nach Verbraucher für das Szenario POM

Abbildung 39 zeigt den Energiebedarf verteilt auf die verschiedenen Energieträger (ohne Mobilitätsverbräuche). Hier ist sichtbar, dass der Gesamtverbrauch der Stadt deutlich zurückgeht. Laut Szenario verschwinden Ölheizungen nahezu vollständig und Gas fällt auf einen Bruchteil des bisherigen Wertes.

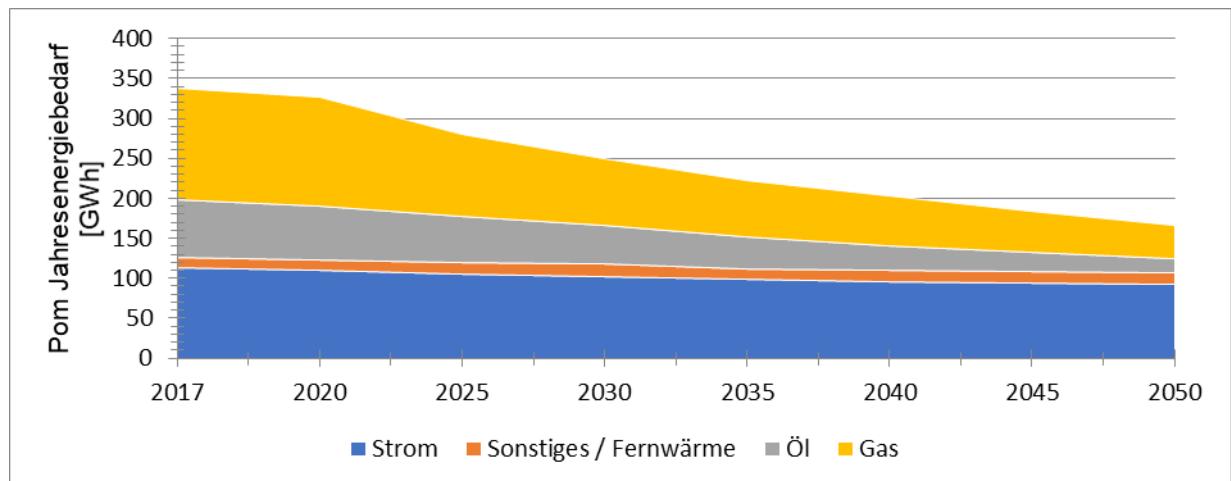


Abbildung 39: Jahresenergiebedarf (ohne Benzin) für das Szenario POM

4.1.3 Auswirkungen eines SmartGrid-Einsatzes auf das Szenario POM

Abbildung 40 zeigt das Lastprofil mit und ohne dezentrale Energiespeicher. Es zeigt sich, dass mit den dezentralen Energiespeichern die maximale Rückspeisung von 34.7 MW auf -0.2 MW und die maximale Last von 23.7 MW auf 19.8 MW reduziert werden kann, was für das Netz eine deutliche Entlastung darstellt.

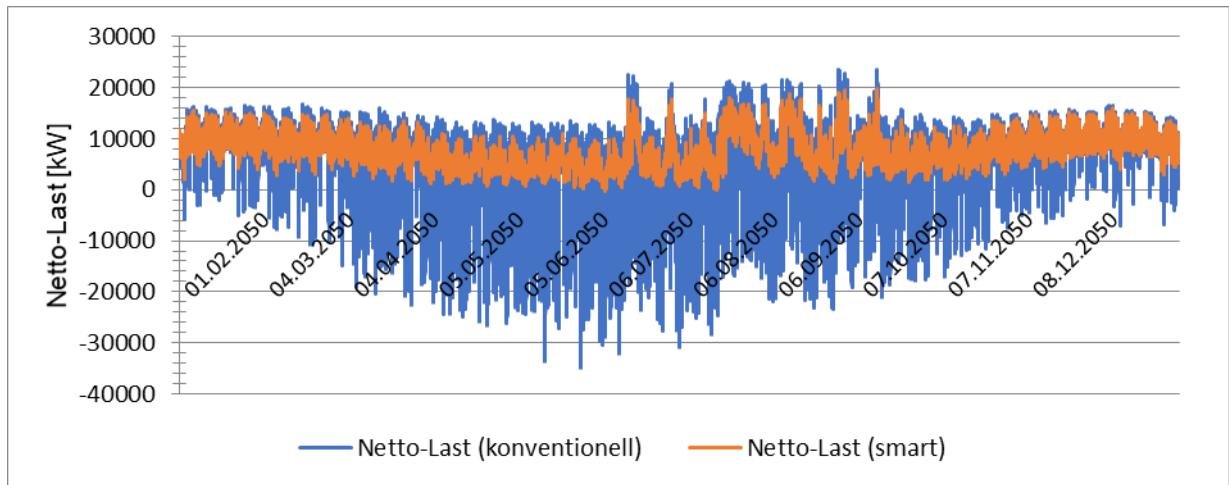


Abbildung 40: Auswirkungen des SmartGrid-Einsatzes auf das Netto-Lastprofil der Stadt im Szenario POM

4.1.4 Entwicklung Netz

Abbildung 41, Abbildung 42 und Abbildung 43 zeigen die Ergebnisse für Spannungen, Leitungsüberlastungen und Transformatorbelastungen pro Netzgebiet im Jahr 2050 für das Szenario POM ohne SmartGrid-Einsatz.

Auch hier zeigt sich ein diverses Bild im Hinblick auf die Spannungsverletzungen und Komponentenüberlastungen pro Netzgebiet. Unterspannungen stellen ein geringeres Problem als Überspannungen dar. Überlastungen von Leitungen treten auch ohne die Existenz von Spannungsproblemen auf. Nur ein tiefer Anteil von je unter 20% der Netzgebiete weist Probleme mit dem Spannungsbereich oder mit Transformatorüberlastungen auf, während der Anteil von Netzgebieten mit Leitungsüberlastungen bei mehr als 50% liegt. Dadurch, dass die Grenzwertverletzungen nicht in allen Gebieten auftreten und oft nicht ganze Gebiete betreffen, ist davon auszugehen, dass mit vorausschauend geplanten Wartungs- und Erneuerungsmassnahmen die möglichen Probleme sehr kosteneffizient praktisch vollständig mit klassischen Netzausbaumassnahmen, wie stärkeren sowie zusätzlichen Leitungen und Transformatoren, vermieden werden können. Es ist davon auszugehen, dass in gewissen Fällen eine Abregelungsstrategie oder ein Energiespeicher für eine Photovoltaikanlage kosteneffizienter ausfallen wird im Vergleich zu klassischen Netzausbaumassnahmen.

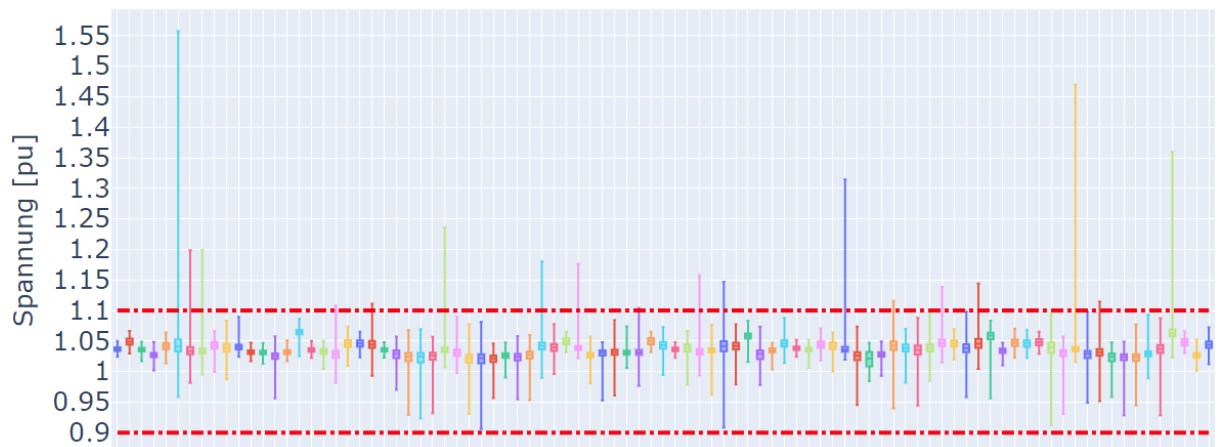


Abbildung 41: Spannung [pu] pro TS-Kreise (mit MV-Ebene) für Pom.2050 ohne SmartGrid-Einsatz.

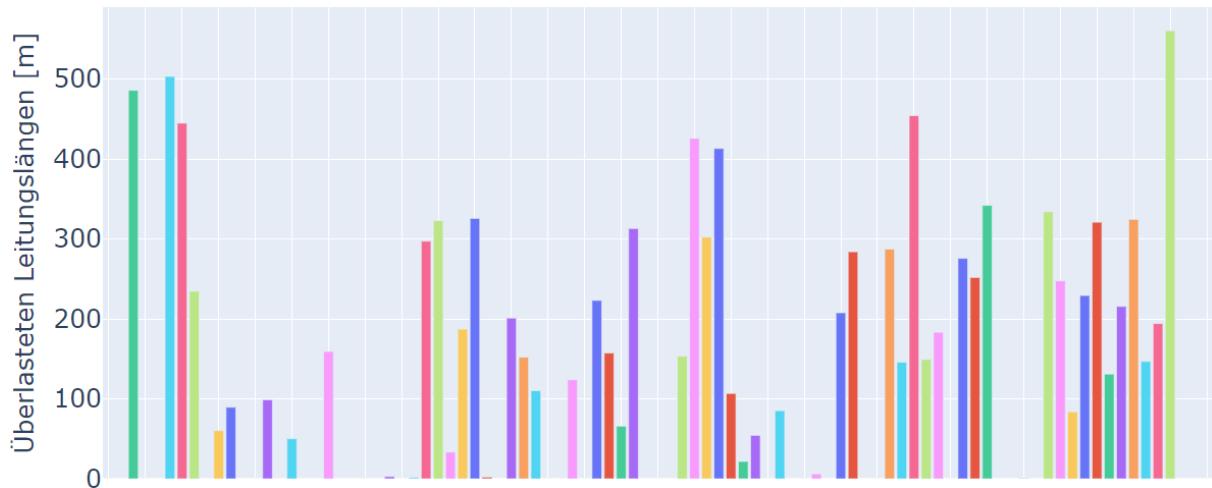


Abbildung 42: Überlastete Leistungsmeter (d.h. mindestens ein Zeitschritt in der Simulation mit Überlastung) pro TS-Kreis (mit MV-Ebene) für Pom.2050 ohne SmartGrid-Einsatz.

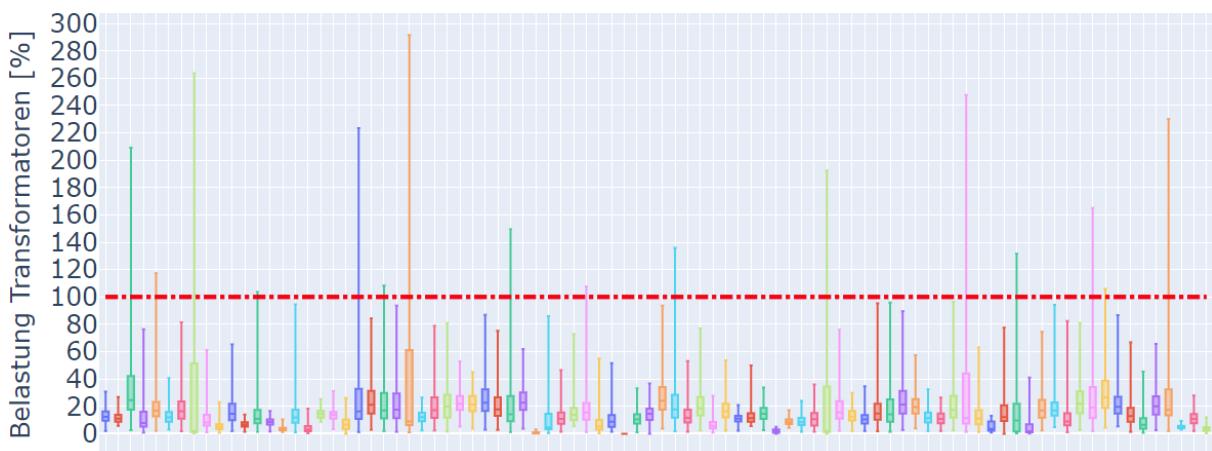


Abbildung 43: Belastung der Transformatoren [%] pro TS-Kreis (ohne MV-Ebene aufgrund nicht modellierter Transformatoren) für Pom.2050 ohne SmartGrid-Einsatz.

4.2 Szenario «Neue Energiepolitik» (NEP)

4.2.1 Lastprofile

Abbildung 44 und Abbildung 45 zeigt das Lastprofil für den das Szenario NEP-2050. Dieses ist sehr ähnlich zum Szenario POM. Man sieht auch hier, dass es sowohl im Sommer als auch im Winter immer wieder zu Rückspeisungen ins vorgelagerte Netz kommt. Auch sieht man in Abbildung 46, dass sich mit den Parametern aus der offiziellen Studie und dem gewählten Modell für die Klimatisierung die Lastspitze deutlich vom Winter in den Sommer in die Abendstunden verschiebt.

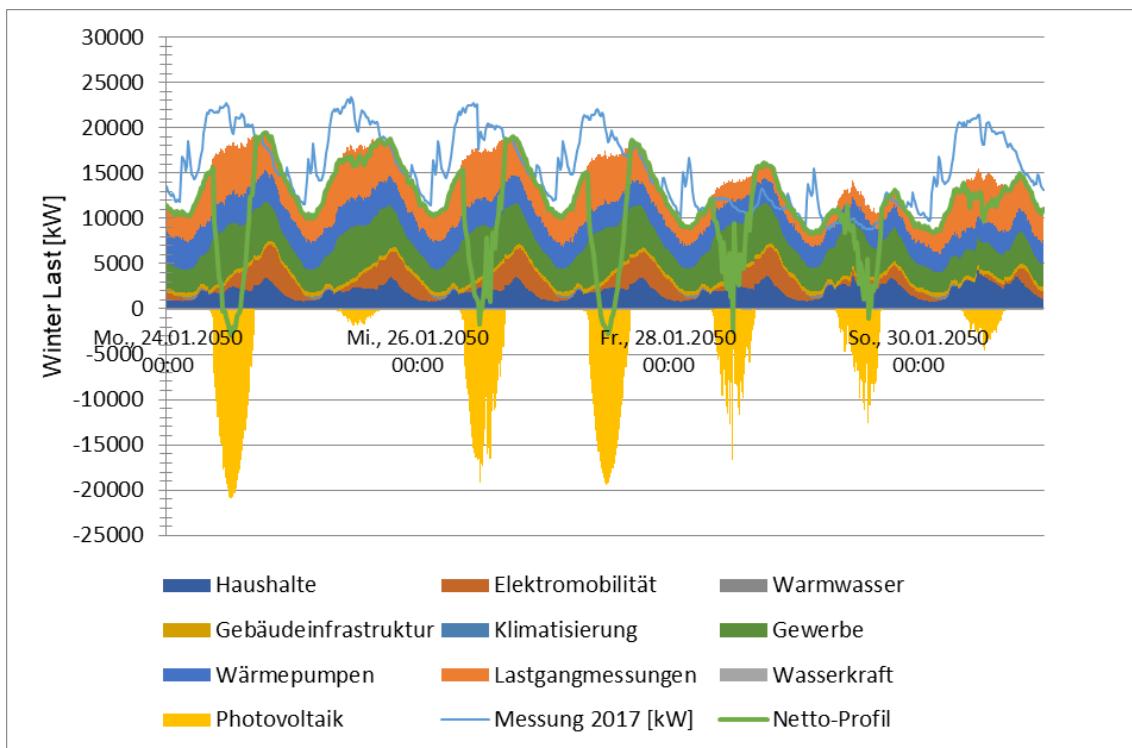


Abbildung 44: Lastprofil für eine Woche im Winter im Szenario NEP-2050

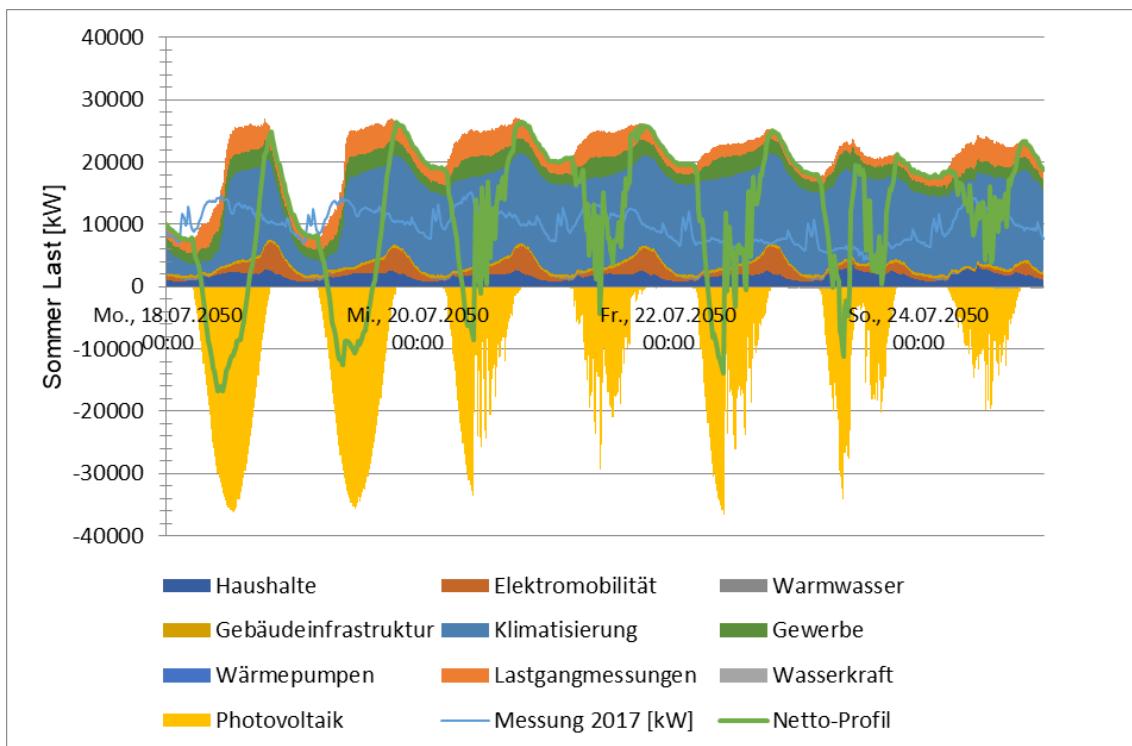


Abbildung 45: Lastprofil für eine Woche im Sommer im Szenario NEP-2050

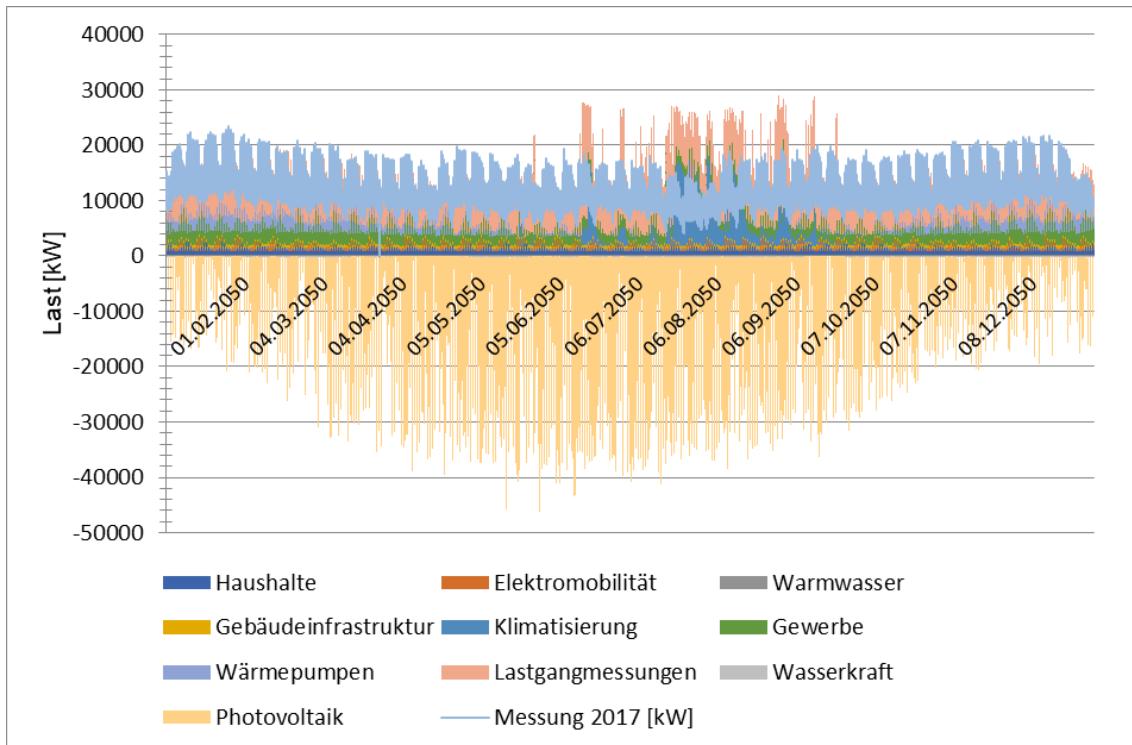


Abbildung 46: Lastprofil für das gesamte Jahr im Szenario NEP-2050

4.2.2 Energiebedarf und Energieträger

Abbildung 47 zeigt den Energieverbrauch für die Energieträger (ohne Mobilitätsverbräuche). Man sieht, dass im NEP-Szenario Gas und Öl noch etwas stärker reduziert werden als für POM. Die Unstetigkeit im Jahr 2045 ist übrigens ein Artefakt: Es wird dort in der Simulation ein sehr grosses Industriearal auf Wärmepumpen umgestellt. Und da jedes Gebäude immer nur eine Heizungsanlage haben kann, entsteht ein deutlicher Sprung.

Abbildung 48 zeigt die Strom-Last, aufgeteilt auf die Verbrauchskategorien. Der Gesamtbedarf in diesem Szenario geht leicht nach oben, aber auch hier kann der erhöhte Verbrauch durch Elektromobilität, Klimatisierung und Wärmepumpen kaum die Verbrauchsreduktionen durch Effizienzsteigerungen auffangen.

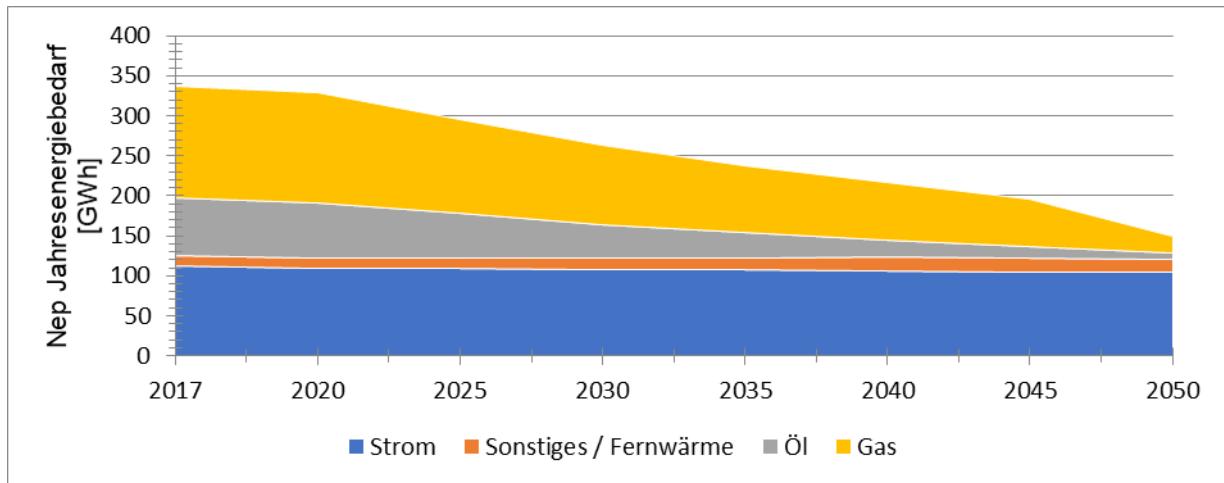


Abbildung 47: Energiebedarf für das Szenario NEP aufgeteilt nach Energieträger (ohne Benzin)

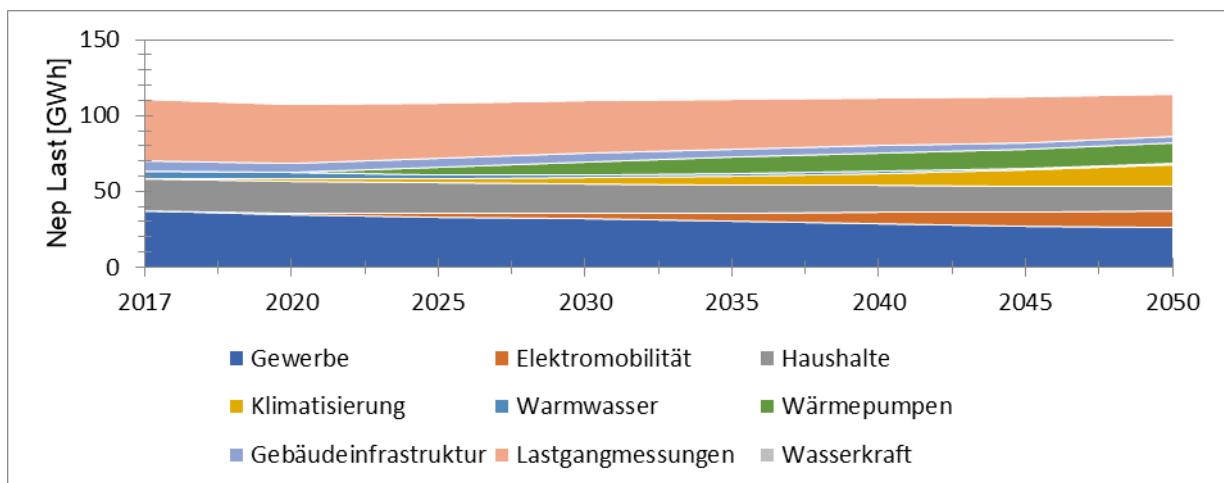


Abbildung 48: Stromverbrauch im Szenario NEP-2050 für die verschiedenen Verbraucherkategorien

4.2.3 Auswirkungen eines SmartGrid-Einsatzes auf das Szenario NEP-2050

Abbildung 49 zeigt das Netto-Lastprofil an der Stadtgrenze mit und ohne dezentrale Energiespeicher für das Szenario NEP-2050. Man sieht, dass auch in diesem Szenario die Einspeisespitzen vollständig von den Energiespeichern aufgenommen werden können.

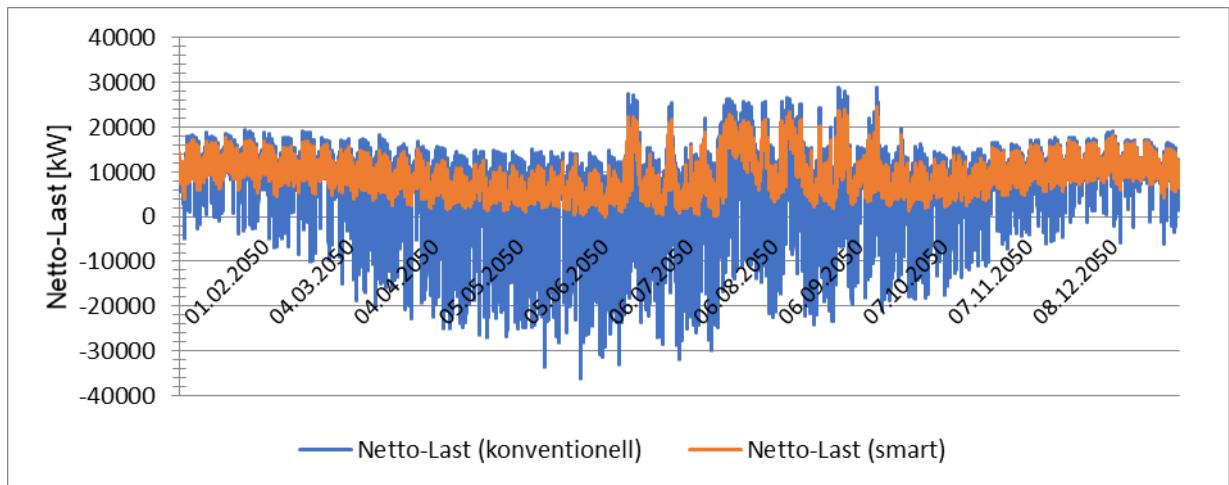


Abbildung 49: Netto-Last der Stadt mit und ohne dezentrale Energiespeicher im Szenario NEP-2050

4.2.4 Stromnetz

Abbildung 50, Abbildung 51 und Abbildung 52 zeigen die Ergebnisse für Spannungen, Leitungsüberlastungen und Transformatorbelastungen pro Netzgebiet im Jahr 2050 für NEP ohne SmartGrid-Einsatz.

Analog zur ähnlichen Entwicklung der Lasten und Erzeuger präsentieren sich die Resultate der Netzberechnungen sehr ähnlich wie für das Szenario Pom.2050, wobei leicht weniger Grenzwertverletzungen auftreten, was die Vermeidung von Problemen im Rahmen von sowieso nötigen Wartungs- und Erneuerungsmassnahmen noch günstiger gestaltet als fürs Pom.2050-Szenario.

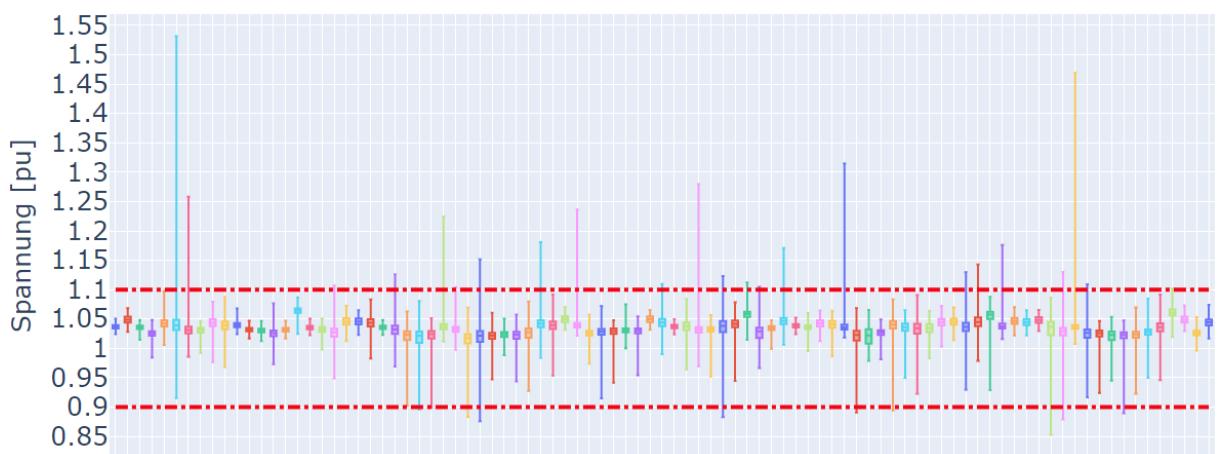
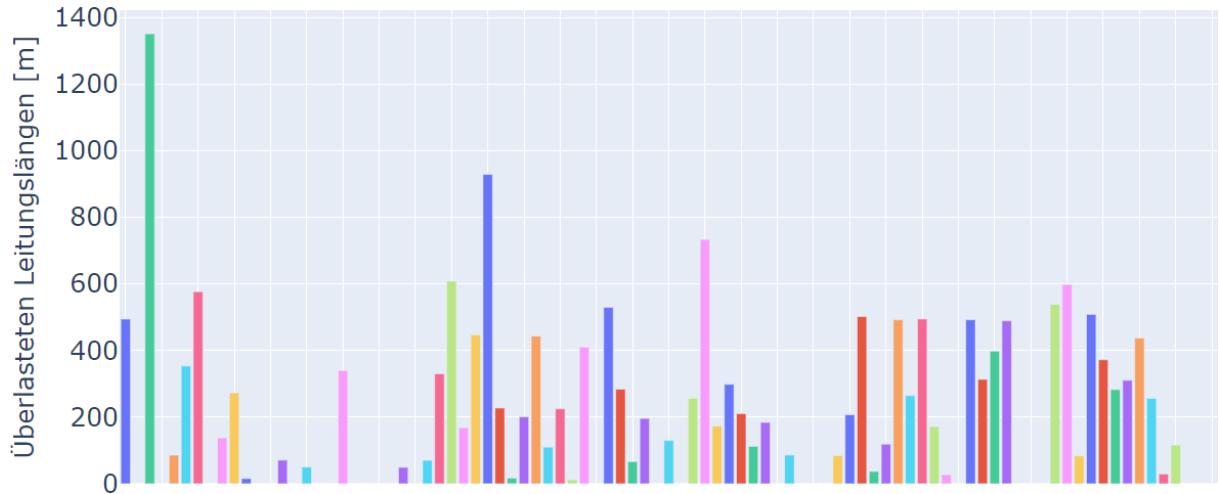


Abbildung 50: Spannung [pu] pro TS-Kreise (mit MV-Ebene) für Nep.2050 ohne SmartGrid-Einsatz.



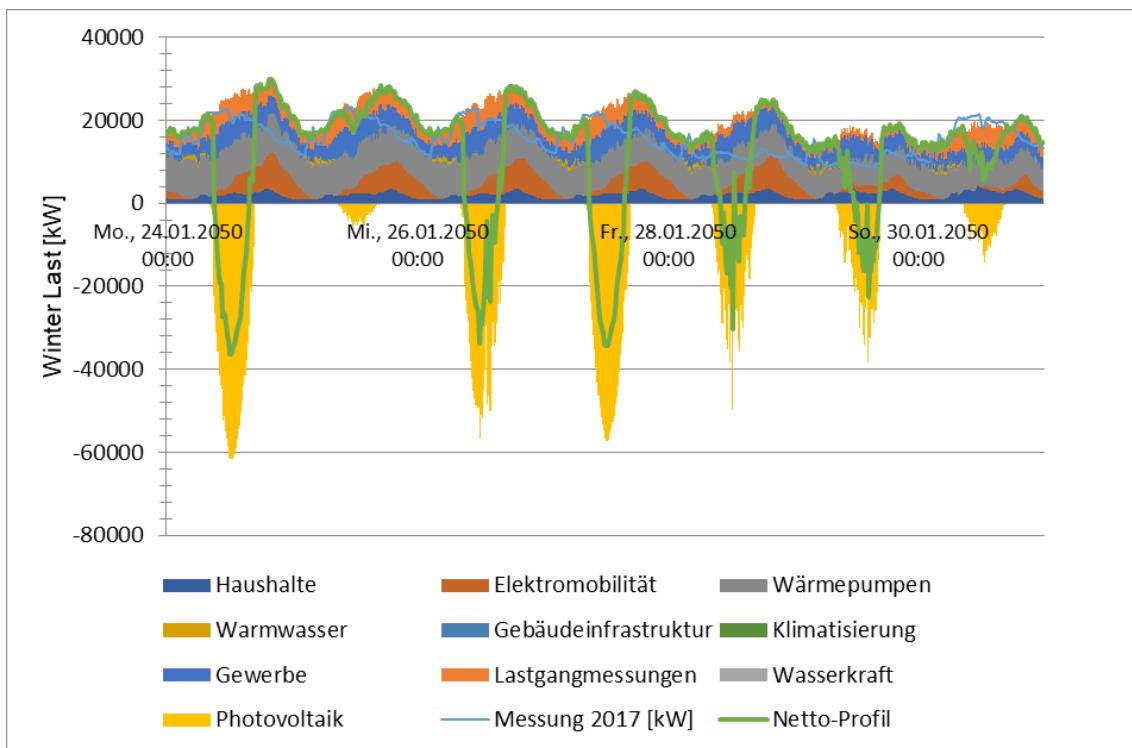


Abbildung 53: Lastprofil für Utopia für eine Woche im Winter

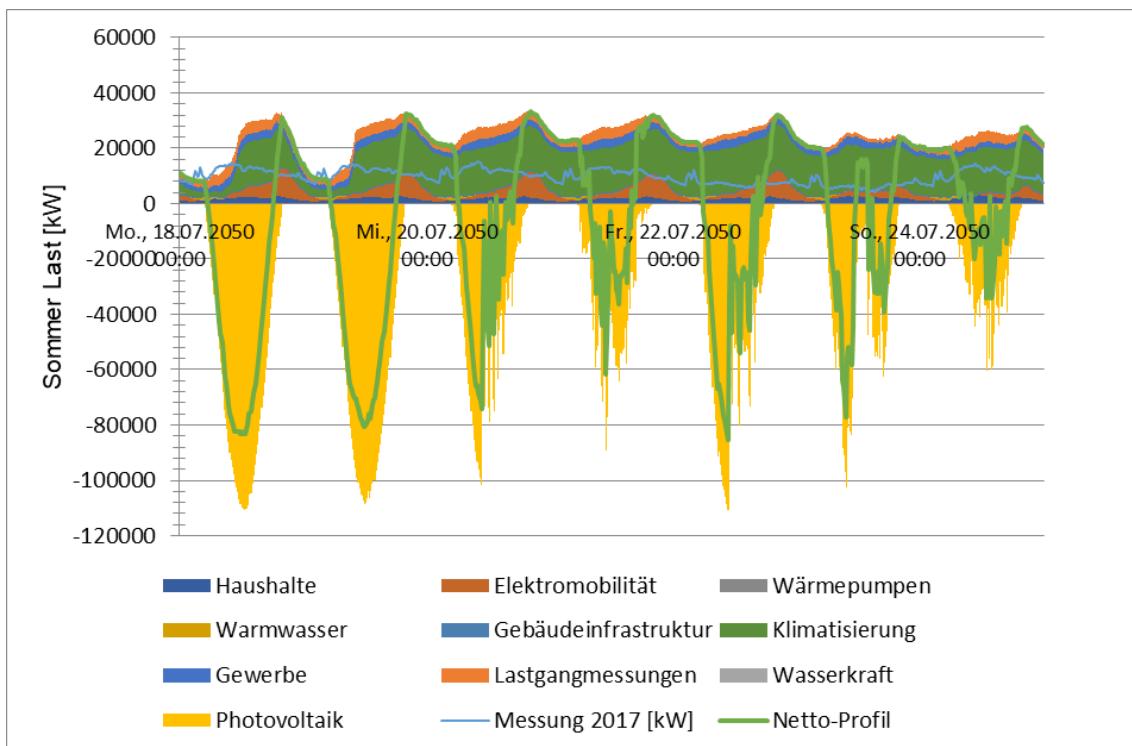


Abbildung 54: Lastprofil für eine Woche im Sommer im Szenario Utopia 2050

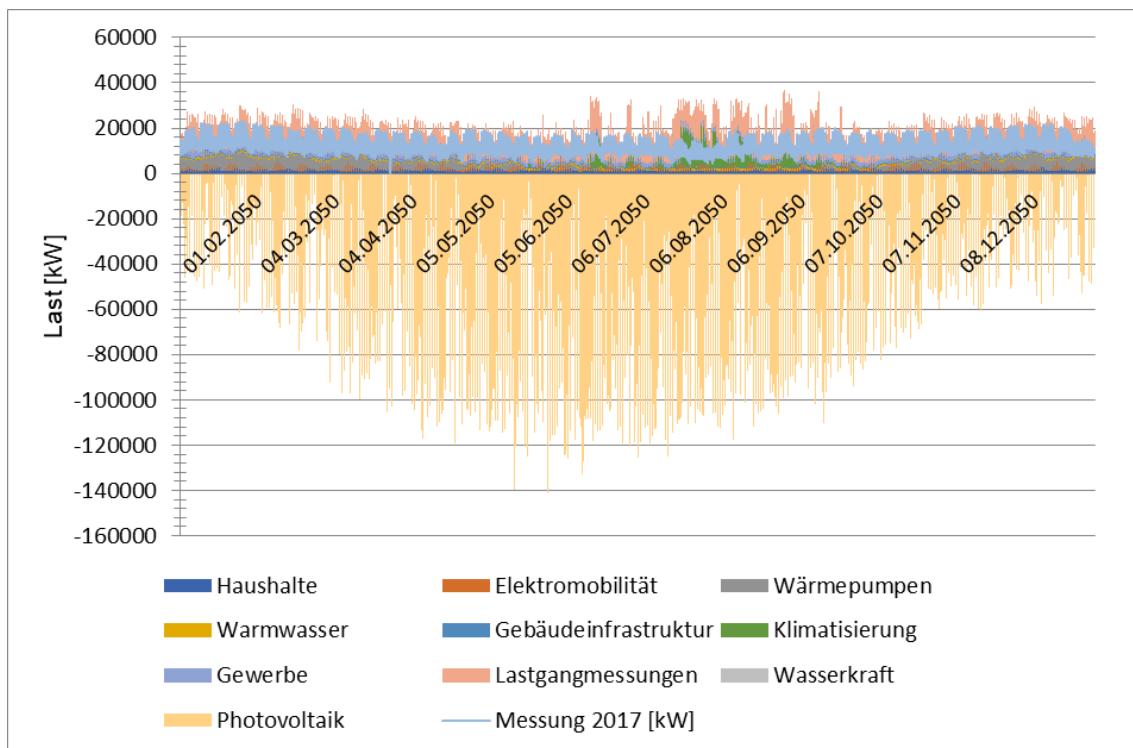


Abbildung 55: Lastprofil für ein ganzes Jahr im Szenario Utopia 2050

4.3.2 Energiebedarf und Energieträger

Abbildung 56 zeigt den Energiebedarf für das Szenario aufgeteilt auf die Energieträger (ohne Mobilitätsverbräuche). Man sieht, dass hier Burgdorf ab 2045 keine fossilen Energieträger mehr einsetzt, aufgrund der Kombination von einer Umstellung auf Wärmepumpen und starken Effizienzsteigerungen durch Sanierungen. Abbildung 57 zeigt den Gesamtstromverbrauch für das Szenario. Man sieht, dass der Stromverbrauch um fast 50% steigt im Vergleich zu 2017.

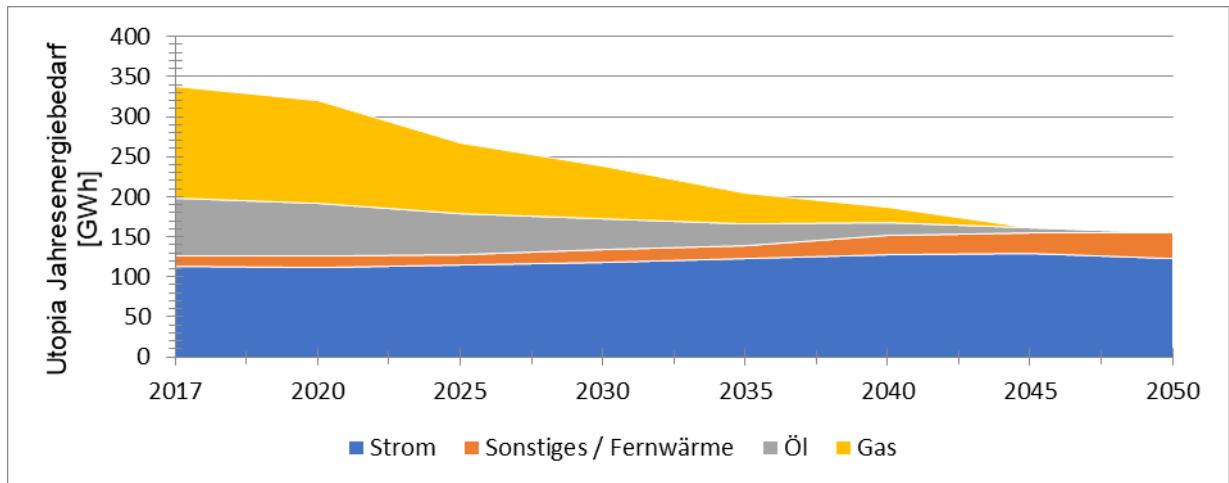


Abbildung 56: Jahresenergieverbrauch aufgeteilt nach Energieträger für das Szenario Utopia

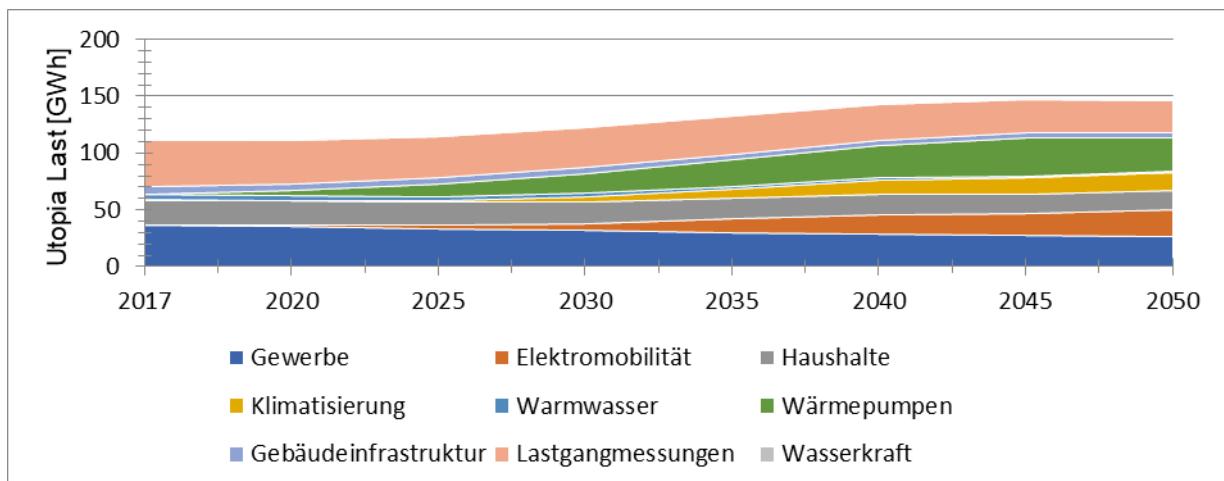


Abbildung 57: Stromverbrauch für das Szenario Utopia aufgeteilt auf die Verbraucher

4.3.3 Auswirkungen eines SmartGrid-Einsatzes auf das Szenario Utopia

Abbildung 58 zeigt das das Lastprofil am Umspannwerk für Burgdorf mit und ohne SmartGrid für das Jahr 2050. Es ist sichtbar, dass für diesen Fall die eine extreme Reduktion der Einspeisespitzen auftritt, welche auch die Notwendigkeit für ein Netzupgrade dann deutlich reduziert.

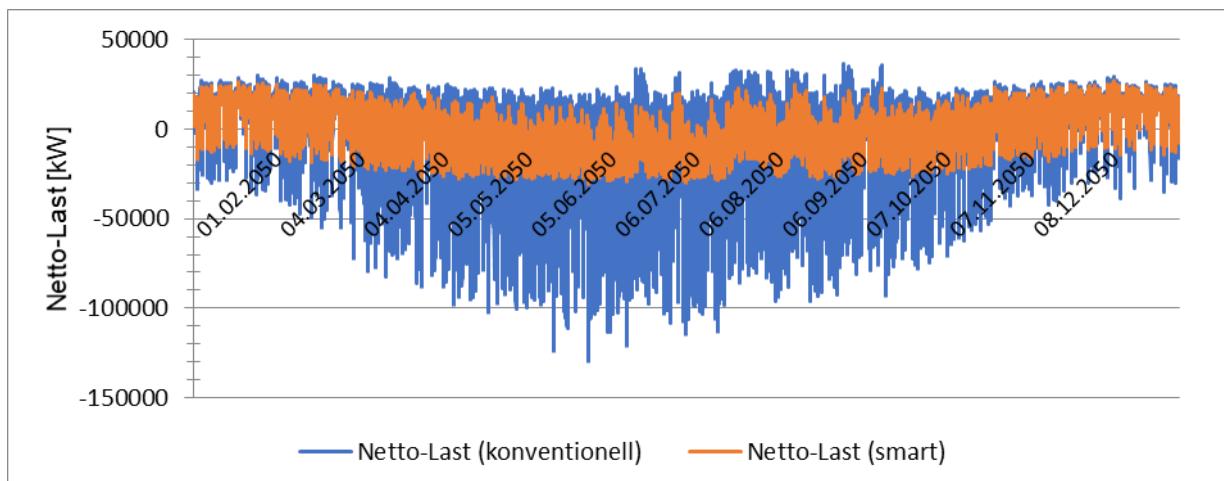


Abbildung 58: Vergleich der Netto-Last für das Netz mit und ohne SmartGrid

4.3.4 Stromnetz

Abbildung 59, Abbildung 60 und Abbildung 61 zeigen die Ergebnisse für Spannungen, Leitungsüberlastungen und Transformatorbelastungen pro Netzgebiet im Jahr 2050 für Utopia ohne SmartGrid-Einsatz.

Es zeigt sich, dass ein Grossteil der Gebiete von Spannungsverletzungen und Komponentenüberlastungen aufgrund der speziellen Last- und Erzeugungssituation betroffen ist.

Die ersten drei Box-Plots in Abbildung 59 und die ersten drei Balken in Abbildung 60 zeigen die Ergebnisse für die Mittelspannungsnetze (insgesamt drei Stück). Spannungsverletzungen treten in der Mittelspannungsebene zwar nicht auf. Aber in dieser ist die grösste Anzahl an überlasteten Leitungskilometern vorhanden. D.h. die spezielle Last- und Erzeugungssituation in Utopia 2050 bringt



die Mittelspannungsebene, das Verbindungselement der Niederspannungsnetze mit der Hochspannungsebene bzw. der Versorgung durch die BKW, deutlich an die Kapazitätsgrenzen der Operabilität der Leitungen. Auch die sonstigen Ergebnisse zeigen klar auf, dass ein Photovoltaikausbau in diesem Ausmass ohne starke SmartGrid-Massnahmen zu einem enormen Ausbaubedarf der Netze führt.

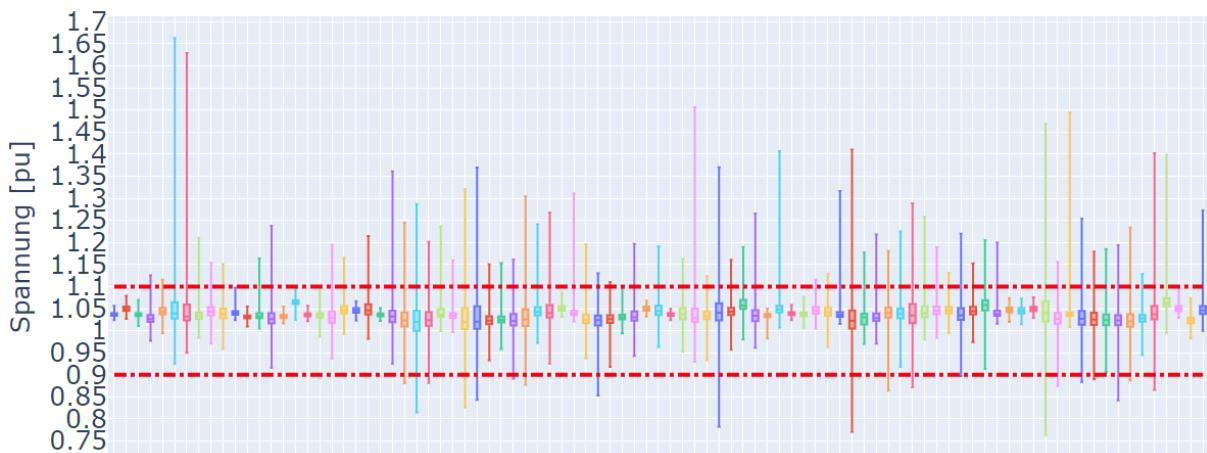


Abbildung 59: Spannung [pu] pro TS-Kreise (mit MV-Ebene) für Utopia.2050 ohne SmartGrid-Einsatz.

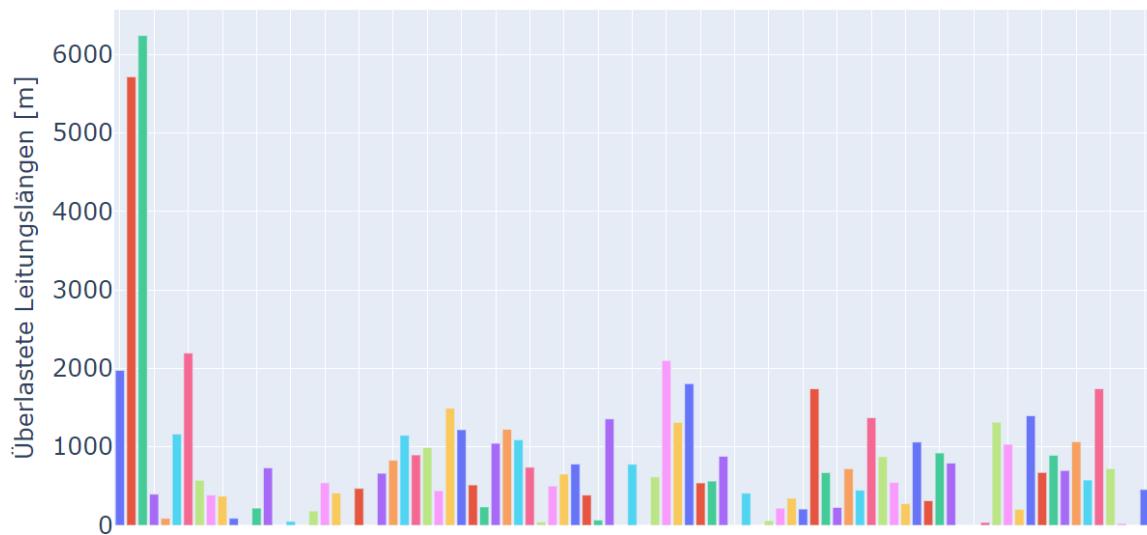


Abbildung 60: Überlastete Leitungsmeter (d.h. mindestens ein Zeitschritt in der Simulation mit Überlastung) pro TS-Kreis (mit MV-Ebene) für Utopia.2050 ohne SmartGrid-Einsatz.

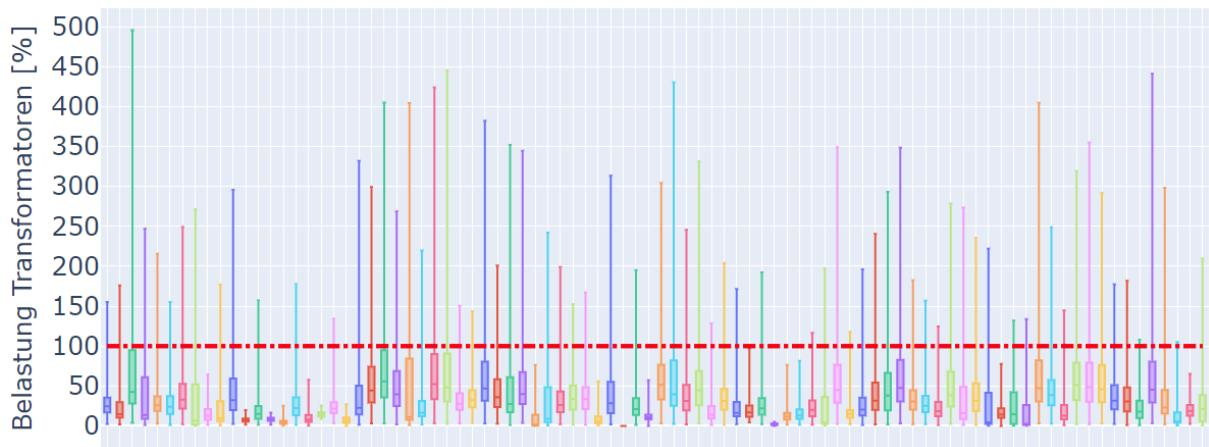


Abbildung 61: Belastung der Transformatoren [%] pro TS-Kreis (ohne MV-Ebene aufgrund nicht modellierter Transformatoren) für Utopia.2050 ohne SmartGrid-Einsatz.

4.3.5 Utopia 2050 mit SmartGrid-Einsatz

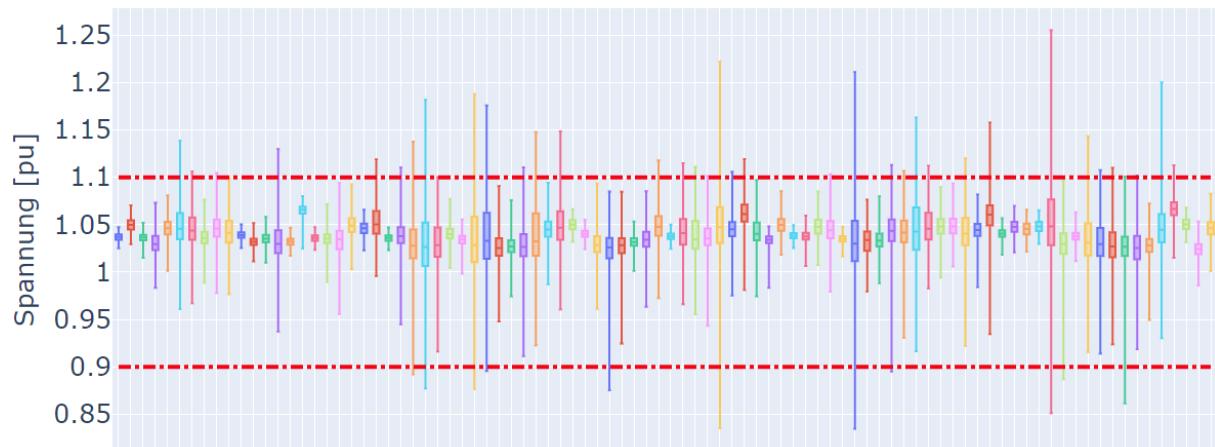


Abbildung 62: Spannung [pu] pro TS-Kreise (mit MV-Ebene) für Utopia.2050.smart (mit SmartGrid-Massnahmen).

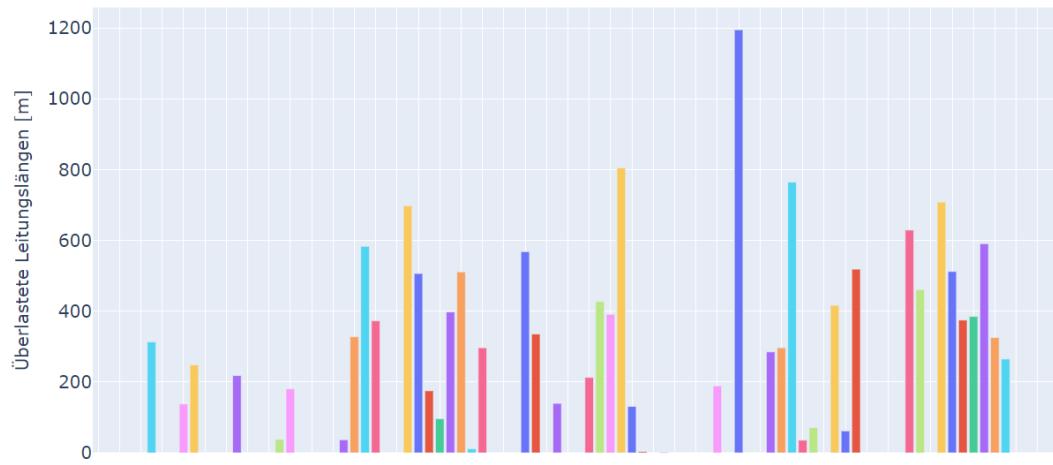


Abbildung 63: Überlastete Leistungsmeter (d.h. mindestens ein Zeitschritt in der Simulation mit Überlastung) pro TS-Kreis (mit MV-Ebene) für Utopia.2050.smart (mit SmartGrid-Massnahmen).

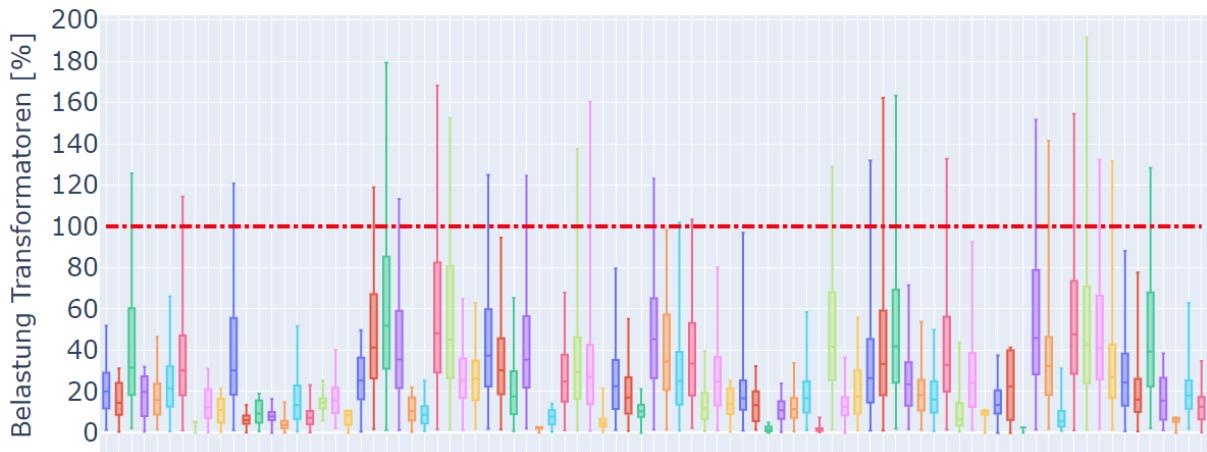


Abbildung 64: Belastung der Transformatoren [%] pro TS-Kreis (ohne MV-Ebene aufgrund nicht modellierter Transformatoren) für Utopia.2050.smart (mit SmartGrid-Massnahmen).

Abbildung 62, Abbildung 63 und Abbildung 64 zeigen die Ergebnisse für Spannungen, Leitungsüberlastungen und Transformatorbelastungen pro Netzgebiet im Jahr 2050 für Utopia mit dem Einsatz von SmartGrid-Massnahmen.

Der Einsatz von SmartGrid kann die in Utopia 2050 simulierten Last- und Erzeugungsverhältnisse in ihren Konsequenzen deutlich positiv beeinflussen. Zwar treten in einzelnen Gebieten Spannungsverletzungen und Komponentenüberlastungen auf. Allerdings treten die Probleme im Vergleich zu Utopia 2050 deutlich abgeschwächter auf. Signifikant weniger Netzgebiete sind von Problemen mit Spannungen und Überlastungen betroffen.

Alle Spannungen sind in Utopia 2050 mit SmartGrid-Massnahmen innerhalb des Intervalls $[0,8pu ; 1,3pu]$. Ohne SmartGrid-Einsatz sind die Spannungen innerhalb von $[0,75pu ; 1,7pu]$. Mit SmartGrid-Anwendung beträgt die grösste Anzahl an überlasteten Leitungskilometern für eine Region ca. 1.2km. Ohne SmartGrid-Massnahmen ist dieser Wert grösser als 6km. Die Belastungen der Transformatoren verbessern sich ebenfalls durch SmartGrid: Das Maximum der Belastungen aller Transformatoren liegt bei ca. 200%. Ohne SmartGrid beträgt dieser Wert 500%. Die Spannungen und Leitungsbelastungen für die Mittelspannungsebene sind in Utopia 2050 mit SmartGrid-Einsatz im erlaubten Bereich.

Mit den hier verwendeten SmartGrid-Massnahmen treten die Grenzwertverletzungen weniger stark und weniger flächendeckend auf, was eine Lösung mit noch nicht berücksichtigten klassischen Netzbaumassnahmen ermöglicht. Im Vergleich zum Utopia.2050-Szenario fällt die grosse Auswirkung der SmartGrid-Massnahmen auf. Bei einer grösseren Verbreitung von dezentralen Erzeugungsanlagen ist dieser Effekt zu erwarten, da es für SmartGrid-Technologien im Niederspannungsnetz mehr Potential gibt zur direkten Kompensation von Last und Erzeugung durch die Verschiebung von Lasten bzw. Speicherung von erzeugter Energie.



4.3.6 Exemplarische Analyse eines Gebiets in Utopia 2050

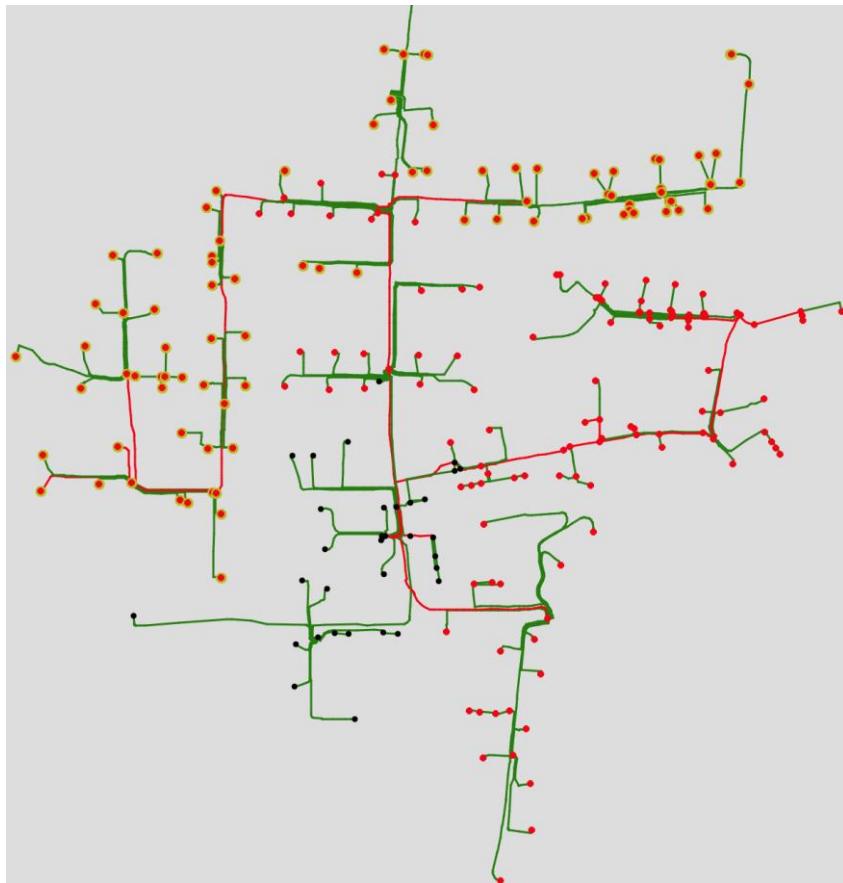


Abbildung 65: Visualisierung eines exemplarischen Gebiets von Localnet im Szenario Utopia.2050. Grüne Leitungen sind akzeptabel belastet ($\leq 100\%$) und rote Leitungen überlastet ($> 100\%$). Rote Knoten weisen Über- und gelbe Knoten Unterspannungen auf. Rote und gelbe Knoten haben Über- und Unterspannungen. **Die Hintergrundkarte zur Orientierung wurde aufgrund von Datenschutzüberlegungen ausgelassen.**

Die Abbildung 65 visualisiert ein exemplarisches Niederspannungsgebiet im Szenario Utopia 2050 im Hinblick auf Grenzwertverletzungen. Die roten Knoten visualisieren eindrücklich die vorherrschende Überspannungsproblematik aufgrund von dezentraler Erzeugung. Aufgrund von hohen Lasten treten zu anderen Zeiten auch Unterspannungen (gelbe Knoten) auf. Dennoch gibt es Knoten (schwarz), deren Spannungen im erlaubten Bereich liegen.

Sowohl Erzeugung als auch Lasten bewirken Überlastungen von Leitungen (rot eingefärbt). Die Belastungen der Mehrheit der Leitungen liegen jedoch im erlaubten Bereich (grün eingefärbt).

Abbildung 66, Abbildung 67 und Abbildung 68 zeigen für das in Abbildung 65 dargestellte Gebiet die Ergebnisse der Spannungen für alle Knoten, Leitungsbelastungen und die Transformatormbelastung. Bei der Transformatormbelastung in Abbildung 68 ist der Zeitraum mit dem höchsten Auslastungswert in der Simulation dargestellt. Deutlich ist zu erkennen, dass die Belastung des Transformatorm grossen Ähnlichkeit zur Form der Einspeiseleistung einer Photovoltaik-Anlage über einen Tag aufweist. Zudem tritt die Überlastung tagsüber zu Zeiten mit Sonnenschein auf. Diese beiden Beobachtungen zeigen, dass die PV-Einspeisung in diesem Szenario stark zur Überlastung der Netze beiträgt. Im gezeigten Zeitraum bringen die Abendlasten den Transformatorm nicht an seine Belastungsgrenze. Die



maximalen Überlastungen sind in diesem exemplarischen Gebiet auf die dezentralen Erzeugungsanlagen zurückzuführen.

Die Analysen machen das heterogene Auftreten der Grenzwertverletzungen innerhalb eines Netzgebiets deutlich. Diese Heterogenität macht das vorausschauende und Analyse-basierte Planen von sowieso nötigen Netzerneuerungen so wichtig. Ein pauschaler Ausbau der Netze könnte in vielen Gebieten unnötig sein, während er in anderen Gebieten sogar nicht ausreichend sein könnte (je nach Entwicklung der Last- und Erzeugungssituation).

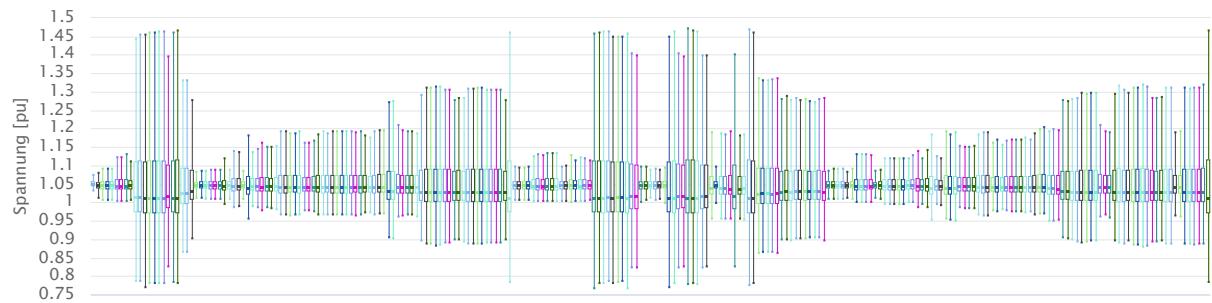


Abbildung 66: Spannung (Boxplot) pro Knoten (auf der x-Achse) im exemplarischen Gebiet für Utopia.2050

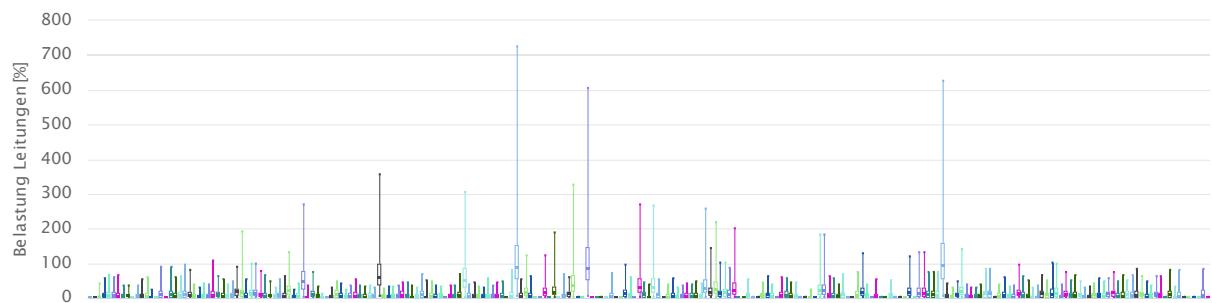


Abbildung 67: Belastungen (Boxplot) pro Leitung (auf der x-Achse) im exemplarischen Gebiet für Utopia.2050

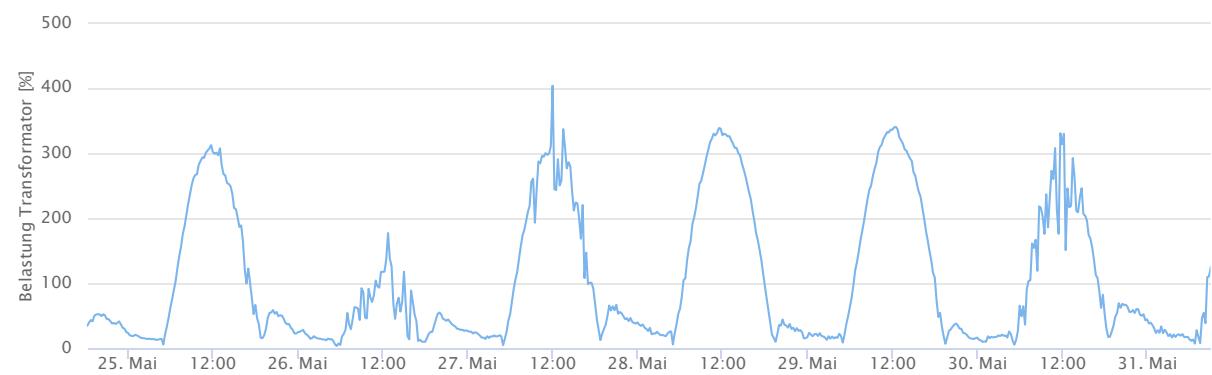


Abbildung 68: Belastung des Transformators im exemplarischen Gebiet für Utopia.2050 (Ausschnitt für den Zeitraum mit den höchsten Werten für die Belastungen)



4.4 Dystopia

4.4.1 Lastprofile

Abbildung 69 zeigt wieder das Lastprofil für eine Woche im Winter. Ergänzend zeigt Abbildung 70 das Lastprofil für eine Woche im Sommer. Man sieht, dass die sehr geringe Einspeisung selbst im Sommer nicht zu Rückspeisungen ins übergeordnete Netz führt. Auch sieht man, dass die Lastspitzen hauptsächlich im Sommer in den Abendstunden liegen, nachdem die solare Stromerzeugung weggefallen ist. Abbildung 71 zeigt zudem das Jahresprofil. Man sieht, dass insbesondere die Klimatisierung (mit den Parametern wie NEP und POM!) für starke Spitzen sorgt, da hier deutlich weniger Kompensation durch Effizienzgewinne erfolgt.

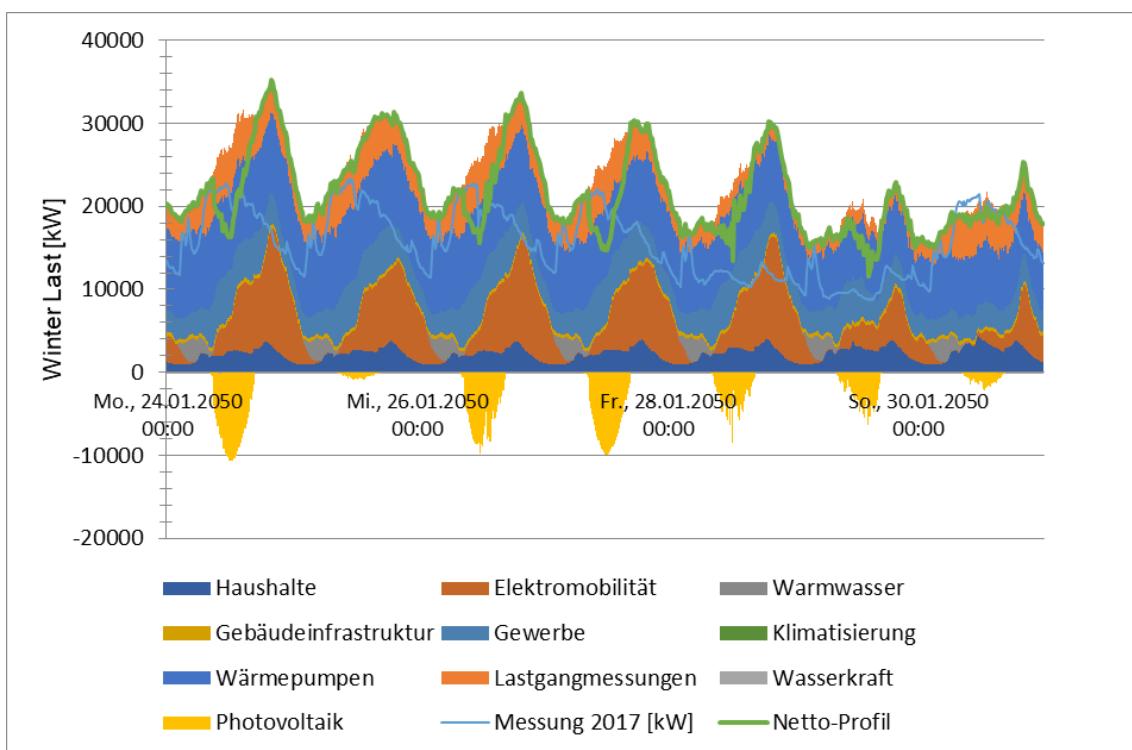


Abbildung 69: Lastprofil für das Szenario Dystopia für eine Woche im Winter

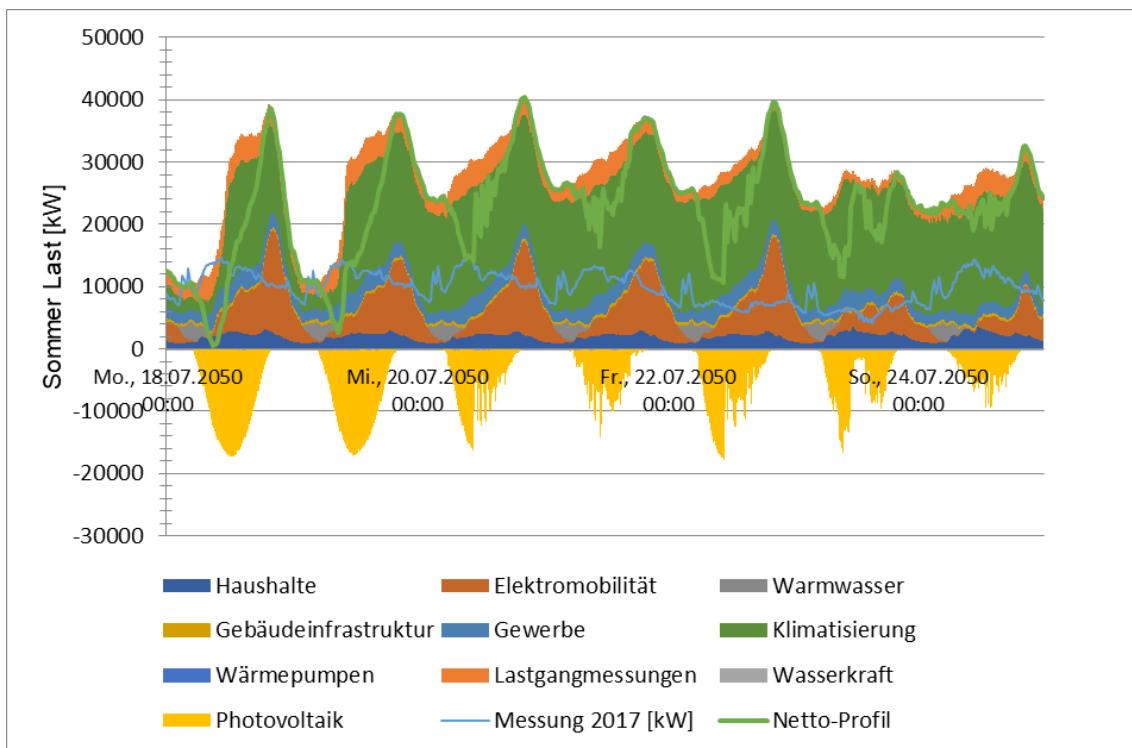


Abbildung 70: Lastprofil für das Szenario Dystopia für eine Woche im Sommer

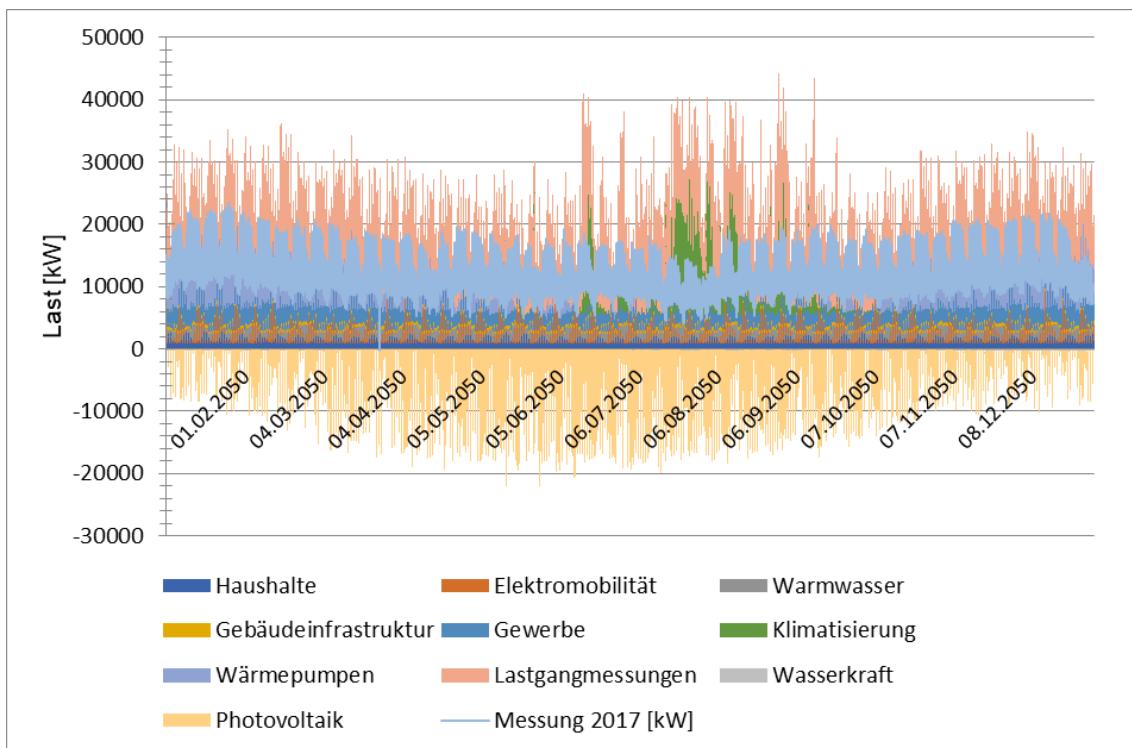


Abbildung 71: Jahresprofil für das Szenario Dystopia 2050



4.4.2 Energiebedarf und Energieträger

Abbildung 72 zeigt den Jahresenergiebedarf für die verschiedenen Energieträger (ohne Mobilitätsverbräuche). Man sieht hier, dass der Energiebedarf sich nur temporär reduziert, aber in den späteren Jahren durch erhöhten Stromverbrauch und zusätzlichen Heizbedarf für neuen Wohnraum wieder deutlich ansteigt. Abbildung 73 zeigt ergänzend dazu den Stromverbrauch. Man sieht, dass sich der gesamte Stromverbrauch in diesem Szenario nahezu verdoppelt, primär durch die neuen Anwendungen. Das stellt natürlich eine sehr grosse Herausforderung für die Netze dar.

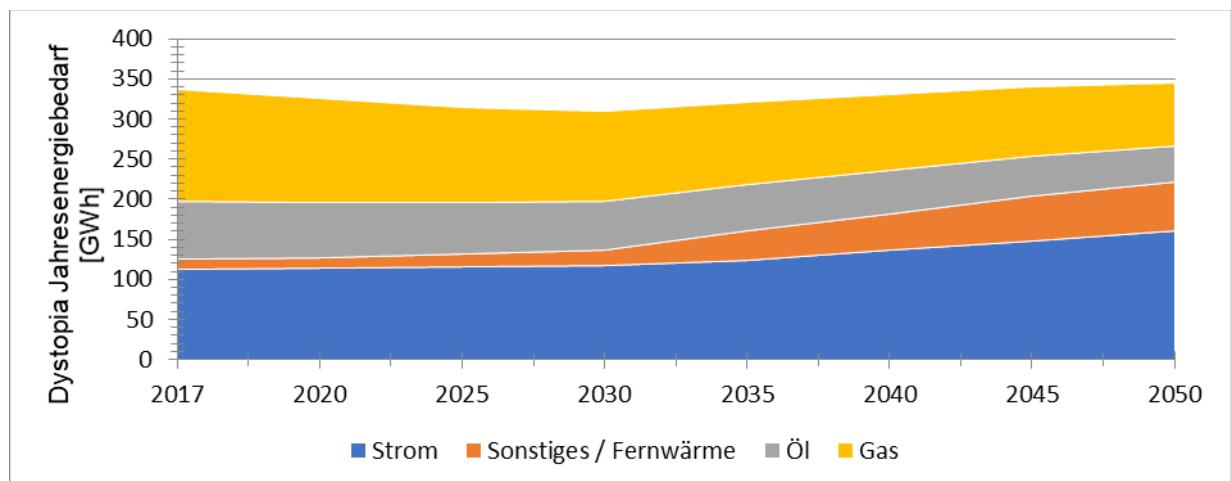


Abbildung 72: Jahresenergieverbrauch aufgeteilt auf die Energieträger (ohne Mobilität)

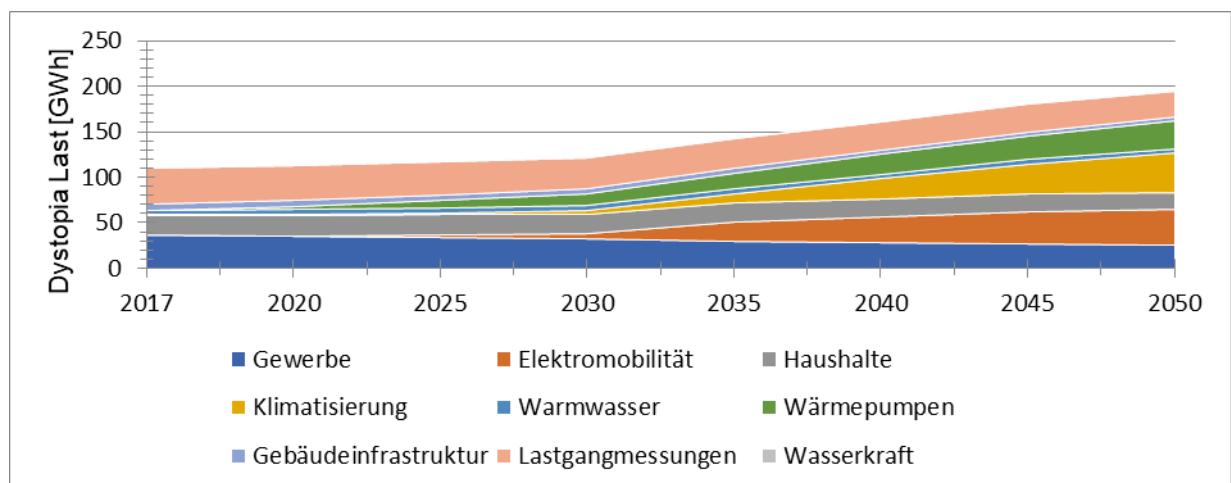


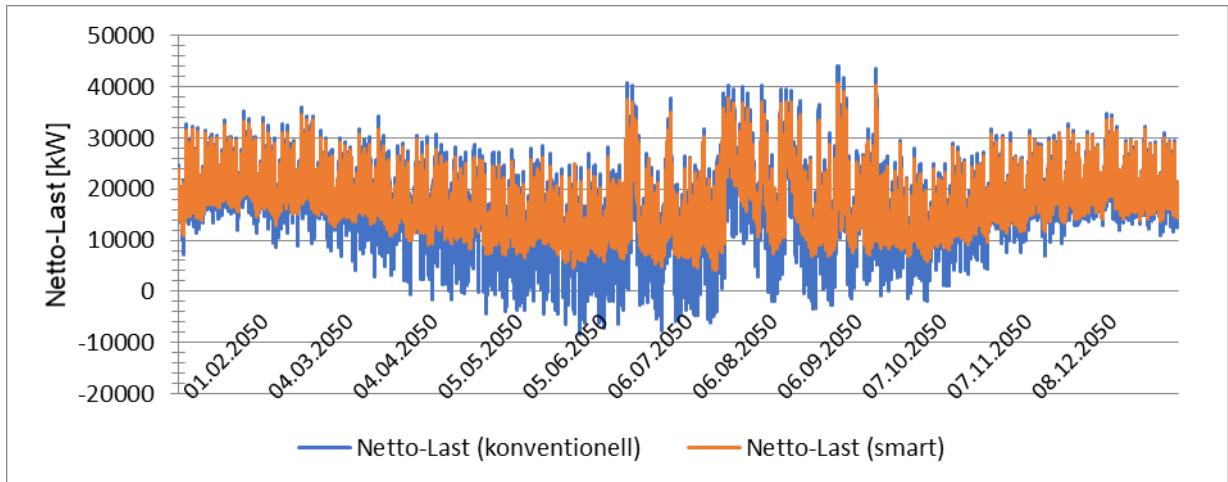
Abbildung 73: Gesamter Stromverbrauch aufgeteilt nach Verbraucher für das Szenario Dystopia

4.4.3 Auswirkungen eines SmartGrid-Einsatzes auf das Szenario Dystopia

Der SmartGrid-Algorithmus mit den verwendeten Parametern hat im Szenario Dystopia nur geringe Auswirkungen, da nicht hinreichend Einspeisung vorhanden ist, die in die Hochlast-Zeiten verschoben werden kann. Ohne Einspeisung kann der gewählte Algorithmus nicht viel bewirken. Bei einer Optimierung des Algorithmus für die Ladung von Speichern aus dem Stromnetz könnten allerdings die Spitzen noch etwas abgemildert werden. Es stellt sich allerdings die Frage, inwieweit eine konstante Beladung von Speichern aus dem Stromnetz Sinn macht und es wäre im Rahmen einer Vollkostenrechnung zu prüfen, ob in diesem Falle eine Erweiterung des Netzes nicht langfristig billiger



wäre als grosse Speicher. Eine Speicherkapazität von 500 MWh wären bei 100 CHF/kWh 50 mio. CHF, was selbst bei umfangreichen Erdarbeiten und 500 CHF/m immer noch ca. 100 km Leitungserneuerung entspricht, also fast 50% der gesamten Leitungen in Burgdorf. Die Leitungen hätten zudem den Vorteil, dass sie nicht alle 15 Jahre ersetzt werden müssen.



4.4.4 Stromnetz

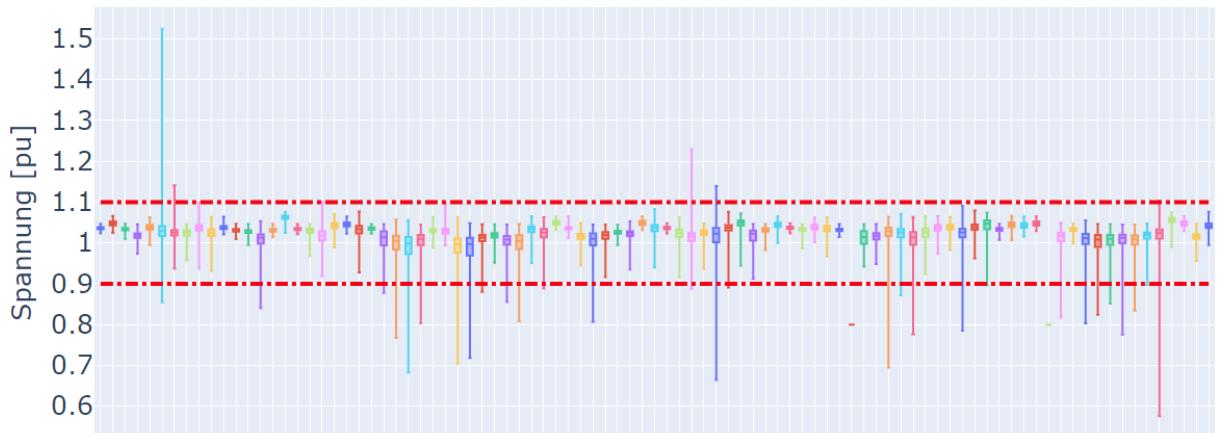


Abbildung 74: Spannung [pu] pro TS-Kreise (mit MV-Ebene) für Dystopia.2050 ohne SmartGrid-Einsatz. Gebiete ohne Konvergenz haben die konstante Spannung von 0,8pu.

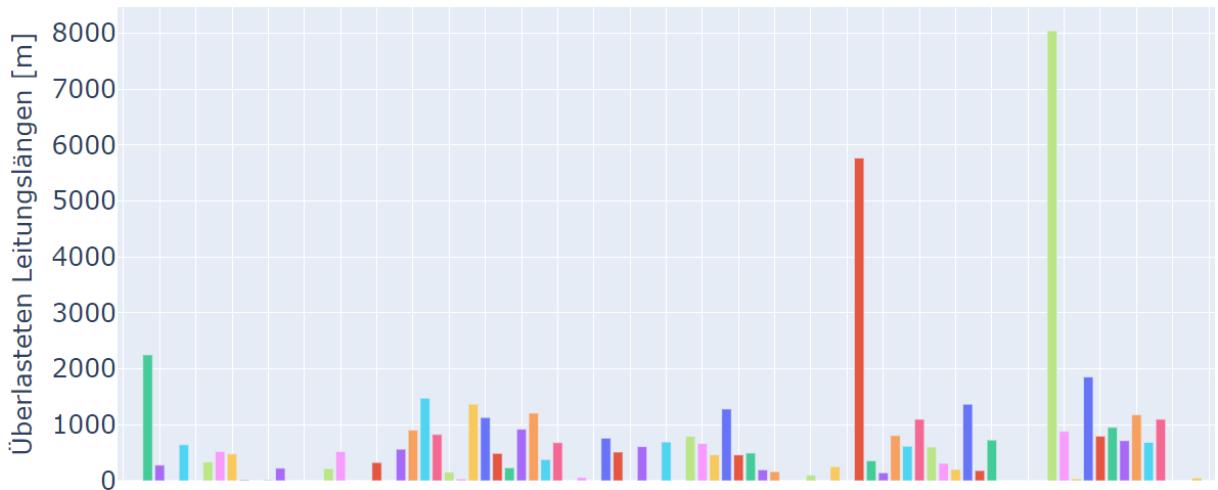


Abbildung 75: Überlastete Leistungsmeter (d.h. mindestens ein Zeitschritt in der Simulation mit Überlastung) pro TS-Kreis (mit MV-Ebene) für Dystopia.2050 ohne SmartGrid-Einsatz.

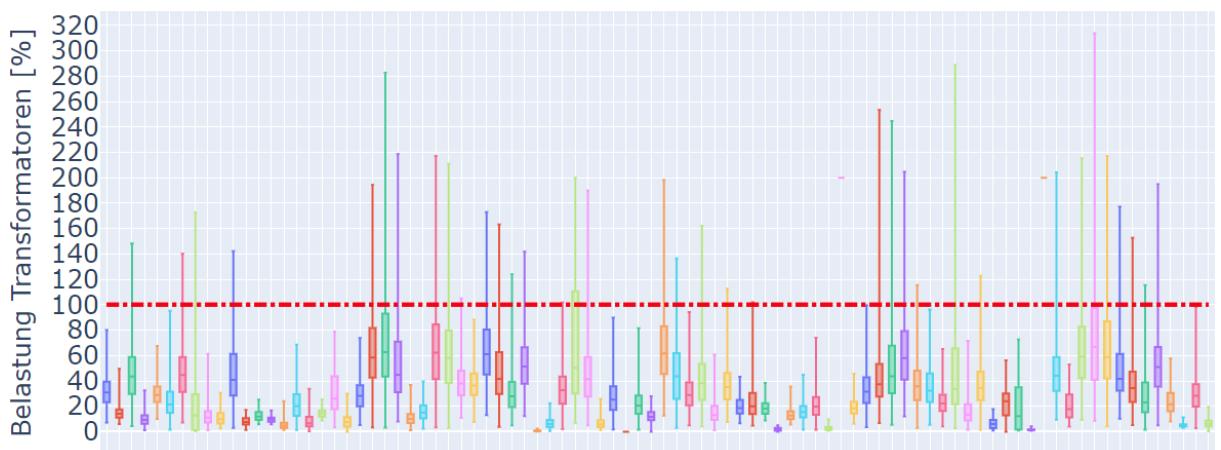


Abbildung 76: Belastung der Transformatoren [%] pro TS-Kreis (ohne MV-Ebene aufgrund nicht modellierter Transformatoren) für Dystopia.2050 ohne SmartGrid-Einsatz. Gebiete ohne Konvergenz haben die konstante Belastung von 200%.

Abbildung 74, Abbildung 75 und Abbildung 76 zeigen die Ergebnisse für Spannungen, Leitungsüberlastungen und Transformatorbelastungen pro Netzgebiet im Jahr 2050 für Dystopia ohne SmartGrid-Einsatz.

Im Gegensatz zum Utopia.2050-Szenario treten die Grenzwertverletzungen in diesem Fall wegen hohen Lasten auf. Deutlich ist zu erkennen, dass nicht jedes Gebiet zwingend von Problemen betroffen ist und Netzverstärkungsmassnahmen nicht an allen Orten notwendig sind. In den Simulationen gab es für zwei Szenarien keine Konvergenz. In diesen Fällen wurde die Spannung für die Auswertungen konstant zu 0.8pu (Unterspannung) gesetzt und angenommen, dass alle Transformatoren und Leitungen Überlastungen von 200% aufweisen. Mangelnde Konvergenz einer Simulation bedeutet in der Regel, dass ein Netz in der simulierten Last- und Erzeugungssituation physikalisch nicht operiert.

Die Probleme in diesem Szenario müssten hauptsächlich durch klassischen Netzausbau gelöst werden, da Lasten, im Gegensatz zu Erzeugung, im Normalbetrieb mit der aktuellen Gesetzgebung nicht abgeregelt werden können und SmartGrid-Massnahmen wegen der fehlenden dezentralen Erzeugung wenig Potential aufweisen.



4.5 Bewertung der Simulationsergebnisse und Netzanalysen

Die Betrachtung der Ergebnisse der Szenarien für das Jahr 2050 ohne SmartGrid-Massnahmen zeigt innerhalb des Gesamtnetzes ein heterogenes Bild auf. Nicht alle Netzgebiete sind im Jahr 2050 von Spannungsproblemen, Leitungs- oder Transformatorüberlastungen betroffen. Überlastungen von Leitungen und Transformatoren korrelieren nicht zwingend mit Grenzwertverletzungen für Spannungen. Überlastungen von Leitungen und Transformatoren können aber kombiniert mit Grenzwertverletzungen für Spannungen auftreten.

Wichtig ist an dieser Stelle zu betonen, dass sich das Netz im gegenwärtigen Zustand (Basisjahr 2017 in diesem Projekt) in einem guten Zustand ohne Grenzwertverletzungen befindet. Die in diesem Bericht präsentierten Simulationsergebnisse wurden auf der Grundlage des aktuellen Netzzustands erstellt, um einzuschätzen, wie gross die Lücke für einen sicheren Betrieb mit zukünftigen Lasten und Erzeugern ist.

Die genaue Analyse der einzelnen Netzgebiete in den Zukunftsszenarien stellt für Localnet damit eine Planungsgrundlage für den gezielten Einsatz von Netzverstärkungsmassnahmen in den nächsten Jahrzehnten dar. Abhängig von der tatsächlich eintretenden Entwicklung können die voraussichtlichen Problemstellen im Netz basierend auf dieser Studie identifiziert werden, um punktuelle Netzausbauten möglichst frühzeitig in die Planung aufzunehmen. Dadurch wird der Netzbetrieb effizienter und wirtschaftlicher, da unnötige Netzausbaumassnahmen vermieden und gewisse Netzverstärkungen im Rahmen der sowieso nötigen Wartungs- und Erneuerungsarbeiten durchgeführt werden können.

Es zeichnet sich ab, dass der kombinierte Einsatz verschiedener Massnahmen zur Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebs kosteneffizient die Einhaltung der Grenzwerte ermöglicht. Dazu zählen unter anderem sowohl klassische Ansätze wie das Einbauen von zusätzlichen oder stärkeren Leitungen und Transformatoren, SmartGrid-Massnahmen wie Lastmanagement und der Einsatz von Energiespeichern, sowie die Abregelung von fluktuierender Erzeugung. Auch der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren stellt eine elegante Lösung für Spannungsprobleme dar. Diese Massnahme ist insbesondere in Netzen sehr passend, wo zu verschiedenen Zeiten Unter- bzw. Überspannungen auftreten (Szenariofamilie Utopia). Zu beachten ist dabei, dass Überlastungen von Leitungen damit nicht gelöst bzw. sogar leicht erhöht werden können.



5 Fazit und Schlussfolgerungen

5.1 Gesamt

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass zeitreihen-basierte Netzplanungsmethoden sowohl machbar als auch sehr nützlich sind. Zwar ist der Aufwand gerade für grössere Netze bzgl. Datenerfordernissen nicht zu unterschätzen. Aber angesichts der Kosten, die schon beim Nachrüsten weniger Trafostationen zustande kommen, erscheint es trotzdem eine verhältnismässig günstige Methode zu sein, um die Planungssicherheit zu erhöhen und die Kosten für Fehlinvestitionen zu reduzieren.

Im Forschungsprojekt wurde der Aufwand für die Erstellung eines rechenfähigen Modells anfangs unterschätzt. In der Branche sind die effektiv-verfügbare Datenqualität in den GIS-Systemen, als auch die GIS-Systeme selbst in ihren Funktionalitäten, oft noch nicht bereit. Gerade Import-/Export-Schnittstellen haben noch deutlichen Nachholbedarf, aber diese Probleme sind lösbar.

Die Ergebnisse zeigen eindrucksvoll, welche Herausforderung auf die Stromnetze in der Zukunft zukommen und wie diese bewältigt werden können. Es zeigte sich, dass das Netz in Burgdorf für die Herausforderungen der Energiestrategie 2050 gut gerüstet ist, aber für sehr ambitionierte Ziele wie rechnerische Energieautarkie noch deutlicher Investitionsbedarf vorhanden ist. Mit dem Projekt konnte eine gute Grundlage gelegt werden, um die Szenarioanalyse und zeitreihenbasierte Netzplanung hoffentlich bald zu einem neuen Industrie-Standard zu machen.

5.2 Gegenwartsmodell

Das Projektergebnis zeigt auf, welche Herausforderungen die Netzbetreiber für ihre Netze zu erwarten haben. Und sie bestätigen auch die bereits getätigten Überlegungen der Localnet, welche diese im Rahmen einer Netzstudie zusammen mit einem externen Dienstleister im Jahr 2015 für bestimmte PV-Ausbauszenarien gemacht hat. Netzberechnungen für aktuelle Aufgabenstellungen haben sich bei vielen EVU's mittlerweile etabliert.

Bei der Durchführung von Zeitreihensimulationen stellt eine realitätsnahe Modellierung des Ist-Zustands in Form eines korrekten Netzmodells (inkl. korrekter Topologie) und hierzu passender Verbrauchs- und Einspeisedaten eine grosse Herausforderung dar. Der damit einhergehende grosse Aufwand für die allfällige Korrektur von GIS-Daten und deren Konversion in rechenfähige Netzmodelle war ein sehr grosses, anfänglich unterschätztes Arbeitspaket dieses Projekts (siehe Anhang A4.8 Import und Datenqualität Netzmodell). Ein weiterer grosser Aufwand ist die Zuordnung von Lastzeitreihen zu den korrekten Netzknoten, da hierfür Daten aus heterogenen räumlichen Datenbanken miteinander verknüpft werden müssen. Zudem benötigt die Erstellung von realistischen Last- und Erzeugungszeitreihen eine Kombination von guter Datenqualität und hoher Sachkenntnis (siehe Kapitel 3 Allgemeine Ergebnisse).

Vor diesem initialen Aufwand sollte jedoch vor dem Hintergrund einer nachhaltigen Planung nicht zurückgeschreckt werden: Sobald die Datenintegration erfolgreich abgeschlossen ist, sprich der Ist-Zustand des Netzes möglichst realitätsgerecht wiedergegeben ist, steht ein mächtiges Werkzeug für die teilautomatisierte und flexible Netzanalyse heterogener Zukunftsszenarien zur Verfügung. Lohnenswert ist der einmalige Aufwand zur Aufsetzung einer GIS-Schnittstelle und der Pflege der bestehenden Daten vor allem dann, wenn anschliessend die GIS-Daten auf einem guten Qualitätsniveau gepflegt bleiben und die Schnittstelle für Berechnungen und Analysen sowohl im Tagesgeschäft als auch für die langfristige Netzplanung verwendet wird. Durch einen längerfristigen



Einsatz einer automatisierten Schnittstelle in Kombination mit einer Netzsimulationssoftware inkl. guter Datenintegration können die Einsparungen durch bessere und schnellere Planung sehr gross sein.

Für den simulierten «Status quo» (Ist-Zustand, Jahr 2017) befindet sich das Verteilnetz Burgdorfs durchgehend in einem akzeptablen Zustand ohne Grenzwertverletzungen hinsichtlich Spannungen und Transformatoren, sowie einigen sehr leichten Leitungsüberlastungen in einem einzelnen Netzgebiet. Die sehr heterogenen Resultate der Zukunftsszenarien zeigen deutlich, dass die zukünftig zu erwartenden Netzzustände stark von der Entwicklung des Gesamtenergiesystems und damit von der Gesellschaftsentwicklung abhängen. Bei der Betrachtung der Resultate muss beachtet werden, dass diese auf der Grundlage der heutigen Netzinfrastruktur ermittelt wurden, was eine sehr konservative Betrachtung ist.

5.3 Zukunft

Mit dem umfassenden Projekt und auch der bereits durchgeföhrten Netzstudie-Localnet wird aufgezeigt, dass Netzberechnung mit Einbezug von zukünftigen Szenarien wichtige Erkenntnisse für die Netzplanung ergeben. Mit Resultaten aus solchen Netzberechnungen und –analysen wird der Handlungsbedarf für anstehende Erneuerungs- und Unterhaltsarbeiten aufgezeigt und es können vorausschauend die richtigen Planungs- und Investitionsentscheide getroffen werden.
(Investitionssicherheit für Massnahmen, mit Nutzungsdauer von 30–50 Jahren).

Es zeigte sich zudem, dass durch teilweise gegenläufige Entwicklungen wie Verbrauchsreduktion durch Effizienzsteigerung und dezentrale Einspeisung den zusätzlichen Stromverbrauch von zunehmender Elektromobilität und Wärmepumpen durchaus aufwiegen können und die häufig angetroffenen mono-faktoriellen simplen Zukunftsszenarien, wie z.B. «weiter wie bisher, aber mit Elektromobilität» vermutlich die Zukunft nicht korrekt abbilden.

Der Vergleich der Ergebnisse und Utopia und Dystopia zeigt, dass die beste Methode für die Vermeidung teuren Netzausbau die Errichtung zahlreicher dezentraler Erzeugungsanlagen ist, sofern diese mit Speichern gekoppelt und auf netzfreundlichen Betrieb optimiert werden.

Ohne starke dezentrale Erzeugung helfen Investition in Lastmanagement-Strategien, SmartGrid-Ausbau und Speicher wenig, weil die voraussichtlich notwendigen Energiemengen in längeren extremen Kälte- und Hitzeperioden für die Beheizung bzw. Klimatisierung die Netze auch bei perfekter Steuerung überfordern werden. Die Überbrückung von wochenlangen Hitze- oder Kälteperioden würde dezentrale Speicherkapazitäten im Bereich von mehreren Gigawattstunden erfordern, wenn die Netze nicht ausgebaut werden sollen. Die Speicherkosten würden dann die Kosten für den Netzausbau um ein Mehrfaches übersteigen.

Bis die simulierten Szenarien Wirklichkeit werden, besteht die Möglichkeit zu gezielten Netzverstärkungsmassnahmen als Teil der sowieso nötigen Erneuerungszyklen – aufgrund der typischen Lebensdauerannahme von 40 Jahre für passive Netzkomponenten (Leitungen, Transformatoren) würden in den 30 Jahren von jetzt bis 2050 allein durch Wartungsaktivität ca. 75% des Verteilnetzes ersetzt werden.

Im zeitlichen Verlauf aller Szenarien zeigt sich, dass starke Anstiege von Grenzwertverletzungen bei den untersuchten Komponententypen tendenziell am Ende der von den Simulationen abgedeckten Zeitperiode auftreten. Vor dem Simulationsjahr 2035 sind nur vereinzelte Probleme zu erkennen. Nicht alle Netze bzw. Gebiete sind von den gezeigten simulierten Entwicklungen im gleichen Ausmass betroffen. Es zeigt sich, dass abgesehen von Utopia 2050 sogar in den Szenarien für das Jahr 2050 der Anteil von Transformatorkreisen mit Grenzwertverletzungen unter 20% liegt. Das Szenario Utopia 2050 wird charakterisiert durch einen extremen Photovoltaik-Zubau zur Deckung des gesamten



Stromverbrauchs des Gebiets. Für die Aufnahme dieser Energie ins Verteilnetz wäre eine Kombination von starken SmartGrid- und Netzausbaumassnahmen notwendig.

Gesamthaft kann gesagt werden, dass nur in den Zukunftsszenarien mit sehr einseitiger Last oder Erzeugungsentwicklungen und ohne entgegenwirkende Massnahmen massive Probleme in den Niederspannungsnetzen zu erwarten sind (Dystopia 2050, Utopia 2050). Für die Szenarien Nep 2050 und Pom 2050 sind die beobachteten Probleme beschränkt auf einige Transformatorkreise. Durch den Einsatz von gezielten und vorausschauenden Massnahmen im Rahmen von Netzerneuerungen sollte mit dem Grossteil dieser Probleme umgegangen werden können.

Nur schon der alleinige Einsatz von SmartGrid-Technologien kann in den meisten Transformatorkreisen die Einhaltung der Grenzwerte sicherstellen. Mit dem Einsatz von SmartGrid-Technologien, die in den meisten Fällen mit einer Form von Energiemanagement entweder bei der Stromerzeugung oder beim Stromverbrauch arbeiten, können Belastungsspitzen von Netzelementen wie Transformatoren und Leitungen effektiv reduziert werden. Je seltener Spitzenbelastungen im *unkontrollierten* Netzbetrieb (ohne SmartGrid-Einsatz) im Jahresverlauf auftreten, desto einfacher ist die Glättung der Belastungsspitzen im *kontrollierten* Netzbetrieb (mit SmartGrid-Einsatz) und desto geringer sind die Effizienzverluste (Speicherdimensionierung, abgeregelte EE-Einspeisung, Komfortverlust aufgrund zeitlicher Verschiebung thermischer Lasten, usw.)

5.4 Methodik

In Kombination mit im Rahmen der typischen Erneuerungszyklen erfolgten gezielten Netzverstärkungsmassnahmen würden die Grenzwertverletzungen weitgehend verschwinden. Mit den erzielten Resultaten hat ein Netzbetreiber basierend auf einer zu erwartenden zukünftigen Entwicklung die Möglichkeit, die Schwachstellen im Netz gezielt zu erkennen und entsprechend zu behandeln. Dadurch wird der Netzbetrieb effizienter durch die Vermeidung von unnötigen Netzausbaumassnahmen sowie die Servicequalität höher durch frühzeitige Massnahmen im Falle von aufkommenden Problemen.

Zeitreihenbasierte Lastflusssimulationen bilden die nötige Grundlage zur Analyse für viele Komponenten von zukünftigen (smartten) Verteilnetzen wie Batteriespeichern, Elektromobilität und Lastmanagement. Sie erlauben, im Gegensatz zu vereinfachten statischen Netzberechnungen, die Analyse aller netzbetrieblichen Situationen über einen längeren Zeitraum (z.B. Referenzjahr). Somit kann nicht nur identifiziert werden, ob eine Grenzwertverletzung im Netzbetrieb auftritt, sondern auch wie der zeitliche Verlauf hiervon aussieht. Dadurch wird es überhaupt erst möglich, den Einsatz von SmartGrid-Lösungen bezüglich deren Praktikabilität zu analysieren.

Zeitreihenbasierte Lastflusssimulationen bilden ausserdem eine sehr gute Grundlage für das Asset Management. Zum Beispiel ist für die Berechnung der Kabelalterung die zeitliche Dauer der Kabelbelastung eine benötigte Eingangsgröße.

Mit den hier durchgeföhrten Simulationen konnte durch die detailgetreue Abbildung des Stromnetzes inkl. Niederspannung und den Einsatz von zeitreihenbasierten Lastflusssimulationen gezeigt werden, dass eine rein statische Betrachtung der Extremwerte die heterogenen Netzzustände in ihrer Gesamtheit nicht adäquat abbildet. Einerseits treten auch bei den extremen Szenarien (Utopia und Dystopia) Grenzwertverletzungen nicht in allen Transformatorkreisen auf. Andererseits wird durch die Werteverteilungen ersichtlich, dass Netzzustände ausserhalb der Grenzwerte oft nur in begrenzten zeitlichen Perioden auftreten. Diese Erkenntnisse sind wichtig, weil damit Netzverstärkungsmassnahmen gezielter eingesetzt werden können und weil das Wissen zu den zeitlichen Abläufen wichtig ist für die Evaluation von Massnahmen zur dynamischen Abschwächung



von Extremzuständen durch Spitzenreduktion. Darunter fallen z.B. Batteriespeicher und intelligentes Lastmanagement.

Die Datenverfügbarkeit und –qualität für solche Studien ist eine wichtige Voraussetzung und Aufgabe der Netzbetreiber. Eine Standardisierung / Harmonisierung der zu führenden Daten und von Schnittstellen zwischen den Tools für die Netzstammdaten (u.a. GIS/ERP) und den Netzberechnungstools der Software-/Netzdienstleister ist anzustreben, damit solche Projekte effizienter abgewickelt werden können. Das Projekt zeigt zudem auf, dass mit SmartGrid-Funktionen teilweise auf teure Netzverstärkungen verzichtet werden kann. Neben der erforderlichen frühzeitigen Planung seitens Netzbetreibern sind insbesondere die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu erarbeiten und festzulegen, um langfristig Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen.



6 Ausblick und zukünftige Umsetzung

6.1 Berner Fachhochschule

Von Seiten der BFH wird der aktuelle Entwicklungsstand des FutureLoadAnalyzer unter einer MIT-Lizenz freigegeben. Somit kann auch von anderen bei Bedarf auf die hier gelegten Grundlagen aufgebaut werden.

Es bestand während des Projektes starkes Interesse sowohl von Industrievertretern als auch von anderen Forschern an den Ergebnissen.

Allerdings hat sich auch gezeigt, dass an einigen Stellen vor der Kommerzialisierung noch einiger Entwicklungsaufwand notwendig wäre. Die wichtigsten Entwicklungen wären dafür:

- Entwicklung einer graphischen Benutzeroberfläche
- Implementierung unterschiedlicher Allokationsstrategien
- Automatischer Datenaustausch mit Feedback für Fehler an die GIS-Verantwortlichen
- Beschleunigung und Modularisierung der Berechnung, so dass auch grössere Netzgebiete berechnet werden können.
- Implementierung besserer Industrielastprofile und automatischer Anpassung der Lasten auf Messungen

Falls es gelingt, die Entwicklungen in einem Folgeprojekt umzusetzen, dann würde mit der Kombination aus dem FutureLoadAnalyzer und LoadProfileGenerator ein mächtiges Werkzeug zur Verfügung stehen für die Analyse der Last in bestehenden Netzen und für zukünftige Szenarien. Das wäre sowohl für die Forschung als auch für die Netzbetreiber von grossem Nutzen.

6.2 Adaptricity

Als Teil des Projekts konnten die Funktionalitäten für zeitreihenbasierte Simulationen von Adaptricity weiterentwickelt und ausgiebig getestet werden. Durch die Kombination von einfach zu bedienendem Frontend und REST-APIs zur weitgehend automatisierten Durchführung von statischen und zeitreihenbasierten Simulationen hat Adaptricity eine zukunftsfähige, flexible Lösung geschaffen.

Diese kann sowohl die Bedürfnisse zur möglichst einfachen Erstellung von einzelnen zeitreihenbasierten Lastflusssimulationen als auch zum automatischen Durchführen einer Vielzahl von Simulationen abdecken.

Konkret wurde im Projekt eine Simulationsarchitektur erstellt für den Umgang mit detaillierten Stromnetzmodellen ganzer Städte, für eine Parallelisierung von zeitreihenbasierten Lastflusssimulationen (hier 4'000+ Jahressimulationen und -analysen) und der Ableitung von konkretem Netzverstärkungsbedarf für eine ganze Stadt (hier knapp 100 Transformatorkreise in Burgdorf). In diesem Projekt wurde deutlich, wie wichtig konsistente Input-Daten für zeitreihenbasierte Simulationen sind. Diese Notwendigkeit ist in der Branche eine wichtige Herausforderung und sollte durch Kollaborationen von Firmen aktiv angegangen werden. So arbeiten nun Adaptricity und Geocom an einer weitergehenden Kollaboration für eine allgemeine Schnittstelle zur Konvertierung von rechenfähigen Netzmodellen aus den GIS-Daten.

Trotzdem bleibt eine schlechte Datenlage aufgrund unzureichender Dokumentierungsprozesse bei Netzbetreibern (GIS-Modellierung aber auch Messdatenerfassung) ein potenzieller Flaschenhals für den Einsatz von Netzsimulationen und Datenanalysen selbst für einfachste Anwendungsfälle. Somit ist es in der betrieblichen Praxis derzeit leider (noch) aufwändig von althergebrachten, sehr



konservativen Netzplanungsgrundsätzen wegzukommen hin zu moderneren Konzepten wie zeitreihenbasierter Netzsimulation und -analyse und deren Werteversprechen wie weniger konservative Netzplanungsergebnisse.

Mit dem zunehmenden Ausbau von Messinfrastruktur wird es immer einfacher werden, robuste zeitreihenbasierte Lastflussszenarien des Status-Quo zu bilden. Die Genauigkeit der Simulationen wird mit zunehmender Messinfrastruktur und steigender Qualität in den Stammdaten laufend besser werden. Durch den Ausbau und die sich stetig verbessernde Integration der Messinfrastruktur werden mehr und mehr Messzeitreihen für Simulationen zur Verfügung stehen. Dadurch werden für die Abbildung des Status-Quo Szenarien mit einer Mischung aus Messwerten und synthetischen Lastprofilen immer wichtiger werden. Hierbei sind synthetische Zeitreihen zur Komplettierung vorhandener Messwerte äusserst wichtig, da klassische Lastflussberechnungen nur bei genügend hoher Abdeckung der real vorkommenden Lasten zu belastbaren Ergebnissen führen. Auf der Abbildung des Status-Quo aufbauend werden zeitreihenbasierte Zukunftssimulationen wohl an Wichtigkeit gewinnen. Dafür werden synthetische Last- und Erzeugungszeitreihen benötigt, um zeitreihenbasierte Zukunftsszenarien zu erzeugen.

Zeitliche Ressourcen und Kompetenzen im Bereich IT und Datenaufbereitung und -analyse sind bei den Netzbetreibern, wie bei den meisten Firmen, knapp. Deshalb ist es wichtig, dass die Konvertierung und das Handling von Netzmodellen und Inputzeitreihen zwischen der Netzberechnungssoftware, der GIS und ihrer Umsysteme weitgehend automatisiert ablaufen kann. Somit können sich die Spezialisten bei den Netzbetreibern statt auf Datenintegrationsthemen auf ihre eigentlichen Kernaufgaben konzentrieren: Wissen zur lokalen Strombedarfsentwicklung kombinieren mit der Stromnetzsituation und daraus Handlungsalternativen ableiten. In diesem Kontext ist es für Adaptricity ein strategisches Ziel, die Möglichkeiten zur einfachen Synthese von realistischen Last- und Erzeugungsprofilen durch Eigenentwicklungen und/oder durch die Anbindung von existierender Software auszubauen, um damit unsere existierenden Software-Produkte für zeitreihen-basierte Netzplanung und -analyse als auch Netzüberwachung zu verbessern.

6.3 Localnet

Das Projekt SimZukunft zeigt ergänzend zu den Erwartungen der Localnet AG auf, dass mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 die EVU's vor neuen Anforderungen und grossem Handlungsbedarf stehen. Mit einer detaillierten Netzplanung, welche auf Berechnungen mit Zeitreihen, guter Datenbasis und möglichen Szenarien basiert, können die Investitionsentscheidungen und Massnahmen für die künftigen Netzausbauten und –erneuerungen vorausschauender festgelegt und umgesetzt werden. Das führt zu höherer Planungssicherheit. Fehlinvestitionen können somit vermieden werden und dem Netznutzungskunden erspart werden!

Die Localnet wird die Ergebnisse wie folgt in der Unterhalts- und Erneuerungsplanung berücksichtigen:

- Die Prozesse und insbesondere die Qualitätssicherung der Werkleitungs- und Netzdaten in unseren Datenbanken müssen zum Teil überprüft und wo nötig verbessert werden. Die Qualität und Verfügbarkeit der Daten haben einen grossen Einfluss für die effiziente Durchführung von Netzberechnungen und –analysen. Aber auch die Entwickler und Betreiber der Software-Tools (GIS) sind für weitere Vereinfachungen und Standardisierung der Datenhaltung gefordert, so dass Berechnungen bei den notwendigen Datenimporten jeweils nicht so hohen Aufwand verursachen oder Projekte gar daran scheitern könnten.
- Die Berechnungsresultate des jetzigen Zustands sind bereits sehr aufschlussreich und zeigen, dass wir unsere bisherige Netzplanung mit den bisher bekannten Anforderungen gut gelöst



haben. Es gibt kaum Grenzwertverletzungen, aber auch nicht grosse Reserve-Netzkapazitäten, die auf einen bisher zu teuren Netzbau schliessen könnten.

- Die aufgezeigten Resultate dienen dazu, ergänzend zu anderen Instrumente der Localnet AG, anstehende Netzprojekte zu verifizieren. Allfällige in der Berechnung aufgezeigte Schwachstellen von Kabeln, Anlagen erkennen wir aufgrund der Anlagen-ID und können bei den konkreten Projekten die bisher getätigten Überlegungen und Dimensionierungen überprüfen und für die Zukunft notwendige Korrekturen anbringen. Somit können Fehlinvestitionen in Anlagen, die eine Nutzungsdauer von 30-60 Jahre aufweisen, eher vermieden werden! Mit dem Einsatz dieser Planungsmethode mit Blick in die Zukunft könnten EVU's spätere teure Nachbesserungen vermeiden.
- Wir haben vom Projektverfasser die detaillierten Berechnungsresultate in Excel erhalten. Diese Ergebnisse, die künftige Schwachstellen in Kabelanlagen und Trafostationen aufzeigt, werden wir weiter auswerten und geschickt visualisieren. Wir beschränken uns dabei aber auf die zwei Szenarien POM und NEP und werden die Erkenntnisse aus dem SimZukunft-Projekt in kommenden Netzprojekten als Entscheidungshilfe berücksichtigen.
- Bisher haben wir bedarfsgerechte Netzberechnungen durch einen Dienstleister durchführen lassen. Aufgrund der Ergebnisse SimZukunft-Projekts prüfen wir die Evaluation eines Berechnungstools (oder eines Dienstleisters) so dass wir künftig solche Netzanalysen regelmässig durchführen können.

Folgende Rahmenbedingungen sind uns wichtig

- o Integration/Schnittstellen zu den Netzdaten (GIS)
- o Möglichkeit, effektive Messdaten (Lastgänge, Aggregate) für Berechnung einzubeziehen (z.B. Daten der künftigen SmartMeter-Plattform oder Lastgangdaten von bestehenden ZFA)
- o Berechnung von Szenarien dito SimZukunft
- o Investitionen und Folgekosten eines solchen Berechnungstools müssen der Netznutzung angerechnet werden können

Adaptricity besuchte uns Mitte Mai 2020. Wir prüfen natürlich auch andere potenzielle Anbieter.

- Bei der Netzstudie-Localnet haben wir uns mehrheitlich auf die Auswirkungen des PV-Ausbaus konzentriert. Mit SimZukunft kennen wir nun die Entwicklung und deren weitere Auswirkungen auf das Netz (Ladestationen, Klimageräte...). Bei der Bewilligung von solchen Anlagen müssen wir darauf achten, dass wir als Netzbetreiber zu einem späteren Zeitpunkt und bei Bedarf Einfluss auf diese Lasten nehmen können (Steuern/Regeln), um einen sicheren Netzbetrieb und eine nachhaltige Netzplanung sicherstellen zu können. Zudem müssen die Daten solcher Anlagen, Lasten weiterhin (inkl. der verfügbaren Auflagen und Schnittstellen) gut dokumentiert werden, so dass uns für Netzberechnungen entsprechende Informationen für den IST-Zustand zur Verfügung stehen.
- Bei Anschlussgesuchen für Ladestationen müssen die Auflagen bezüglich Schnittstellen seitens Localnet AG präzisiert werden. Jedoch ist dafür eine nationale (ev. sogar internationale) Definition und Vereinheitlichung der Schnittstelle von Ladestationen usw. eine zwingende Voraussetzung. Bei den PVA wurde dies sehr gut in den Werkvorschriften gelöst.
- Im Rahmen des Projekts SmartMeter-Rollout gemäss StromVG wollen wir die Anforderungen hinsichtlich SmartGrid-Funktionen für einen sicheren Netzbetrieb und zur Vermeidung teurer



Netzausbauten berücksichtigen (nachhaltige, effiziente Investition hinsichtlich ES2050). Leider hat der Gesetzgeber die Anforderungen an eine SmartMeter-Lösung hinsichtlich SmartGrid aus unserer Sicht nicht ausreichend festgelegt à fehlende Vorgaben z.B. für eine offene Schnittstelle beim Messgerät zur Anbindung anderer Geräte, Interoperabilität/Bidirektionale Kommunikation, Echtzeitinformationen...

- Die Localnet beteiligt sich beim Projekt «aliunid», welches vom BFE ebenfalls unterstützt wird. Hier erhoffen wir uns, dass der im Projekt SimZukunft erwartete nutzbringende Einsatz von SmartGrid erste konkrete Lösungen bringt, inkl. interessanter Geschäftsmodelle für die Kunden und die Netzbetreiber.



7 Literaturverzeichnis

- [1] Prognos AG. Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2050 2012.
- [2] Fraunhofer ISE. Photovoltaics Report; Available from: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
- [3] Wikipedia. Tesla Inc; Available from: https://en.wikipedia.org/wiki/Tesla,_Inc.
- [4] Logan Goldie-Scot. A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. [February 02, 2020]; Available from: https://en.wikipedia.org/wiki/Tesla,_Inc.
- [5] Christiana Figueres, Hans Joachim Schellnhuber, Gail Whiteman, Johan Rockström, Anthony Hobley, Stefan Rahmstorf. Three years to safeguard our climate. [February 02, 2020]; Available from: <https://www.nature.com/news/three-years-to-safeguard-our-climate-1.22201>.
- [6] ClimateCentral. 2019 Warming Stripes: How Temperatures Have Trended in Your Region. [February 02, 2020]; Available from: <https://www.climatecentral.org/gallery/graphics/2019-warming-stripes-how-temperatures-have-trended-in-your-region>.
- [7] Bastin J-F, Clark E, Elliott T, Hart S, van den Hoogen J, Hordijk I et al. Understanding climate change from a global analysis of city analogues. PloS one 2019;14(7):e0217592.
- [8] ZHAW. NETFLEX: Effiziente Netzentgelte für flexible Verbraucher; Available from: https://www.zhaw.ch/no_cache/de/forschung/forschungsdatenbank/projektdetail/projektid/3026/.
- [9] Aigner DJ, Sorooshian C, Kerwin P. Conditional demand analysis for estimating residential end-use load profiles. The Energy Journal 1984;5(3):81–97.
- [10] Fünfgeld C, Tiedemann R. Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile: step-by-step: VDEW; 2000.
- [11] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. DACHCZ - Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen: VSE; 2007.
- [12] Bundesamt für Energie Schweiz. Sonnendach.ch; Available from: <http://www.sonnendach.ch>.
- [13] Bundesamt für Statistik. Eidg. Gebäude- und Wohnungsregister. [February 02, 2020]; Available from: <https://www.housing-stat.ch/de/start.html>.
- [14] Wikipedia. Gradtagzahl; Available from: <https://de.wikipedia.org/wiki/Gradtagzahl>.
- [15] National Renewable Energy Laboratory. System Advisor Model Version.
- [16] Pflugradt N. LoadProfileGenerator; Available from: <http://www.loadprofilegenerator.de>.
- [17] Pflugradt N. Modellierung von Wasser und Energieverbräuchen in Haushalten 2016.
- [18] Pflugradt N, Muntwyler U. Impact of Behavior on Using Photovoltaics to Charge Electric Vehicles: Systematic Analysis. 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 1691-1695 / 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 1691-1695 2019.
- [19] Bundesamt für Statistik. Bevölkerung - Kennzahlen; Available from: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung/stand-entwicklung/bevoelkerung.html>.
- [20] Meteotest GmbH. Meteonorm.
- [21] Walch A, Mohajeri N, Scartezzini J-L. A critical comparison of methods to estimate solar rooftop photovoltaic potential in Switzerland. Journal of Physics: Conference Series 2019;1343:12035.
- [22] Tesla. Tesla Solar Roof | Tesla Schweiz; Available from: https://www.tesla.com/de_CH/solarroof.
- [23] Bundesamt für Statistik. Szenarien zur Entwicklung der Haushalte 2017-2045; Available from: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/aktuell/neue-veroeffentlichungen.assetdetail.3682859.html>.



Anhang 1: Parameter der einzelnen Szenarien

POM	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anzahl der neu geborenen Kinder	174.0	708.0	733.0	759.0	784.0	809.0	834.0
Anzahl der Tode (Wahrscheinlichkeit abhängig vom Alter)	394.0	676.0	700.0	724.0	748.0	773.0	797.0
Ziel-Bevölkerung nach der Migration	16838.0	17741.1	18644.2	19547.3	20450.4	21353.5	22256.6
Reduktion Energieverbrauch Gewerbe (Prozent, über 5 Jahre, 0-1)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Reduktion Energieverbrauch Haushalte (Prozent, über 5 Jahre, 0-1)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Energiebedarf der neu installierten Klimaanlagen in kWh/m2	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1
Anteil an Flächen die klimatisiert sind	6.4%	9.8%	15.3%	23.1%	32.9%	45.0%	59.3%
Prozent Autobesitzer (0.44 = 440/1000 Haushalten haben ein Auto) [%]	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%
Prozent der Elektroautos [%]	2.0%	7.0%	13.7%	20.4%	27.1%	33.8%	40.5%
In diesem Zeitabschnitt zusätzlich zu installierende PV-Leistung in GWh	2.7	1.4	3.2	10.0	9.1	8.5	8.8
Haus Energie Renovierungsfaktor (0.2 = von 100 MWh Verbrauch bleiben noch 20 MWh) [%]	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%
Wie viele Boiler auf Wärmepumpen umgestellt werden	200.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
Wie viele Heizungen von Gas auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
Wie viele Heizungen von Öl auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
Wie viele Heizungen von Other auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	0.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
Reduktion Stromverbrauch Gebäudeinfrastruktur (Prozent, über 5 Jahre, 0-1, 0.99 = 1% Reduktion)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Prozent der Gebäudesanierungen [%], 0-1]	3.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%



NEP	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anzahl der neu geborenen Kinder	174.0	708.0	733.0	759.0	784.0	809.0	834.0
Anzahl der Tode (Wahrscheinlichkeit abhängig vom Alter)	394.0	676.0	700.0	724.0	748.0	773.0	797.0
Ziel-Bevölkerung nach der Migration	16838.0	17741.1	18644.2	19547.3	20450.4	21353.5	22256.6
Reduktion Energieverbrauch Gewerbe (Prozent, über 5 Jahre, 0-1)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Reduktion Energieverbrauch Haushalte (Prozent, über 5 Jahre, 0-1)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Energiebedarf der neu installierten Klimaanlagen in kWh/m2	24.5	24.5	24.5	24.5	24.5	24.5	24.5
Anteil an Flächen die Klimatisiert sind	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.5	0.6
Prozent Autobesitzer (0.44 = 440/1000 Haushalten haben ein Auto) [%]	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%
Prozent der Elektroautos [%]	2.0%	7.0%	13.7%	20.4%	27.1%	33.8%	40.5%
In diesem Zeitabschnitt zusätzlich zu installierende PV-Leistung in GWh	2.7	1.4	3.2	10.0	9.1	8.5	8.8
Haus Energie Renovierungsfaktor (0.2 = von 100 MWh Verbrauch bleiben noch 20 MWh) [%]	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%
Wie viele Boiler auf Wärmepumpen umgestellt werden	200.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
Wie viele Heizungen von Gas auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	0.0%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
Wie viele Heizungen von Öl auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	0.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
Wie viele Heizungen von Other auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	0.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
Reduktion Stromverbrauch Gebäudeinfrastruktur (Prozent, über 5 Jahre, 0-1, 0.99 = 1% Reduktion)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Prozent der Gebäudesanierungen [%, 0-1]	3.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%



UTOPIA	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anzahl der neu geborenen Kinder	174.0	708.0	733.0	759.0	784.0	809.0	834.0
Anzahl der Tode (Wahrscheinlichkeit abhängig vom Alter)	394.0	676.0	700.0	724.0	748.0	773.0	797.0
Ziel-Bevölkerung nach der Migration	16838.0	17741.1	18644.2	19547.3	20450.4	21353.5	22256.6
Reduktion Energieverbrauch Gewerbe (Prozent, über 5 Jahre, 0-1)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Reduktion Energieverbrauch Haushalte (Prozent, über 5 Jahre, 0-1)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Energiebedarf der neu installierten Klimaanlagen in kWh/m2	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Anteil an Flächen die Klimatisiert sind	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5
Prozent Autobesitzer (0.44 = 440/1000 Haushalten haben ein Auto) [%]	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%	44.0%
Prozent der Elektroautos [%]	5.0%	10.0%	20.0%	40.0%	70.0%	80.0%	100.0%
In diesem Zeitabschnitt zusätzlich zu installierende PV-Leistung in GWh	3.0	9.9	16.0	22.1	28.2	34.3	40.4
Haus Energie Renovierungsfaktor (0.2 = von 100 MWh Verbrauch bleiben noch 20 MWh) [%]	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%
Wie viele Boiler auf Wärmepumpen umgestellt werden	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
Wie viele Heizungen von Gas auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	5.8%	11.2%	13.0%	14.8%	16.6%	18.4%	100.0%
Wie viele Heizungen von Öl auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	5.8%	11.2%	13.0%	14.8%	16.6%	18.4%	100.0%
Wie viele Heizungen von Other auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	5.8%	11.2%	13.0%	14.8%	16.6%	18.4%	100.0%
Reduktion Stromverbrauch Gebäudeinfrastruktur (Prozent, über 5 Jahre, 0-1, 0.99 = 1% Reduktion)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Prozent der Gebäudesanierungen [%, 0-1]	3.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%



DYSTOPIA	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Anzahl der neu geborenen Kinder	174.0	708.0	733.0	759.0	784.0	809.0	834.0
Anzahl der Tode (Wahrscheinlichkeit abhängig vom Alter)	394.0	676.0	700.0	724.0	748.0	773.0	797.0
Ziel-Bevölkerung nach der Migration	18521.8	19515.2	20508.6	21502.0	22495.4	23488.9	24482.3
Reduktion Energieverbrauch Gewerbe (Prozent, über 5 Jahre, 0-1)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Reduktion Energieverbrauch Haushalte (Prozent, über 5 Jahre, 0-1)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Energiebedarf der neu installierten Klimaanlagen in kWh/m2	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Anteil an Flächen die Klimatisiert sind	6%	10%	15%	23%	33%	45%	59%
Prozent Autobesitzer (0.44 = 440/1000 Personen haben ein Auto) [%]	44%	50%	55%	60%	70%	70%	70%
Prozent der Elektroautos [%]	2.0%	10.0%	20.0%	60.0%	70.0%	90.0%	100.0%
In diesem Zeitabschnitt zusätzlich zu installierende PV-Leistung in GWh	3.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Haus Energie Renovierungsfaktor (0.2 = von 100 MWh Verbrauch bleiben noch 20 MWh) [%]	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%
Wie viele Boiler auf Wärmepumpen umgestellt werden	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Wie viele Heizungen von Gas auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%
Wie viele Heizungen von Öl auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%
Wie viele Heizungen von Other auf Wärmepumpen umgestellt werden, in % des 2017 Energieverbrauchs	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%	5.8%
Reduktion Stromverbrauch Gebäudeinfrastruktur (Prozent, über 5 Jahre, 0-1, 0.99 = 1% Reduktion)	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%	95.1%
Prozent der Gebäudesanierungen [%], 0-1]	3.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%



Anhang 2: Glossar

Bezeichnung	Definition
Sektorkopplung	Die Sektoren Mobilität und Wärmeversorgung werden mit dem Elektrizitätssektor gekoppelt und elektrifiziert.
Abregelung (PV-Anlagen)	PV-Anlagen werden so eingestellt / ausgelegt, dass die maximale Einspeisung geringer ist als die nominale Stromerzeugungskapazität. Zum Beispiel bedeutet eine Abregelung einer 10kW-Anlage auf 70%, dass maximal 7 kW ins Netz gespeist werden.
Peak-Shaving	Reduktion der Lastspitzen im Netz durch Einsatz von Speichern zum Ausgleich der Lastspitzen.

Anhang 3: Software-Entwicklung

Im Projekt wurden an drei verschiedenen Softwarepaketen gearbeitet. Diese waren:

- Automatisierte Simulationsarchitektur Adaptricity
- FutureLoadAnalyzer für die Erstellung der Szenarien
- LoadProfileGenerator für die Erstellung der Haushalts- und Elektromobilitätsprofile

A3.1 Automatisierte Simulationsarchitektur Adaptricity

A3.1.1 Ausgangslage Adaptricity Software für SimZukunft-Projekt

Die Durchführung von Szenario-spezifischen Jahressimulationen mit dem gesamten Nieder- und Mittelspannungsnetzmodell von Localnet führt zu grossen Anforderungen an die Netzberechnungssoftware. Spezifische Herausforderungen sind der Umgang mit grossen Datenmengen sowie die Automatisierung von Simulationsaufsetzung, -start, -durchführung sowie Verarbeitung und Visualisierung der Resultate. Um den Umgang mit den Datenmengen und der Simulationslaufzeit zu erleichtern, sowie eine intuitive räumliche Unterteilung der Resultate zu erreichen, wurden die Simulationen aufgeteilt auf Transformatorkreise durchgeführt.

Um eine Vorstellung der vorliegenden Herausforderung zu erhalten, ist es hilfreich, sich das Mengengerüst vor Augen zu halten. Allein die Bottom-Up Simulationen umfassen 33 Szenarien, wobei für jedes Szenario 90 Transformatorkreise mit einer Jahressimulation abgebildet wurden. Das ergibt für den Bottom-Up Teil ca. 3000 Jahressimulationen. Die Resultatgrösse einer solchen Jahressimulation in 15-Minuten-Auflösung schwankt mit der Netzmödellgrösse und der Selektion der zu speichernden Variablen; sie liegt aber normalerweise knapp im Gigabyte-Bereich. Dies bringt den Speicherbedarf für alle Jahressimulationen in den Bereich von mehreren Terabytes. Schon allein diese vereinfachte Betrachtung des Mengengerüsts zeigt auf, dass die Spezifikation der Inputs, der Start der Simulationen und die Verarbeitung und Visualisierung der Resultate nur mit einem hohen



Automatisierungsgrad, sowie mit einem Konzept bezüglich abzuspeichernder Resultatgrößen möglich gewesen waren.

Dabei muss ausserdem berücksichtigt werden, dass bei der Durchführung eines solchen Projekts die Simulationen typischerweise mehrfach durchgerechnet werden müssen aufgrund nötiger Anpassungen der Inputs. Dies war auch in diesem Projekt der Fall. Simulationen konnten aufgrund von initialen Inkonsistenzen in den Eingangsdaten (Netzmodelle, Last- und Erzeugungs-Zeitreihen, Zuordnung Zeitreihen zu Netzmodellknoten) nicht wie gewünscht ablaufen. Daher war nach Vorliegen der vollständigen Eingangsdaten ein iterativer Anpassungsprozess für die Durchführung aller Simulationen notwendig zur Sicherstellung von belastbaren Simulationsresultaten. Immer wieder kam es vor, dass in zukünftigen Simulationsszenarien Konvergenzprobleme bei Lastflussberechnungen auftraten. Dabei war es mathematisch nicht möglich, das vorliegende Lastflussproblem zu lösen. Konvergenzprobleme können heterogene Ursachen haben. Häufige Probleme sind überdimensionierte Lasten/Erzeuger oder Fehler in den Netzmodellen (z.B. zu hohe Impedanzen von Leitungen). In solchen Fällen war sowohl eine Abstimmung mit der BFH als auch mit den Verantwortlichen der Localnet AG und die Wiederholung von Simulationen notwendig.

Es waren daher deutlich mehr als die zuvor genannte Zahl von ca. 3000 Zeitreihensimulationen im Projekt SimZukunft erforderlich. Der damit verbundene Gesamtprozess hätte bei einer manuellen Ausführung einen sehr hohen Zeiteinsatz bedingt, welcher im Rahmen des zeitlichen Rahmens des Projekts nicht hätte geleistet werden können. Die weitgehende Automatisierung des Simulationsprozesses war daher ein zwingender Teil des Projekts SimZukunft. Ein weiterer wichtiger Grund für eine Automatisierung ist die Vermeidung von Fehlern, welche bei umfassenden, repetitiven manuellen Tätigkeiten typischerweise auftreten. Software-Entwicklungsarbeiten waren daher nötig zur Ermöglichung einer automatisierten, aber flexiblen Aufsetzung, Durchführung und Auswertung der zeitreihenbasierten Lastflussberechnungen.

A3.1.2 Entwicklungsarbeiten für SimZukunft

Für die Anpassung der Simulationsplattform von Adaptricity ist ein Ansatz gewählt worden, der zum einen vollständig die Anforderungen für das Projekt SimZukunft abdeckt und zum anderen erlaubt, die durchgeführten Software-Modifikationen für zukünftige Anwendungen nutzen zu können. Dafür wurden die Entwicklungsarbeiten in drei grobe Teile aufgeteilt, welche nachfolgend beschrieben werden.

A3.1.3 Programmierschnittstellen für die Adaptricity-Plattform

Im ersten Entwicklungsteil wurden für die Simulationsplattform von Adaptricity Programmierschnittstellen (API) entwickelt, über die von anderen Programmen direkt relevante Prozesse im Backend der Softwarestruktur angesprochen werden können. Damit wurde die Grundlage geschaffen, dass die benötigten Funktionalitäten über eine Kommunikation mit Drittsoftware bedient werden können. Funktionsbibliothek zur Ansteuerung der Programmierschnittstellen mit R

Der zweite Entwicklungsteil umfasste das Erstellen einer Funktionsbibliothek in der Programmiersprache R. Diese Bibliothek beinhaltet die nötigen Funktionen, um mittels Skripten in R die APIs der Adaptricity-Software zu nutzen, um Simulationen zu definieren, die nötigen Inputs hochzuladen, den Simulationsprozess anzustossen, nach Abschluss einer Simulation die Resultate herunterzuladen, sowie die Resultate in der Adaptricity-Software zu löschen um mit den grossen Datenmengen umzugehen. Diese Funktionsbibliothek bildet das Bindeglied zwischen der Adaptricity-Software und Skripten, welche in R geschrieben werden. Damit erzielt man eine Kombination der guten Performance und bestehenden Softwarefunktionalitäten in der Adaptricity-Software mit der



grossen Flexibilität einer Open Source Programmiersprache wie R, welche für die automatisierte Aufsetzung heterogener Szenarien sowie deren Auswertung inkl. Visualisierung genutzt werden kann.

Als Resultat liegt eine Vielzahl an Skripten in der Programmiersprache R vor, mit denen Vorgänge, die bei der Benutzung der Software von Adaptricity durch Aktionen von Nutzern im Hintergrund ablaufen, automatisiert gestartet werden können. Die besagten Skripte ebnen den Weg für eine Ausführung von Simulationsauswertungen, die für das Projekt SimZukunft relevant waren.

Diese Anbindung von R an die Adaptricity-Simulationsplattform kann für diverse Anwendungsfälle verwendet werden. Nachfolgend werden drei Beispiele beschrieben.

ZEITREIHENBASIERTE MONTE-CARLO-SIMULATIONEN

Eine interessante Nutzung ist zum Beispiel die Durchführung von zeitreihenbasierten Monte-Carlo-Simulationen. Monte-Carlo-Simulationen können dafür eingesetzt werden, um Unsicherheiten bei der Definition von Szenarien oder der Modellierung von Inputs zu quantifizieren. Dabei wird ein Eingangsparameter, welcher mit Unsicherheit behaftet ist, variiert. Dadurch entsteht eine Vielzahl an unterschiedlichen Simulationskonfigurationen. Diese werden durchgerechnet und anschliessend alle Resultate aggregiert. Damit erhält man keine deterministischen Resultate, sondern Wahrscheinlichkeiten, dass ein Resultat in einem bestimmten Wertebereich liegt.

Ein passender Anwendungsfall für Monte-Carlo-Simulationen kann zum Beispiel die Analyse der Auswirkungen einer Verbreitung einer neuen Technologie im Stromnetz sein. Dabei sind oftmals übergeordnete Informationen zur zukünftigen Verbreitung bekannt. Wie sich die neue Technologie aber im Detail auf der Stufe von einzelnen Netzanschlussknoten verbreitet, ist typischerweise unbekannt. Nachfolgend wird als Beispiel eine graphische Auswertung von Leistungsüberlastungen ausgelöst durch Ladestationen von Elektrofahrzeugen gezeigt.

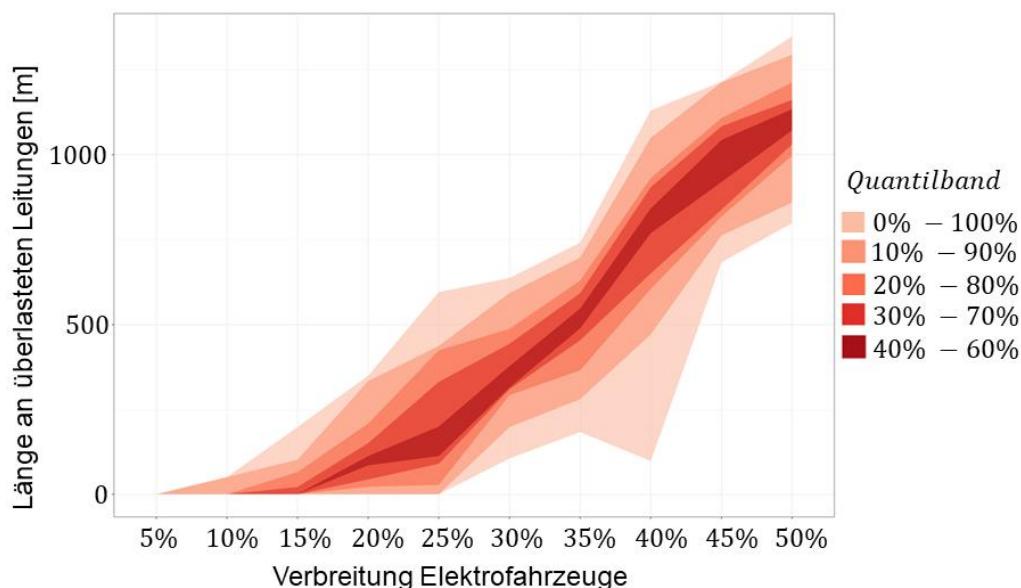


Abbildung 77: Visualisierung der aggregierten Auswertung einer Monte-Carlo-Simulation für ein exemplarisches Netz im Hinblick auf die Verbreitung von Elektrofahrzeugen.

Für die Abbildung 77 wurde mit einem exemplarischen Netzmodell und fiktiven Kundendaten eine Vielzahl an Simulationen durchgeführt, in denen zum einen verschiedene Verbreitungsmuster für Elektrofahrzeuge bezogen auf die Einwohnerstruktur im Gebiet des Netzmodells angenommen und



zum anderen für jede simulierte Verbreitung an Elektrofahrzeugen eine unterschiedliche Verteilung von Ladestationen an Netzknoten zeitreihenbasiert simuliert wurden. Für jede Durchdringungsstufe wurde eine Vielzahl an Simulationen mit jeweils variierenden Eingangsparametern durchgeführt (Monte-Carlo-Methode). Deshalb erhält man als Resultat eine Wahrscheinlichkeitsverteilung.

Für jede gewählte Verbreitung an Elektrofahrzeugen wird in verschiedenen Quantilbändern aufgezeigt, wie viel Meter an Leitungen im simulierten Gebiet überlastet sind. Für jede Durchdringungsstufe von Elektrofahrzeugen enthält die Graphik eine Information zur Werteverteilung, was eine differenziertere Betrachtung erlaubt als ein einzelnes, deterministisches Resultat. Unter der Annahme, dass die gewählte Zufallsverteilung der Inputparameter für die Monte-Carlo-Simulation der Realität entspricht, sind die Eintretenswahrscheinlichkeiten von Resultaten gleich oder extremer als am unteren oder oberen Rand des Resultatbandes tiefer als in der Mitte desselben.

VERLUSTMINIMIERUNG DURCH ITERATIVE NETZMODELLANPASSUNGEN

Eine weitere Analyseart, welche von diesem automatisierten Setup profitiert, sind automatisierte Simulationen von iterativen Veränderungen am verwendeten Netzmodell. Dies kann zum Beispiel sehr gut dafür eingesetzt werden, um Netzverluste zu minimieren, indem die Topologie durch Öffnen und Schliessen von bestehenden Schaltern oder durch das Hinzufügen von einzelnen Leitungen variiert wird und jedes Mal ein statischer oder zeitreihenbasierter Lastfluss berechnet wird. Ein Resultat dieser Berechnung sind die auftretenden Verluste. Mit diesem Ansatz kann somit eine Optimierung der Netztopologie zur Minimierung von Verlusten durchgeführt werden.

SENSITIVITÄTSSTUDIEN

Generell eignet sich diese Schnittstelle sehr gut zur Durchführung von Sensitivitätsstudien. Dabei fällt nur ein einmaliger Aufwand zur Aufsetzung eines Basisszenarios an. Anschliessend können die Inputparameter des Basisszenarios mit beliebigen Modellen variiert werden, wobei für jede Konfiguration eine Lastflussberechnung durchgeführt wird. Anschliessend kann bei der Analyse der Resultate ermittelt werden, wie gross die Sensitivitäten der verschiedenen Inputs für die Resultate der Berechnung sind. Darauf basierend kann auf der Ebene der Simulation zum Beispiel entschieden werden, in die Erarbeitung welcher Inputdaten mehr Zeit investiert werden sollte, weil sie einen überproportional grossen Einfluss auf das Endresultat haben. Auch für die Umsetzung in die Praxis können diese Sensitivitätsstudien wertvolle Hinweise zur Priorisierung liefern.

A3.1.4 Skripte zum Aufsetzen und Auswerten der projektspezifischen Simulationen

Die Entwicklung aller Software-APIs, sowie der nötigen Funktionen in R zur Kommunikation mit den APIs stellt die benötigte Grundinfrastruktur dar. Der dritte Teil besteht in der projektspezifischen Erstellung von Skripten in R, um alle Szenarien automatisiert aufzusetzen, durchzuführen und auszuwerten.

Dazu muss jeweils die Kombination von Netzmodell und Zeitreiheninputs korrekt sein und die Zeitreihen zu den korrekten Knoten im Netzmodell zugeordnet werden. Das Anfallen von grossen Datenmengen bedingt, dass man sinnvolle Metriken zur Zusammenfassung der vorliegenden Resultate definiert. Dabei müssen die Resultate zusammengefasst überblickt werden können. Außerdem ist es insbesondere beim Auswerten von Simulationen wichtig, dass man sich der erzielten Genauigkeit bewusst wird. Es ist der Anspruch dieses Projekts, dass für verschiedene Zukunftsszenarien realistische Last- und Erzeugungszeitreihen als Eingangsdaten für Simulationen generiert werden. Realistisch bedeutet aber nicht, dass die real auftretenden Last- und Erzeugungsprofile Haushalt- und Zeitschritt-scharf in der Zukunft auftreten werden. Es macht daher bei der Betrachtung von über 3000 zeitreihenbasierten Simulationen für die gezielte Bewertung zukünftiger Trends z.B. keinen Sinn, einzelne Zeitschritte einer zeitreihenbasierten Simulation zu



analysieren. Vielmehr geht es darum, generelle Tendenzen und daraus resultierende Schwachstellen im Verteilnetzgebiet Burgdorf aufzuzeigen.

A3.2 FutureLoadAnalyzer (FLA)

Ursprünglich war geplant, die Szenarien mit den gebäudescharfen Verbräuchen einfach in Excel berechnen. Allerdings wurde im Projektverlauf relativ schnell klar, dass dies aufgrund der Vielzahl der Datenfelder, Szenarien und Jahresscheiben kein gangbarer Weg sein würde. Daher wurde die Entwicklung des FutureLoadAnalyzer (FLA) begonnen.

Der FLA ist konzipiert als Werkzeug mit den folgenden Funktionen:

- Zusammenführung der Daten mit Konfliktlösung
- Generierung der gebäudescharfen Daten für die Szenarien
- Visualisierung und Auswertung
- Erstellung und Management der Lastprofile

Ziel bei der Entwicklung des FLA war nicht die Benutzerfreundlichkeit, sondern die Entwicklungsfreundlichkeit, d.h. es sollte möglichst einfach sein, neue Funktionen hinzufügen, zu testen und zu verbessern. Auf eine GUI wurde verzichtet, da das Ziel des Projekts ist, die Machbarkeit des Netzplanungs-Ansatzes zu zeigen, nicht ein marktfertiges Produkt zu entwickeln. Daher wurde ein Pipeline-Ansatz mit Copy-On-Write gewählt. Das bedeutet, dass die Eingangsdaten eingelesen werden, dann mit mehreren Stufen mit jeweils mehreren Schritten verarbeitet werden und am Ende der Pipeline liegen die Lastprofile vor. Copy-On-Write bedeutet, dass jeder Schritt seine Eingangsdaten nicht überschreibt, sondern neue Daten schreibt. Der Vorteil davon ist, dass beim Debuggen jeder Schritt einzeln so oft wie benötigt ausgeführt werden kann, ohne dass die vorherigen Schritte wiederholt werden müssen. Somit konnte die Zeit zwischen einer Änderung und den Ergebnissen in fast allen Schritten auf weniger als eine Minute gesenkt werden, was eine sehr grosse Hilfe bei der Entwicklung war.

Erwähnenswert ist, dass im FLA keine manuellen Datenkorrekturen vorgenommen werden.

Stattdessen werden Korrekturen als Zusatz-Dateien in separaten Schritten eingepflegt, welche Teile der Ausgangsdaten überschreiben können. Dieser Ansatz stellt sicher, dass die Ausgangsdaten nicht modifiziert werden müssen und sich damit keine Fehler einschleichen können. Auch hat dieser Ansatz den grossen Vorteil, dass er sich sehr gut skalieren lässt und auch für grössere Städte anwendbar ist.

Dargestellt sind die wichtigsten Stufen in Abbildung 78.

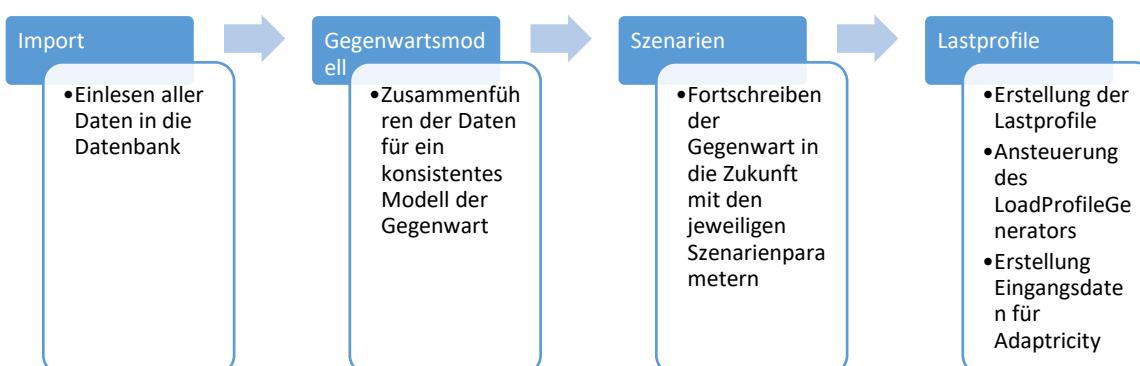


Abbildung 78: Wichtigste Schritte bei der Verarbeitung der Daten im FutureLoadAnalyzer



A3.2.1 Gegenwartsmodell

Die einzelnen Schritte für die Erstellung des Gegenwartmodells sind in Tabelle 4 dargestellt. Hinter dieser relativ kurzen Beschreibung stehen allerdings mehrere tausend Zeilen Programmcode.

Tabelle 4: Wichtigste Schritte beim Aufbau des Gegenwartsmodells

Schritt	Inhalt
Haus	Erstellt die Hausobjekte aus den Gebäudekomplexen.
Energieverbrauchsdaten	Ordnet den Häusern Energieverbrauchsdaten zu
Haushalte	Erstellt aus den Energieverbrauchsdaten Haushaltsobjekte
Unternehmen	Erstellt basierend auf den Energieverbrauchsdaten und Statistiken Unternehmen
Hausheizung	Ordnet Energiebedarfsdaten und Localnetverbräuche zu.
Warmwasser	Ordnet die Warmwassersysteme zu
PV-Systeme	Ordnet die installierten PV-Systeme zu
Bewohner	Verteilt die Bewohner auf die Haushalte basierend auf Statistiken und Energieverbrauch
Fahrzeuge	Verteilt die Fahrzeuge auf die Haushalte basierend auf Bewohnern. Zudem wurde vom BfS die Pendlerstatistik zur Verfügung gestellt. Aus dieser werden die Pendlerdistanzen und täglichen Fahrleistungen auf die Autos verteilt, so dass die Verteilung und die Gesamtdistanzen zu den öffentlichen Statistiken passen.
Klimatisierung	Legt die Klima-Anlagen an basierend auf Kundentyp und Statistiken. Dabei wird angenommen, dass gegenwärtig in Haushalten kein nennenswerter Anteil an Klimatisierung vorliegt, während bei Gewerbegrosskunden ca. 10% der Energie in die Kühlung fliessen.
Wasserkraft	Legt die Wasserkraftwerke an.

A3.2.2 Datenzusammenführung

Das grösste Problem im Projekt war der Aufbau des Modells für die Gegenwart. Dazu mussten die Daten aller Datenquellen zu einem konsistenten Modell für die Gegenwart kombiniert werden. Allerdings waren die Daten aus verschiedenen Datenbeständen weder konsistent noch immer eindeutig zuordnenbar. Auch waren nicht alle Daten tatsächlich gebäudescharf.

Für die Bevölkerung oder den Autobesitz z.B. lagen sogar nur aggregierte Daten für die gesamte Stadt vor. Hier wurde im Projekt der Ansatz verfolgt, die Verteilung auf das Stadtgebiet so plausibel wie möglich zu gestalten. Für die Allokation der Bewohner auf die Häuser z.B. wurden die Strom-Abrechnungsdaten kombiniert mit der Gesamtzahl der Haushalte in Burgdorf und der Alterspyramide, d.h. der Anzahl Personen pro Jahrgang in Burgdorf. Dann wurde mit einer Fuzzy-Logic-Heuristik den Haushalten Personen zugeordnet.

Ein weiteres Problem war, dass teilweise m:n-Zuordnungen zwischen Adressen und Gebäuden vorlagen, d.h. ein Haus hat mehrere Adressen (z.B. ein Wohnblock mit mehreren Eingängen) oder es gibt mehrere Gebäude für eine Adresse (z.B. ein Industrieareal). Um diese Fälle abzubilden, wurden



Gebäudekomplexe im Programm eingeführt. Diese können ein oder mehrere Gebäude und ein oder mehrere Adressen haben. Die Gebäudekomplexe werden dann als ein einziges Haus behandelt. Das bringt zwar einen gewissen Genauigkeitsverlust, aber ermöglicht die automatische Behandlung auch komplexer Areale.

A3.2.3 Szenarien

Die Fortschreibung der Szenarien erfolgt ebenfalls in einzelnen Schritten. Die Schritte sind in Tabelle 5 kurz angerissen. Auch hier wurden wieder mehrere Tausend Zeilen Quellcode benötigt, um die Schritte vollständig umzusetzen und die notwendigen Visualisierungen zu erstellen.

Tabelle 5: Schritte bei der Erstellung der Zukunftsszenarien

Schritt	Inhalt
Häuser	<ul style="list-style-type: none">- neue Häuser anlegen- alte Häuser abreissen- Hausanschlüsse fortschreiben
Haushalte und Einwohner	<ul style="list-style-type: none">- Einwohner altern und Todesfälle berechnen- Geburten und Zuzüge berechnen- Neue Haushalte erstellen- Energieverbrauch anpassen
Geschäfte	<ul style="list-style-type: none">- Fortschreiben- Energieverbrauch anpassen
Gebäudeinfrastruktur	<ul style="list-style-type: none">- Fortschreiben- Energieverbrauch anpassen
Fahrzeuge	<ul style="list-style-type: none">- Fahrzeuge fortschreiben- Auf Elektromobilität umstellen
Heizungssysteme	<ul style="list-style-type: none">- Heizungssysteme fortschreiben und altern lassen- Renovierungen anwenden- Heizungssysteme umstellen auf Wärmepumpe
Warmwassersysteme	<ul style="list-style-type: none">- Fortschreiben und Umstellen auf Wärmepumpe
Photovoltaikanlagen	<ul style="list-style-type: none">- Anlagen installieren nach Sonnendach-Daten
Klimaanlagen	<ul style="list-style-type: none">- Installation von Klimaanlagen

Zum besseren Verständnis soll am Schritt Heizungssysteme noch etwas genauer erklärt werden, wie bei der Berechnung vorgegangen wird:

Zunächst werden die Daten aus der vorherigen Jahresscheibe eingelesen. Dann wird aus der Szenariodefinition eingelesen, um wie viel Prozent des Heizwärmeverbedarfs von 2017 der Wärmebedarf gesenkt werden soll. Anschliessend werden zufällig Häuser ausgewählt, welche renoviert werden sollen. Dabei wird eine gewichtete Zufallsziehung verwendet, mit der Flächenenergieintensität als Kriterium. Die Flächenenergieintensität ist der Jahreswärmeverbedarf geteilt durch die



Energiebezugsfläche und hat die Einheit kWh/m²/a. Gewichtete Zufallsziehung bedeutet, dass ein Haus mit einer Flächenenergieintensität von 400 kWh/m²/a (entspricht einem unsanierten EFH aus den 70ern) eine sehr viel grössere Chance hat, renoviert zu werden, als ein Haus mit einer Flächenenergieintensität von 10 kWh/m²/a (entspricht einem Passivhaus). Tests im Projekt ergaben, dass eine quadrierte Flächenintensität als Gewichtungsfaktor zu guten Ergebnissen führt.

Nach den Renovierungen werden dann die Heizungssysteme gewechselt. Dafür wird aus der Szenariodefinition eingelesen, wie viel Energiebedarf (definiert als Prozent des Energiebedarfs ohne Sanierungen) von z.B. Gas in Wärmepumpen gewandelt werden soll. Hierfür wird wieder eine gewichtete Ziehung der Heizungsanlagen eingesetzt, wobei das Alter der Heizungsanlage als Wichtungsfaktor dient.

A3.2.4 Lastprofile

Für die Lastprofilerstellung gibt es im FLA die folgenden Module:

- Haushaltslastprofile
- Wärmepumpenprofile
- Klimaanlagenprofile
- Gewerbeprofile
- DHW-Profile
- Photovoltaikprofile

Auf die Methodik für die Erstellung der einzelnen Lastprofile wird nun im Folgenden genauer eingegangen.

A3.2.5 Haushaltslastprofile und Elektromobilität

Für die Erstellung der Haushaltslastprofile wurde der LoadProfileGenerator verwendet. Dieser ist in Kapitel A3.3 noch genauer beschrieben. Der FLA erstellt automatisch die Haushaltsspezifikationen für den LoadProfileGenerator und liest nach der Berechnung die Berechnungsergebnisse ein.

Erwähnenswert ist, dass aufgrund der langen Berechnungsdauer ein Caching-Mechanismus implementiert wurde. Somit dauert die erste Berechnung eines Szenarios 3-5 Tage, aber weitere Berechnungen nach Parameteränderungen nur noch 1-2h. Dies hat sich als sehr nützlich erwiesen für die iterative Optimierung der Berechnungen.

A3.2.6 Wärmepumpenlastprofile

Für die Erstellung der Wärmepumpen-Lastprofile wurde ein einfaches R1C1-Modell (1 Widerstand R, eine Kapazität C) im FLA implementiert. Dieses modelliert das Haus als Wärme-Reservoir, aus welchem bei niedrigen Außentemperaturen Wärme abfließt, wobei die Wärmeverlust-Rate umso grösser wird, je niedriger die Temperaturen sind. Die Wärmepumpe füllt das Wärme-Reservoir wieder auf, sobald ein bestimmter Schwellenwert unterschritten wird. Aufgefüllt wird bis zu einem Soll-Niveau, das deutlich über dem Schwellenwert liegt. Somit ergibt sich eine Hysterese und ein ständiges Ein- und Ausschalten der Wärmepumpen wird vermieden. Implementiert wird das im Programm als eine Finite-State-Engine. Durch diese Modellierung ergibt sich somit eine realistische Modellierung einer Wärmepumpe im Intervallbetrieb.

Zur Bestimmung des Energieabflusses wird ein Gradtagszahl-Modell verwendet [14], mit einer Zimmertemperatur von 20°C und einer Heizgrenz-Temperatur von 15°C. Das bedeutet, dass nur Tage mit einer Durchschnittstemperatur von unter 15°C relevant sind und die Energiemenge pro Tag ist proportional zur Temperaturdifferenz zu 20°C.



Es wurde im FLA auch eine Möglichkeit zur Beschränkung der Einschaltzeiten implementiert. Es erscheint schliesslich naheliegend, die Wärmepumpen primär nachts im Niedertarif zu betreiben, um die Netzbelastung zu minimieren. Allerdings stellte sich bei Tests heraus, dass diese Methode nur sinnvoll ist bis zu einer Wärmepumpendurchdringungen von 20-30% der gesamten Heizlast.

Dazu ein Beispiel aus dem Szenario Utopia 2050: Dort wird am kältesten Tag 215 MWh Elektrisch für die Heizung benötigt. Umgerechnet auf 24h sind das ca. 9 MW. Falls nun die Heizzeit auf 8h eingeschränkt wird, bedeutet das eine erforderliche, kontinuierliche Leistung von 27 MW über diese 8h, zusätzlich zur normalen Grundlast. Diese Last übersteigt die Kapazität des Netzes deutlich und führt zu deutlich erhöhten Ausbauanforderungen. Dazu kommt, dass ohne zentrale Steuerung alle Wärmepumpen gleichzeitig zu Beginn des Niedertarifs einschalten und somit noch höhere Lastspitzen erzeugen. Daher wurde im Projekt auf die Beschränkung der Einschaltzeiten auf den Nachttarif verzichtet.

Es ist somit festzuhalten: Fixe Zeitbeschränkungen für Wärmepumpen sind nur bis zu einem Durchdringungsgrad von 20-30% eine gute Idee und danach deutlich kontraproduktiv. Fixe Zeitbeschränkungen ist mit zunehmenden Aufkommen von variabler Erzeugung keine sinnvolle Massnahme mehr. Idealerweise sollte eine dynamische, Netzzustands-abhängige Steuerung eingeführt werden, z.B. in der Form eines dynamischen Stromtarifs.

A3.2.7 Klimaanlagenlastprofile

Für die Klimatisierung wurde ein einfaches Kühlgradstunden-Modell verwendet. Dabei wird die vordefinierte Kühllast für das Haus ähnlich dem Heizgradtagmodell über alle Stunden des Jahres verteilt. Dabei wird die Kälteanforderung direkt als Strombedarf in das Profil übernommen, da Klimaanlagen üblicherweise keine Kältespeicher aufweisen, sondern modulierend betrieben werden. Dies ist zugleich auch die netzfreundlichste Betriebsweise, da so die Last möglichst gleichmässig auf die Stunden im Jahr mit Kühlbedarf verteilt wird.

A3.2.8 Gewerbeprofile

In Burgdorf lagen zwei Arten von Gewerben vor: Für die Grossverbraucher liegen grösstenteils Lastgangmessungen vor. Für die kleineren Gewerbe lagen hingegen nur Verbrauchssummen vor.

Die kleineren Gewerbe wurde mit Hilfe von Internet-Recherchen in verschiedene Kategorien eingeordnet, um die korrekten Lastprofile zuordnen zu können. Als Lastprofile für die kleineren Gewerbe wurden dabei die Standard-Lastprofile des BDEW aus Deutschland verwendet [10].

Die relative Anzahl der Kunden und der relative Jahresverbrauch der Kundengruppen ist in Abbildung 79 bzw. Abbildung 80 dargestellt. Man sieht, dass Büros die grösste Anzahl der Gewerbekunden stellen, aber von den Industriegrosskunden bei weitem im Verbrauch übertroffen werden. Es ist zu berücksichtigen, dass die manuelle Zuordnung nur eine Annäherung bieten kann. Bei kleineren Gewerben ist es häufig sehr schwierig, zu beurteilen, ob es sich um ein Büro, einen Allgemeinzähler einer Hausverwaltung, einen Handwerker oder etwas ganz anderes handelt, da es keine Anhaltspunkte ausser dem Namen der Rechnungsadresse gibt.

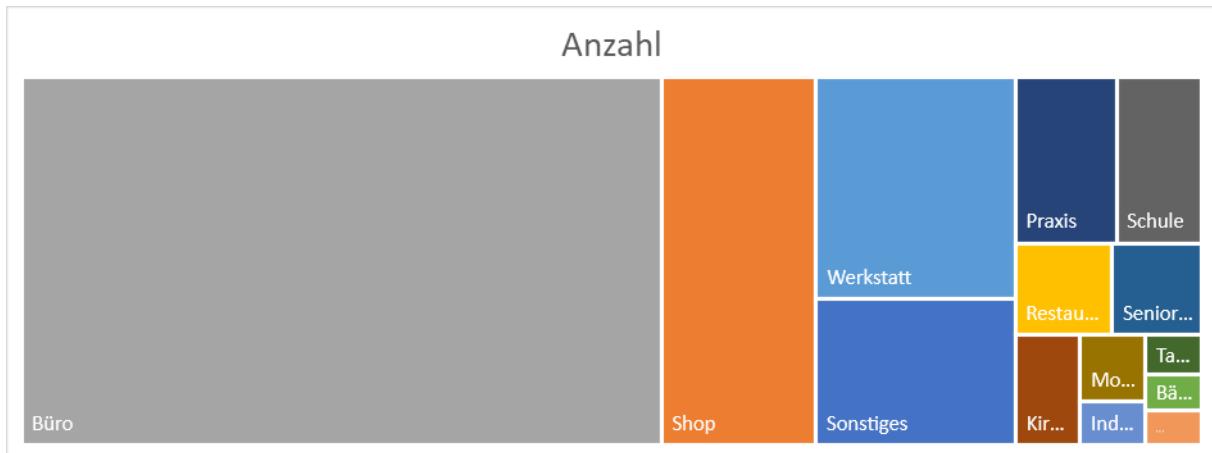


Abbildung 79: Relative Anzahl der Gewerbearten als Treemap

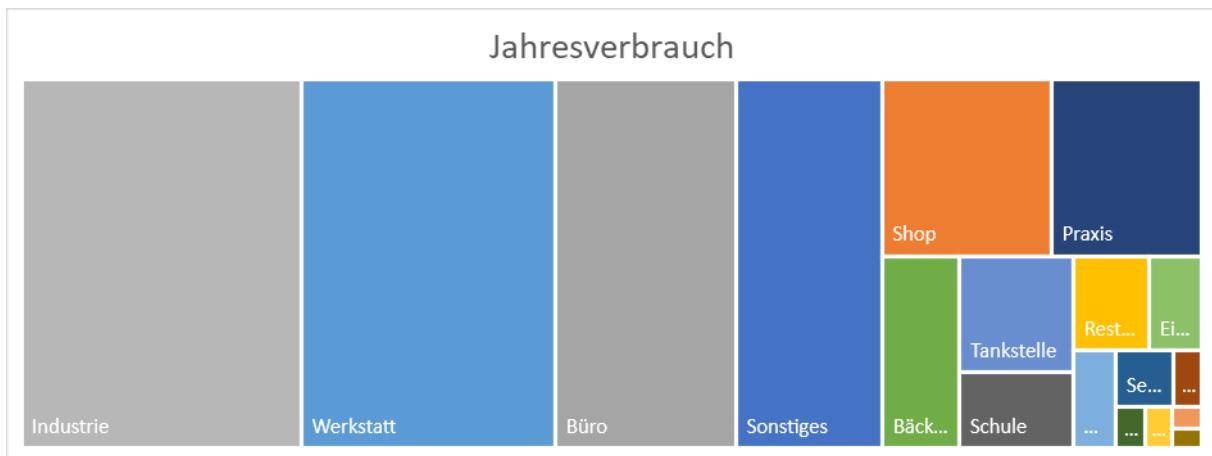


Abbildung 80: Relativer Jahresverbrauch der Kundengruppen.

Die Modellierung mit den Standardlastprofilen hatte den Vorteil, relativ leicht umsetzbar zu sein, allerdings den Nachteil, dass die Standardlastprofile aus den 80er Jahren in Deutschland stammen und seitdem nicht angepasst worden sind. Der grösste Unterschied zum gegenwärtigen Energieverbrauch zeigt sich in den erhöhten Samstagslasten, welche in Kapitel A4.5 sichtbar sind. Für eine noch bessere Modellierung der Last müssten die Gewerbelastprofile auf Schweizer Verhältnisse angepasst werden.

A3.2.9 Warmwasser-Profile

Die Leistung der Elektroboiler ist zwischen 5-7 MW und liefert sehr deutliche Lastspitzen. Daher mussten die Elektroboiler als getrenntes Lastprofil modelliert werden. Dafür wurde analog zum Wärmepumpen-Modell wieder eine Finite-State-Maschine mit einem R1C1-Modell verwendet. Jeden Tag wird eine bestimmte (variable) Menge an Warmwasser verbraucht und der Boiler versucht dann im zulässigen Zeitraum die Energiemenge aufzufüllen.



A3.2.10 Photovoltaik-Profile

Als Grundlage für die Photovoltaik-Berechnungen dienten die Daten von Sonnendach.ch [12]. Dort ist für jede Dachfläche in Burgdorf hinterlegt, welche Ausrichtung, welcher Anstellwinkel und wieviel Energie erwirtschaftet werden kann.

Für die Erstellung der Profile wurde die Software «NREL System Advisor Model» [15] verwendet. Diese kann, basierend auf einer generischen PV-Anlagen-Konfiguration, Temperaturprofil und einem Solarstrahlungsprofil, ein Profil für die jeweilige Solaranlage erstellen. Um allerdings die Berechnungslast in einem beherrschbaren Rahmen zu halten, wurden Azimut und Neigung jeweils auf die nächsten 5° gerundet und alle Profile zwischengespeichert. Die Erstberechnung der Profile dauert pro Szenario und Jahresscheibe damit zwar bis zu 8h, aber für wiederholte Berechnungen können die zwischengespeicherten Profile in wenigen Minuten eingelesen werden.

In Kapitel A4.2.7 wird die Ausrichtungs- und Neigungs-Verteilung in Burgdorf diskutiert. Es zeigte sich, dass aufgrund der breiten Aufteilung der Neigungen eine korrekte Modellierung der Neigung und Anstellwinkel das Ergebnis deutlich beeinflussten.

A3.2.11 SmartGrid-Algorithmus

Der Begriff SmartGrid ist relativ weit gefasst und kann vieles abdecken. Es gibt SmartGrid-Algorithmen für die Steuerung von Waschmaschinen, für die Optimierung des Eigenverbrauchs, für die Steuerung von Speichern und vieles mehr.

Im Kontext dieses Projekts soll mit «SmartGrid» gemeint sein, dass durch eine Kombination aus Abregelung, Energiespeicherung und Lastverschiebung die Netzlast so weit wie möglich reduziert wird. Das Ziel hierbei ist eine Abschätzung, wie weit sich der Netzausbau maximal durch intelligente Steuerungen und dezentrale Speicher substituieren lässt.

Dazu wird das Netto-Lastprofil verwendet und dann iterativ versucht, die Lastspitzen so weit wie möglich zu senken. Der Algorithmus für jeden Zeitschritt ist wie folgt:

1. Wenn die Last die maximale Soll-Last übersteigt und noch Energie im Speicher ist, dann entlade den Speicher so weit, dass die maximale Soll-Last nicht überschritten wird und gehe zum nächsten Zeitschritt.
2. Wenn die Einspeisung die maximale Soll-Einspeisung übersteigt und noch Platz im Speicher ist, dann lade den Speicher so weit, dass die maximale Soll-Einspeisung nicht überschritten wird und gehe zum nächsten Zeitschritt.
3. Berechne die Netto-Bilanz der nächsten 4 Tage und berechne daraus einen dynamischen Speicher-Sollfüllstand.
4. Falls die Netto-Bilanz positiv ist, d.h. Energiebedarf besteht, dann versuche, den Speicher vorausschauend aus dem Netz zu laden, ohne dabei die Grenzwerte zu verletzen. Die Ladeleistung ist dabei proportional zur Abweichung vom Speicher-Sollfüllstand.
5. Falls die Netto-Bilanz negativ ist, d.h. in den nächsten Tagen ein Energieüberschuss entstehen wird, dann versuche, den Speicher vorausschauend so weit wie möglich ins Netz zu entladen, ohne dabei die maximal zulässige Einspeiseleistung zu überschreiten. Die Entladeleistung ist dabei proportional zur Abweichung vom Speicher-Sollfüllstand.
6. Falls die dynamische Abregelung eingeschaltet ist, dann werden bei einer Überschreitung der maximalen Einspeiseleistung automatisch die Solaranlagen auf die jeweilige minimale Leistung abgeregelt. Wenn z.B. 100 MW eingespeist werden könnten, die Speicher voll sind und eine dynamische Abregelung von 50% eingestellt ist, dann werden 50 MW eingespeist und die



Energie der anderen 50 MW geht verloren. Dies ist zu unterscheiden von einer statischen Abregelung, bei welcher der Wechselrichter unabhängig vom Speicherzustand und der Eigenverbrauchssituation die Einspeiseleistung auf z.B. 50% der maximalen Leistung begrenzt.

Für die iterativen Berechnungen werden dann die maximale Soll-Last und Soll-Einspeisung immer weiter gesenkt, bis der Speicher an seine Grenzen stösst. Somit kann für jede Speichergrösse und jedes Lastprofil berechnet werden, wie sehr die Netzbelastrung reduziert werden kann.

Das Ziel dieser vereinfachten Methode ist nicht die Berechnung der konkreten Speichergrösse, sondern die Berechnung, wie weit sich Netzausbau maximal durch Speicher und Steuerungen substituieren liesse.

In der Praxis würde man natürlich zunächst versuchen, durch gezielte Lastverschiebungen den Speicherbedarf so weit wie möglich zu substituieren und nur den Rest der nicht-verschiebbaren Energie über Speicher zu decken. Es macht z.B. sehr viel mehr Sinn, direkt die Wärmepumpe mit überschüssigem Solarstrom zu betreiben, um die Haustemperatur temporär zu überhöhen, als den Solarstrom in einer Batterie zwischenzuspeichern, um damit nachts das Haus zu heizen. Auch könnte in der Zukunft der Einsatz von bidirektionalen Fahrzeugen den Bedarf an fest zu installierenden Speichern deutlich senken, aber eine detaillierte Modellierung bidirektionaler Fahrzeuge war im Rahmen dieses Projekts aus Zeitgründen leider nicht möglich.

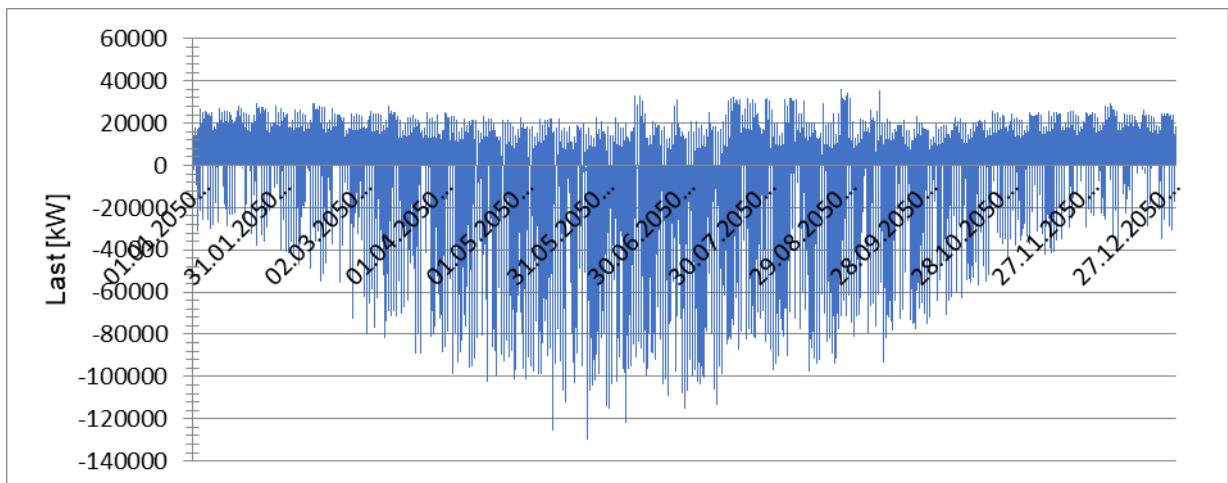


Abbildung 81: Netto-Lastprofil der Stadt am Umspannwerk im Szenario Utopia 2050

Abbildung 81 zeigt das Lastprofil der Stadt am Umspannwerk für das Szenario Utopia 2050. Man sieht, dass die Einspeisespitzen die Verbrauchsspitzen ca. um das Dreifache übersteigen.

Das Profil ohne Abregelung mit einer 1 GWh Batterie ist in Abbildung 82 gezeigt. Hier ist sichtbar, dass die maximale bidirektionale Leistung am Umspannwerk von 122 MW auf 25 MW gesenkt werden könnte. Auch sieht man, dass der limitierende Faktor immer noch die Einspeisung im Sommer ist.



Wenn versucht wird, jede Kilowattstunde ins Netz zu speisen, dann erfordert dies auch entsprechende Leitungen.

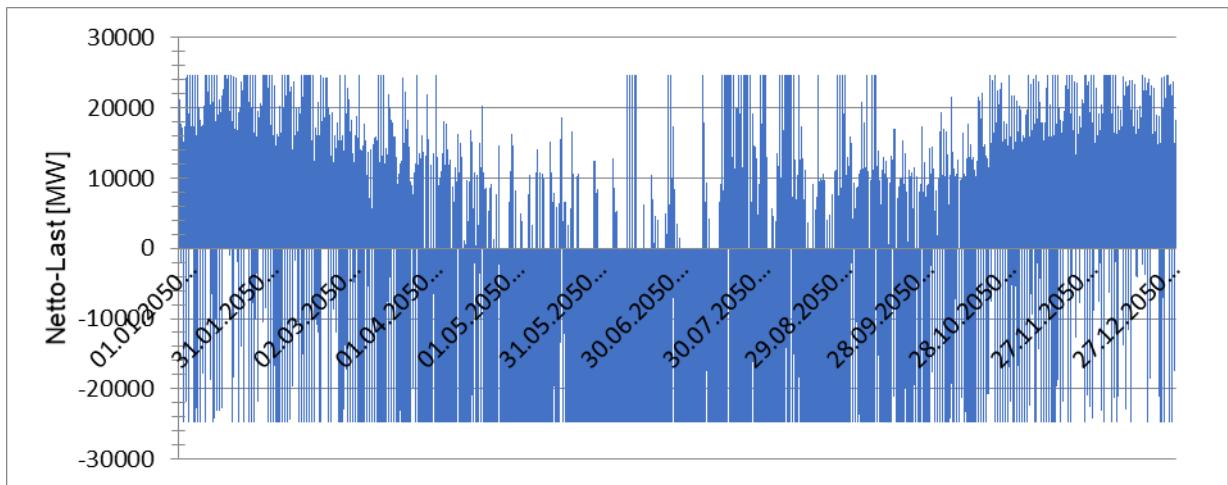


Abbildung 82: Lastprofil der Stadt ohne Abregelung mit 1 GWh Speicherkapazität

Ergänzend zeigt Abbildung 83 den Speicherfüllstand über das Jahr. Man sieht, dass der Speicher insbesondere im Sommer an die Belastungsgrenze kommt und damit eine weitere Reduktion der Netzlast verhindert. Auch sieht man deutlich die Auswirkungen der dynamischen Fahrweise des Speichers: Im Winter wird versucht, den Speicher möglichst voll zu halten (bei ca. 75%), während im Sommer versucht wird, den Speicher möglichst leer zu halten.

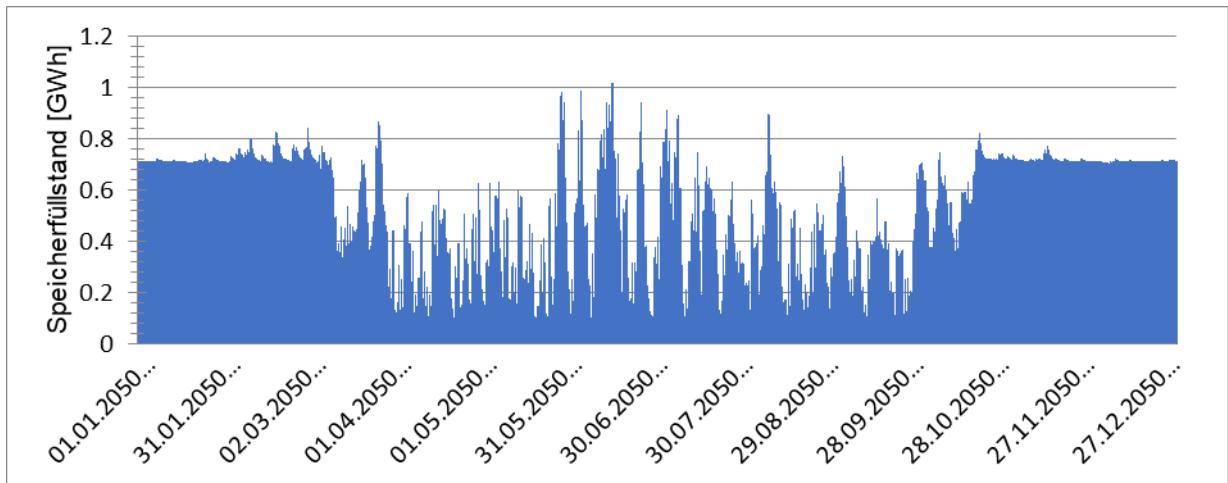


Abbildung 83: Speicherfüllstand über das Jahr

Abbildung 84 zeigt das Jahresprofil bei einer dynamischen Abregelung auf 50% der maximalen Einspeiseleistung. Hier kann die maximale Leistung am Umspannwerk auf nur 18 MW begrenzt



werden, allerdings sind die Gradienten deutlich grösser und es tritt ein Energieverlust durch die Abregelung auf.

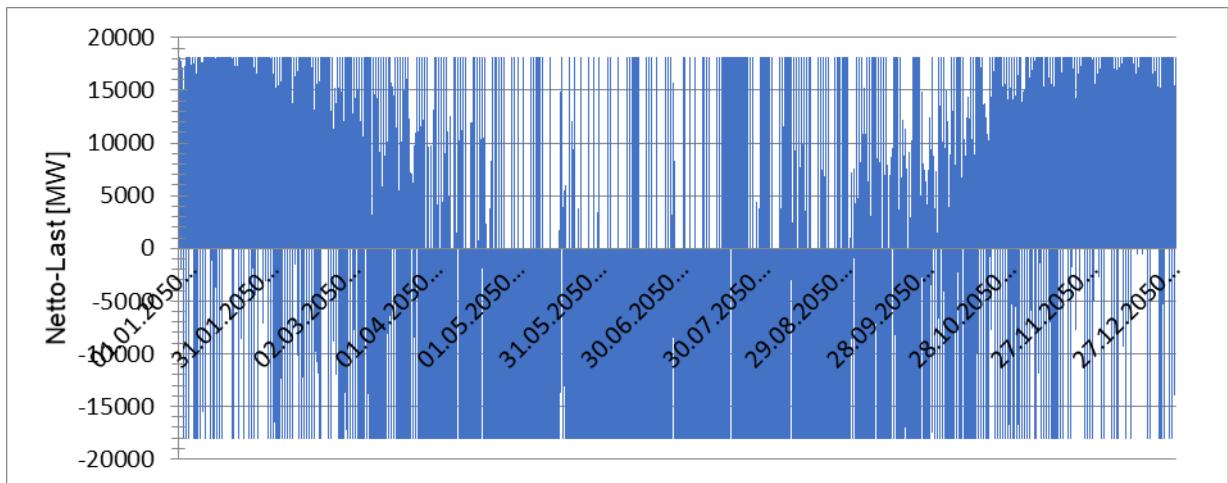


Abbildung 84: Netto-Lastprofil der Stadt am Umspannwerk bei einer Abregelung auf 50% der maximalen Einspeiseleistung

Abbildung 85 zeigt die maximale Leistung am Umspannwerk über einen Speichergrössenbereich von 0 bis 3 GWh. Es ist sichtbar, dass mit der Abregelung auf 50% schon mit 0.4 GWh Speicherkapazität eine sehr hohe Reduktion der maximalen Leistung erreicht werden kann, während ohne jegliche Abregelung eine Speichergröße von über 3 GWh für die gleiche maximale Leistung erforderlich ist.

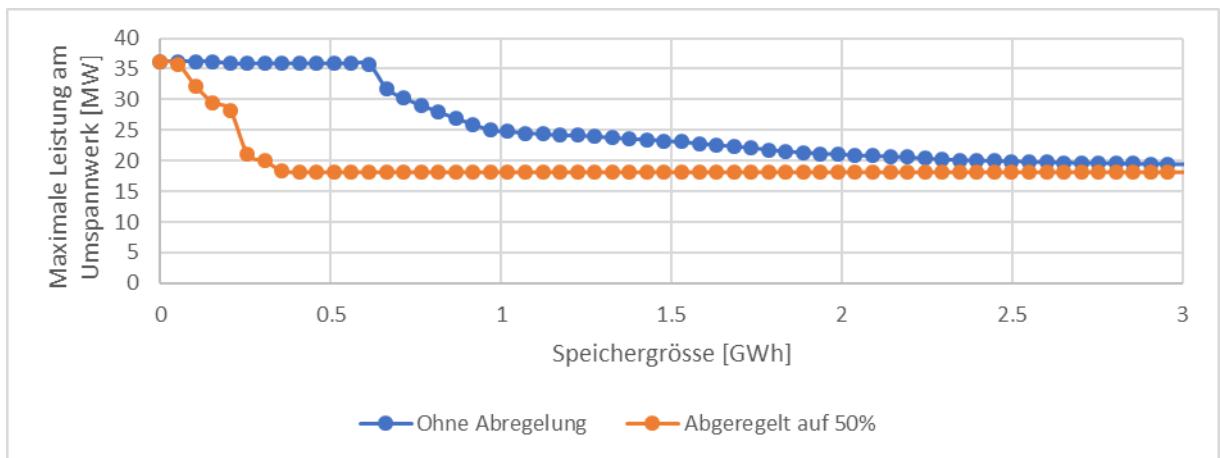


Abbildung 85: Maximale Last am Umspannwerk über die Speichergrösse



Abbildung 86 zeigt die Energiebilanz über das Jahr für die Situation ohne und mit Abregelung. Man sieht, dass bei zunehmender Speichergrösse der Energieverlust immer weiter zurückgeht und dass bei einer Speichergrösse von 0.3 GWh ein Energieverlust von ca. 14 GWh auftritt.

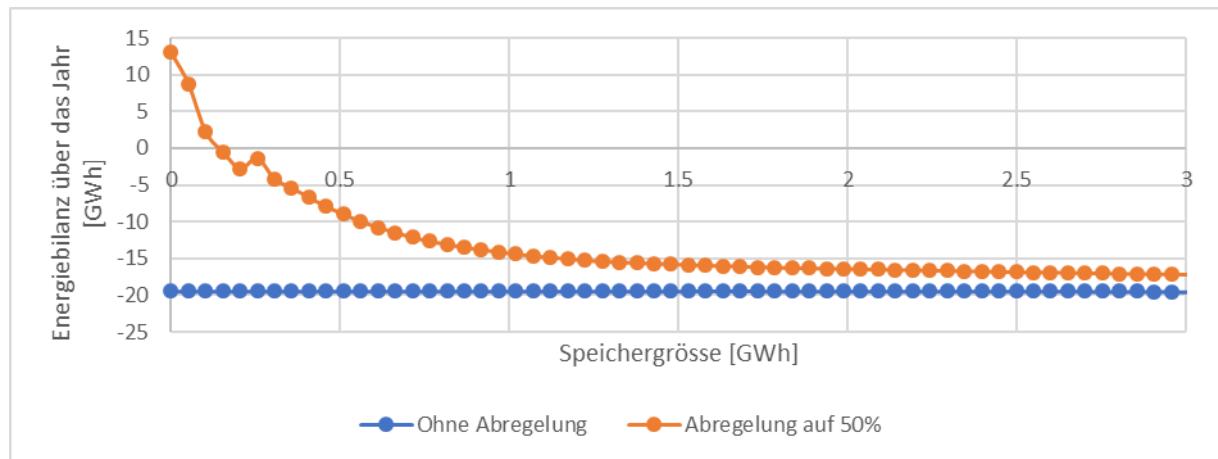


Abbildung 86: Energiebilanz über das Jahr für unterschiedliche Speichergrößen

Warum die Abregelung so sinnvoll ist, soll ein kleines Rechenbeispiel veranschaulichen: 14 GWh / Jahr bedeuteten bei einem Einkaufspreis von 5 Rp/kWh einen Verlust von 10.5 Mio CHF über 15 Jahre. Ein Erweiterung des Batteriespeichers von 0.3 GWh auf 1 GWh würde bei einem Preis von 100 CHF/kWh Kapazität ungefähr 65 Mio CHF kosten und ebenfalls 15 Jahre halten. Es erscheint somit relativ offensichtlich, dass eine Energiespeicherung um jeden Preis keinen Sinn macht.

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass sich schon mit diesem relativ einfachen Smartgrid-Modell sehr gut Betrachtungen zur Auswirkung auf die Netzlast durch Smartgrid-Massnahmen anstellen lassen.

A3.2.12 Nicht betrachtete Elemente

Es gibt eine Reihe von weiteren Entwicklungen, welche ebenfalls das zukünftige Verbrauchsprofil beeinflussen können, aber aus Ressourcenmangel in diesem Projekt nicht weiter berücksichtigt werden konnten.

- Lastwagen-Verkehr
- Nach Burgdorf pendelnde Arbeiter, die am Arbeitsplatz laden
- Straßenbeleuchtung
- Elektrische Busse
- Auswirkungen von Entwicklungsplänen und Bebauungsplänen auf das Netz
- Wandel in den gemessenen Lastprofilen
- Verhaltensänderungen über die Zeit
- Prozessgas
- Nutzung des überschüssigen Stroms z.B. für Power-2-Gas
- Einfluss von Kochgas-Kunden



A3.3 LoadProfileGenerator

Der LoadProfileGenerator (LPG) ist eine kostenlos verfügbare Software für die Erstellung von Haushaltslastprofilen [16]. Er wird jährlich einige tausendmal heruntergeladen und eingesetzt in Forschungsprojekten aller Art. Er entstand im Rahmen einer Dissertation [17] und wird seitdem kontinuierlich weiterentwickelt. Ein Screenshot des Programms ist in Abbildung 87 gezeigt. Der LPG wurde in diesem Projekt für die Erzeugung der Haushalts- und Elektromobilitätsprofile eingesetzt.

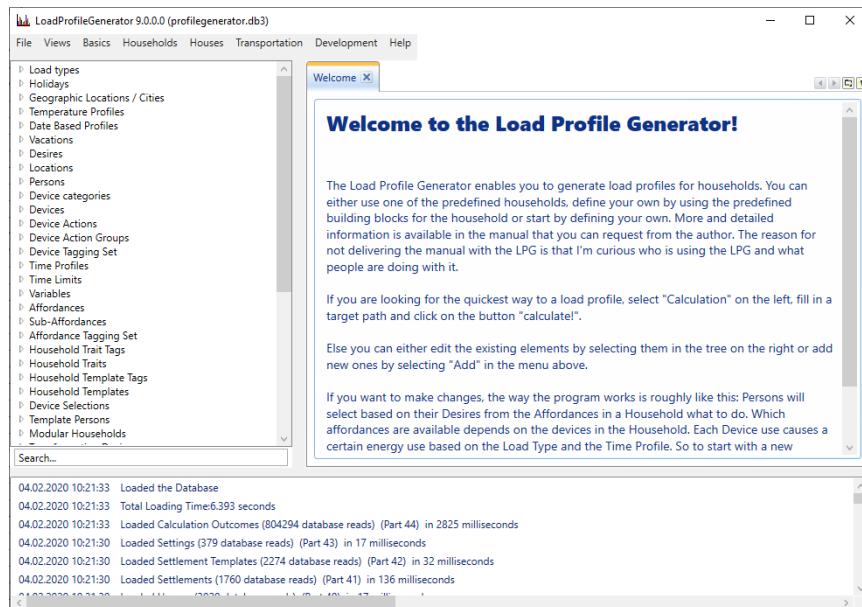


Abbildung 87: Screenshot des Startbildschirms des LoadProfileGenerator

Im Rahmen dieses Projekts wurde der LPG an drei grossen Punkten weiterentwickelt. Diese sind:

- Elektromobilität
- Automatisierbarkeit
- Verteiltes Rechnen

A3.3.1 Elektromobilität

Ein wichtiger Punkt für die die Erstellung der zukünftigen Lastprofile war die Implementierung des Mobilitätsmoduls. Mit diesem ist es nun möglich, auch Elektromobilität auf die Lastprofile zu simulieren.

Hierzu musste das Modell im LPG deutlich erweitert werden, um die notwendige Funktionalität implementieren zu können. Dafür kann der LPG nun beliebige Arten von Mobilität abbilden. Es können unterschiedliche Routen und Fahrzeuge konfiguriert werden und jede Kombination von Routen und Fahrzeugen mit jedem Haushalt kombiniert werden.

Das Datenmodell des LPG wurde dafür wie folgt angepasst: Im LPG werden einzelne Räume bzw. Orte wie der Arbeitsplatz oder das Einkaufszentrum als «Location» modelliert. Für die Mobilitätsmodellierung wurden als übergeordnetes Element die «Site» eingeführt. Dabei hat jede Site eine oder mehrere Locations.

Die Sites werden über «Routes» verbunden. Eine Route kann dabei einen oder mehrere «Steps» enthalten. Ein Step wäre z.B. «Laufe zum Auto» oder auch «Fahre 20 km». Jeder Step hat dabei eine



Transportmittel-Kategorie und kann nur durchgeführt werden, wenn das Transportmittel auch zur Verfügung steht. Visualisiert ist eine solche Route in Abbildung 88. Für jede Kategorie kann eingestellt werden, ob sie immer zur Verfügung steht (wie z.B. «laufen» oder «Bus», oder ob das Transportmittel nur eine begrenzte Verfügbarkeit (wie z.B. ein Auto, dass nur an einem bestimmten Ort zu jedem Zeitpunkt sein kann) aufweist.

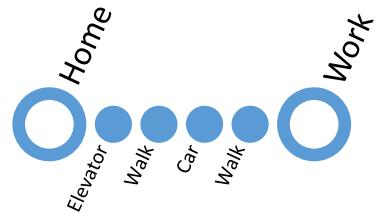


Abbildung 88: Beispiel für die Definition einer Route mit vier Schritten

Ein Anliegen der Modellierung war es, jeden Haushalt mit unterschiedlichen Routen und unterschiedlichen Transportmitteln kombinieren zu können. Damit kann man vergleichen, wie sich das Elektromobilitätsladeprofil ändert, wenn man den gleichen Haushalt in ein Dorf oder in eine Stadt platziert, und dann z.B. Autos oder öffentlichen Personennahverkehr zur Verfügung stellt (Abbildung 89). Dafür ist eine m:n-Zuordnung zwischen Locations und Sites notwendig.

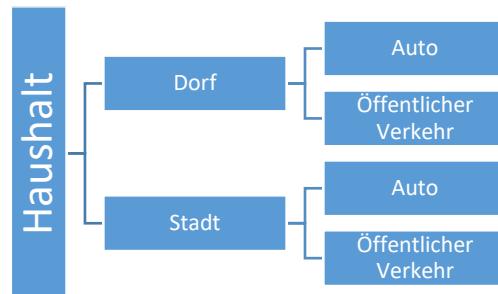


Abbildung 89: Kombinationsmöglichkeiten für Haushalte mit verschiedenen Orten und Transportmitteln

Die Routen für ein Szenario können dann zusammengefasst werden in einem «Travel Route Set». In einem Set muss für jede Kombination aus Sites mindestens eine Route definiert werden, aber es können auch mehrere Routen verfügbar sein. Damit kann z.B. modelliert werden, dass der Weg zum Arbeitsplatz sowohl mit einem Bus oder mit dem Auto zurückgelegt werden kann. Abbildung 90 zeigt einen Ausschnitt aus der Definition von einem der vordefinierten Travel-Route-Sets im LPG.



Connected Sites

Travel Route CHR01 Couple both at Work

Refresh Show and add missing travel routes Show missing travel routes for all households

Connections between Sites	Location	Event Location	Home	School	Shopping	Workplace
	Event Location	0	1	1	1	1
	Home	1	0	1	1	1
	School	1	1	0	1	1
	Shopping	1	1	1	0	1
	Workplace	1	1	1	1	0

Distances between Sites	Location	Event Location	Home	School	Shopping	Workplace
	Event Location	-	10720	6000	5400	6000
	Home	10720	-	6020	7720	30320
	School	6000	6020	-	6000	31000
	Shopping	5400	7720	6000	-	31000
	Workplace	6000	30320	31000	31000	-

Abbildung 90: Ausschnitt aus dem Benutzerinterface für die Definition eines Travel Route Sets

Um die Transportmittel einfach variieren zu können, können Haushalten «Transportation Device Sets» zugeordnet werden. Ein solches Set besteht dann z.B. aus einem oder zwei Autos, dem Bus und einem Aufzug. Damit kann der gleiche Haushalt nur durch Ändern einer einzigen Einstellung mit anderen Transportmitteln kombiniert werden.

Der letzte Baustein sind die Ladestationen. Eine Anforderung war, dass es mit dem LPG möglich sein soll, sowohl zu simulieren wie das Lastprofil aussieht, wenn die Autos zuhause geladen werden, als auch, wenn die Autos am Arbeitsplatz geladen werden oder eine Mischung aus beidem. Dafür wurden «Charging Station Sets» eingeführt. Mit diesen kann an jeder Site eine oder mehrere Ladestationen installiert werden. Dabei müssen die Ladestationen nicht zwingend elektrisch sein. Es können auch Wasserstoffautos, Benzinautos oder ganz andere Fortbewegungskonzepte simuliert werden.

Mit der Kombination aus «Transportation Device Set», «Travel Route Set» und «Charging Station Set» kann jedem Haushalt in einem Haus ein gleiches oder unterschiedliches Transportverhalten zugeordnet werden. Somit können alle Modellierungsanforderungen aus dem Projekt SimZukunft erfüllt werden.

Abbildung 91 zeigt einige der Varianten aus einer im Projekt durchgeführten Studie [18] mit dem LoadProfileGenerator, in der untersucht wurde, wie sich das Benutzerverhalten, der Ladestationsstandort und die Pendler-Distanz auf das Lastprofil der Kunden auswirkt. Man sieht, dass zum einen die Erweiterung des LPG um die beschriebene Funktionalität gut funktioniert und interessante Ergebnisse liefert. Zum anderen sieht man, dass Variante b) mit der Ladung zuhause und einer grossen Pendlerdistanz die schlechteste Variante für das Netz darstellt: Es ergeben sich hohe Lastspitzen besonders am Abend, wenn nahezu kein Photovoltaik-Strom zur Verfügung steht. Besser ist dagegen Variante c), wo die Ladesäule am Arbeitsort aufgestellt wird. Hier kann der Verbrauch grösstenteils über PV-Strom gedeckt werden. Mit intelligenter Steuerung könnte sogar die Last noch weiter gesenkt werden und somit der Bedarf für die Energiespeicherung deutlich reduziert werden.

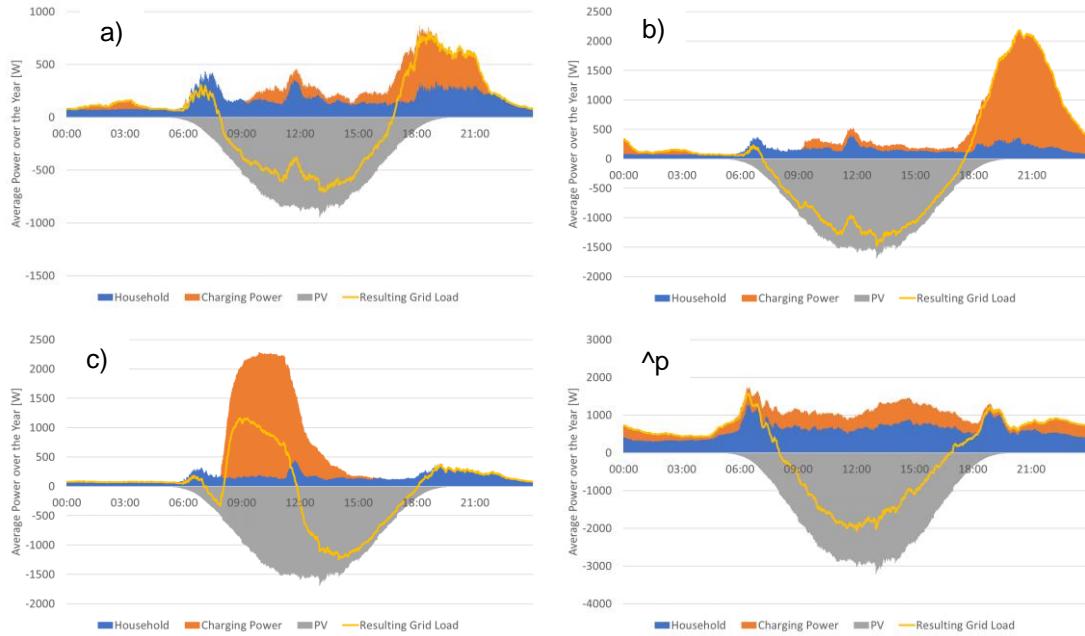


Abbildung 91: Durchschnittliches Jahresprofil für Haushalte mit verschiedenen Varianten für die Ladung des Elektroautos. a) zeigt einen Pendler, der 5 km Anfahrtsweg hat und abends zuhause mit 3.7 kW lädt. b) zeigt den gleichen Pendler, nur dass er jetzt 30 km Anfahrtsweg hat. c) zeigt den Pendler mit 30 km Anfahrtsweg, wenn seine Ladestation am Arbeitsort steht. d) zeigt zum Vergleich das Ladeprofil eines Schichtarbeiters im Dreischichtbetrieb. [18]

A3.3.2 Automatisierung

Der zweite Bereich, an dem während dem Projekt am LPG gearbeitet wurde, war die Automatisierung der Berechnungen. Vor Projektbeginn war zwar eine einfache Automatisierbarkeit über Batch-Dateien bereits gegeben, aber dies stellte sich im Projektverlauf als nicht hinreichend flexibel heraus. Daher wurde ein Format für JSON-Dateien definiert, mit den folgenden Funktionen:

- Es kann ein Haus mit mehreren Haushalten definiert werden.
- Für jeden Haushalt können die Transport-Optionen gesetzt werden.
- Die Distanzen für die einzelnen Routen können in der JSON-Datei angepasst werden, um eine realistische Verteilung der Pendlerdistanzen zu simulieren.
- Es können alle im LPG verfügbaren Berechnungsoptionen definiert werden, also z.B. welche Ergebnis-Dateien erstellt werden sollen, für welchen Zeitraum simuliert wird und vieles mehr.
- Die einzelnen Haushalte sollen automatisch erstellbar sein aus den Templates im LPG.

Randbemerkung zu den Templates: Eine Herausforderung bei der Erstellung von Haushaltlastprofilen für grössere Gebiete ist die Gleichzeitigkeit. Wenn man für jeden Haushalt das gleiche oder ein sehr ähnliches Lastprofil verwendet, simuliert man damit effektiv, dass alle Haushalte zur gleichen Zeit auch das Gleiche tun. Wenn alle Haushalte in einem Gebiet zur gleichen Zeit kochen, ergibt das sehr hohe Lastspitzen. Typischerweise sind zwischen 500 und 1000 Haushalte an einer Trafostation angeschlossen. Bei einer Modellierung mit einer Gleichzeitigkeit von 100% würden z.B. 1000 Kochplatten gleichzeitig eingeschaltet werden, was bei einer durchschnittlichen Leistung von 1800 W pro Kochplatte jede Trafostation überlasten würde. In der Realität kochen natürlich nicht alle Haushalte gleichzeitig, sondern die Last verteilt sich über mehrere Stunden. Um das korrekt zu modellieren, muss auch im Modell jeder Haushalt sich leicht unterschiedlich verhalten: sie müssen zu



variablen Zeiten zur Arbeit gehen, unterschiedlich lange arbeiten, zu unterschiedlichen Zeiten kochen usw. Der LPG stellt die Funktionalität dafür in der Form von «Household Templates» bereit. Mit diesen kann ein generischer Haushalt über Regeln, wie z.B. «Die Mutter hat 3 zufällig ausgewählte Hobbies» spezifiziert werden. Anschliessend können aus dem Template unbegrenzt viele konkrete Haushalte erstellt werden, welche einen realistischen Gleichzeitigkeitsfaktor aufweisen und nicht für falsche Lastspitzen im Stromnetz sorgen.

Die Funktionen dafür wurden vollständig implementiert, so dass nun direkt aus dem FutureLoadAnalyzer heraus Haus-Spezifikationen erstellt werden können, die in den LPG importiert werden können. Das Datenmodell für die Berechnung wurde auf GitHub öffentlich gemacht [<https://github.com/loadprofilegenerator/automation>], damit auch andere diese Funktionalität nutzen können.

A3.3.3 Verteiltes Rechnen

Für die Berechnungen der Lastprofile im Projekt waren zwischen 8000 und 12000 Haushalte pro Jahresscheibe zu berechnen. Bei 29 Jahresscheiben ergaben sich somit ca. 300.000 Einzelhaushalte, welche zu simulieren waren. Bei 2-10 Minuten Simulationszeit pro Haushalt (abhängig von der Personenzahl) hätte die Rechenzeit bei der Verwendung eines einzigen Prozessorkerns somit mehrere Kalenderjahre betragen. Da dies nicht tragbar war, musste parallelisiert werden.

Dafür wurde eine Anwendung geschaffen, welche die Berechnungsaufgaben dynamisch auf mehrere Kerne und mehrere Computer verteilen kann. Dazu legt der FLA die JSON-Dateien in einem Verzeichnis ab. Das Verzeichnis wird vom «DistSimServer» überwacht und neue Aufträge werden in die Warteschlange aufgenommen. Auf den Clients läuft der «DistSimClient», welche jede Minute beim Server nachfragen, ob neue Aufträge vorliegen. Falls neue Aufträge vorliegen, dann bitten die Clients um einen Auftrag, laden sich die aktuelle Version des LPG vom Server herunter, starten die Berechnung und übermitteln anschliessend die Berechnungsergebnisse zurück zum Server.

Der Client kann ohne Installation auf jedem Rechner mit Windows gestartet werden. Damit war es möglich, die Berechnungen auf über 100 Kerne gleichzeitig zu verteilen und die Berechnungen in wenigen Wochen abzuschliessen. Insgesamt belegte die Sammlung der Berechnungsergebnisse für die Haushalte pro Szenario (für alle 7 Jahresscheiben) über 1 Terabyte.

Der DistSimServer und DistSimClient werden baldmöglichst in den LPG integriert werden, damit diese Funktionalität auch in anderen Projekten genutzt werden kann.



Anhang 4: Methodik

Dieses Kapitel stellt die gewonnenen Erkenntnisse aus der Modellierung und zum Vorgehen dar

A4.1 Datenqualität

Die grösste Herausforderung im Projekt war die Datenqualität. Die Daten aus verschiedenen Datenquellen waren zwar zu 80-90% direkt zuordenbar und auch zueinander passend. Aber die verbleibenden 10-20% aus den verbleibenden Datenquellen stellten gewisse Herausforderungen dar. Um die Daten zusammenführen zu können wurde daher versucht über «Gebäudekomplexe», welche ein oder mehrere zusammengehörende Gebäude, ein oder mehrere Hausanschlüsse und ein oder mehrere geographische Koordinaten verfügen können, eine automatische Näherung zu erreichen. Abbildung 92 zeigt die Vollständigkeit der Daten. Insgesamt konnten aus den Ebbe-Daten 3799 Gebäudekomplexe extrahiert werden. 6 weitere wurden aus den Feuerungsstätten-Daten hinzugefügt. Dabei handelte es sich um Gebäude, für die kein Eintrag in den Ebbe-Daten vorlag. 68 weitere Datensätze konnten aus den GWR-Daten extrahiert werden. Trotzdem wurde für 279 Datensätze von Localnet kein Gebäude gefunden und ein neuer Gebäudekomplex musste erstellt werden. Insgesamt entstanden so für Burgdorf 4152 Gebäudekomplexe. Davon waren aber nur 3186 vollständig und in allen Datensätzen präsent. Der Rest waren z.B. Gebäude ohne EGID (Identifikationsnummer des GWR), Baustrom-Anschlüsse, Funktionsgebäude, wie z.B. Heizzentralen, Garagen uvm.

Als Kriterium für die Korrektheit der Zuordnungen wurde daher nicht die vollständige Zuordnung aller Gebäude gewählt, sondern ob die Energiemengen vollständig zugeordnet werden konnten. Nach einigen Korrektur-Iterationen, sowohl für die Optimierung des Algorithmus als auch mit Korrekturen der Eingangsdaten konnten über 99% der Energiemengen aus den Abrechnungsdaten und EBBE-Daten zugeordnet werden.

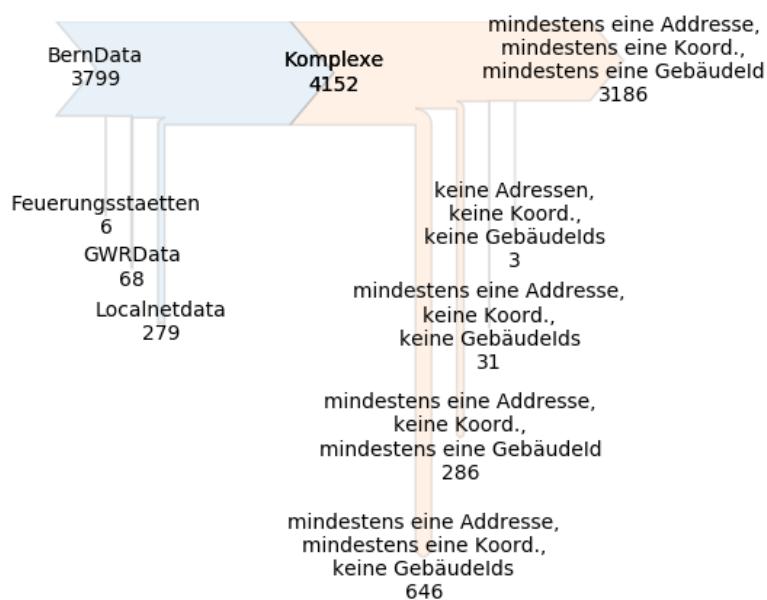


Abbildung 92: Datenqualität und Zuordenbarkeit der Daten



A4.2 Modell von Burgdorf für die Gegenwart

Dieser Abschnitt diskutiert ausgewählte Teile des Modells für das Jahr 2017. Einige interessante Daten und Karten können im öffentlichen Bericht aus Datenschutzgründen leider nicht gezeigt werden, wie z.B. die Karte des gebäudescharfen Sanierungszustand oder die gebäudescharfen Energieverbräuche. Stattdessen muss hier auf Histogramme und andere Auswertungen zurückgegriffen werden.

A4.2.1 Bevölkerung

Insgesamt waren im Jahr 2017 in Burgdorf 16297 Personen ansässig. Die Aufteilung nach Alter und Geschlecht ist in Abbildung 93 dargestellt. Für die Zukunftsszenarien wurde dann die Alterung, Todes- und Geburtsraten und die Auflösung von Haushalten modelliert, um ein möglichst realistisches Bild der Bevölkerungsentwicklung zu bekommen.

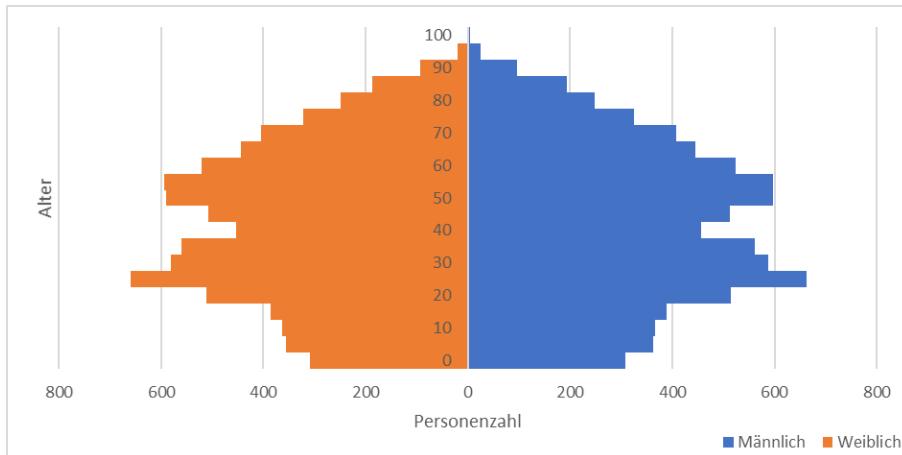


Abbildung 93: Alterspyramide in Burgdorf im Jahr 2017

A4.2.2 Gebäudebestand

Für 3415 Gebäude (82% der Gebäude) in Burgdorf sind Informationen zum Baujahr verfügbar. Die Baujahre sind in Abbildung 94 dargestellt. Zusätzlich ist in Abbildung 95 noch der kumulierte Anteil der Gebäude über das Alter aufgetragen. Es ist sichtbar, dass 58% aller Gebäude nach 1945 gebaut worden sind, aber nur 8% aller Gebäude nach dem Jahr 2000. Da insbesondere alte Gebäude häufig einen höheren Energiebedarf haben, kann man hier schon erkennen, dass erheblicher Sanierungsbedarf in Burgdorf besteht, falls man vollständig auf eine Heizung mit Wärmepumpen umsteigen möchte.

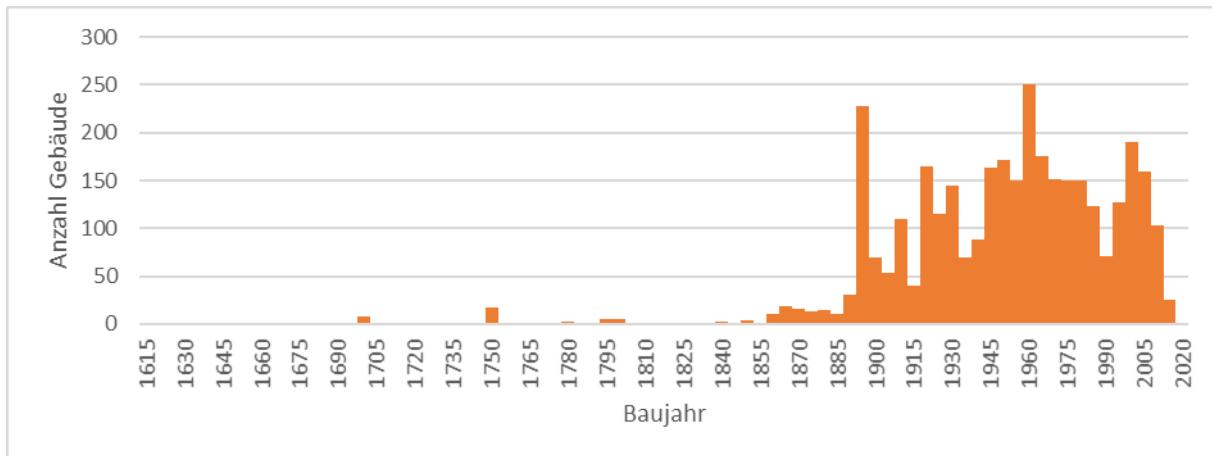


Abbildung 94: Baujahr des Gebäudebestands in Burgdorf

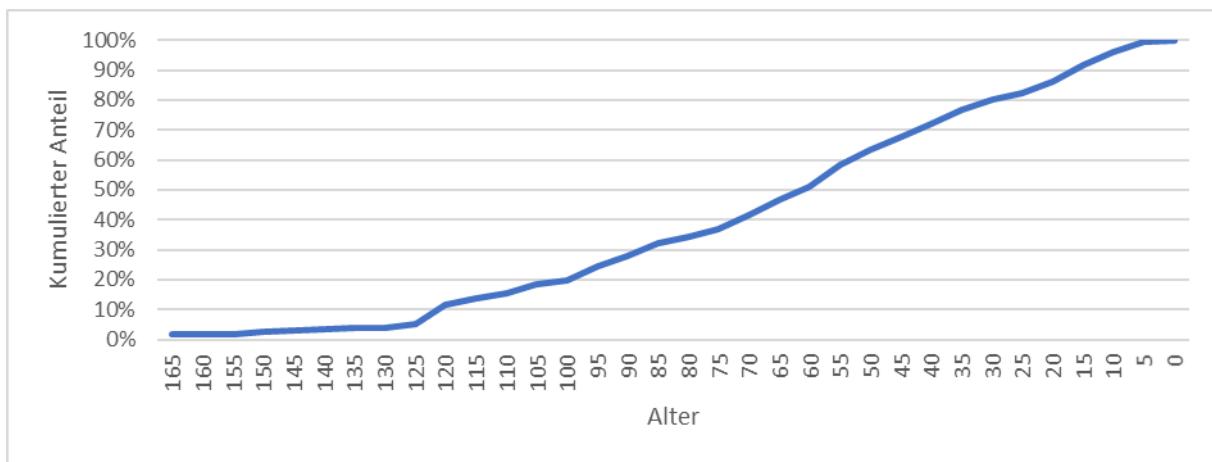


Abbildung 95: Kumulierter Anteil der Gebäude über das Alter

A4.2.3 Strombedarf nach Kundenart

Abbildung 96 zeigt die den Stromverbrauch geordnet nach Kundenart. Man sieht, dass der Stromverbrauch in Burgdorf klar dominiert ist von den Geschäftskunden mit Jahresverbräuchen von über 20 MWh, gefolgt von den Haushalten. Alle anderen Verbrauchergruppen zusammen benötigten ungefähr 15% des Stroms. Es ist daher relativ klar, dass die Modellierung der Geschäftskunden und der Haushalte den grössten Einfluss auf das Endergebnis haben wird.

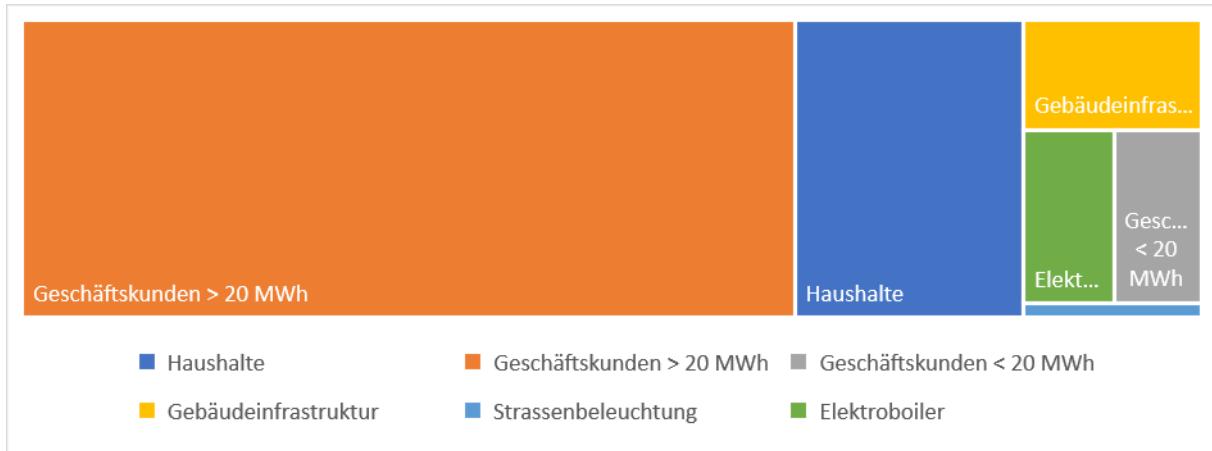


Abbildung 96: Relativer Anteil des Stromverbrauchs der verschiedenen Kundengruppen

A4.2.4 Energie pro Energieträger

Abbildung 97 zeigt den Energieverbrauch pro Energieträger in Burgdorf im Jahr 2017. Allerdings ist anzumerken, dass insbesondere die Mengen für Benzin/Diesel und Öl Schätzungen darstellen. Benzin/Diesel wurde geschätzt auf Basis der Fahrzeuge in Burgdorf und typischen Schweizer Fahrleistungen und beinhaltet keine LKWs und Arbeitsmaschinen. Öl wurde geschätzt vom Kanton Bern in den EBBE-Daten basierend auf Heuristiken zur Abschätzung des Heizwärmebedarfs von Gebäuden. Der Bedarf in konkreten Industriegebäuden kann allerdings dramatisch von diesen Zahlen abweichen.

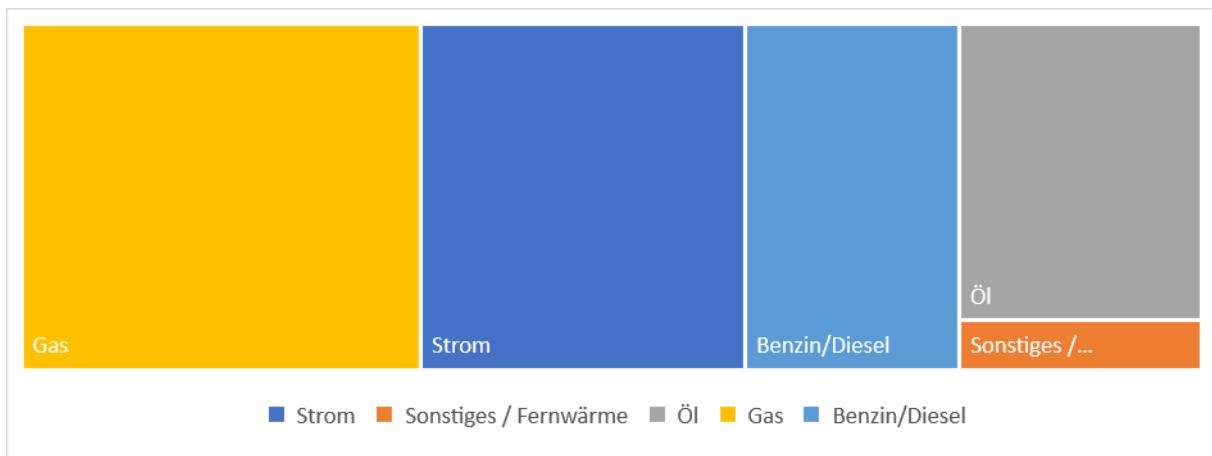


Abbildung 97: Relativer Anteil der einzelnen Energieträger am Gesamtenergieverbrauch

A4.2.5 Trafokreise

Abbildung 99 zeigt die Aufteilung der Kunden auf die Trafokreise in Burgdorf. Es ist sichtbar, dass die Mittelspannungskunden vor allem im Norden und Süden von Burgdorf konzentriert sind, während die haushaltsdominierten und gemischten Trafokreise in der Mitte liegen.

Ergänzend zeigt Abbildung 98 die Aufteilung der Verbraucher auf die Trafostationen (private Stationen ausgenommen). Man sieht, dass der grösste Teil der Stationen sowohl Gewerbekunden als auch



Haushalte versorgt. Die Lastgang-gemessenen Grosskunden verteilen sich aber auf einige, wenige Trafostationen.

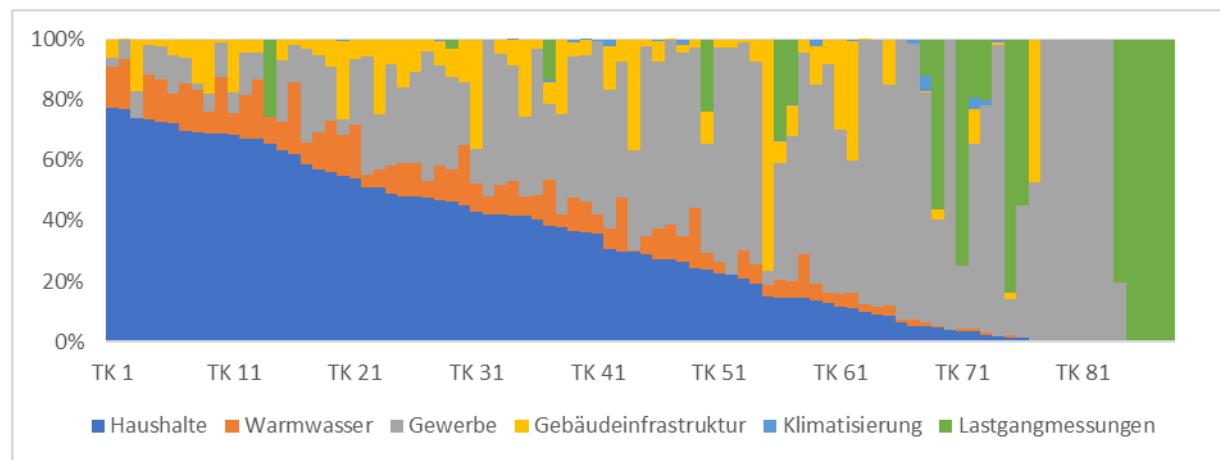


Abbildung 98: Relativer Anteil der verschiedenen Kundengruppen in den einzelnen Trafokreisen

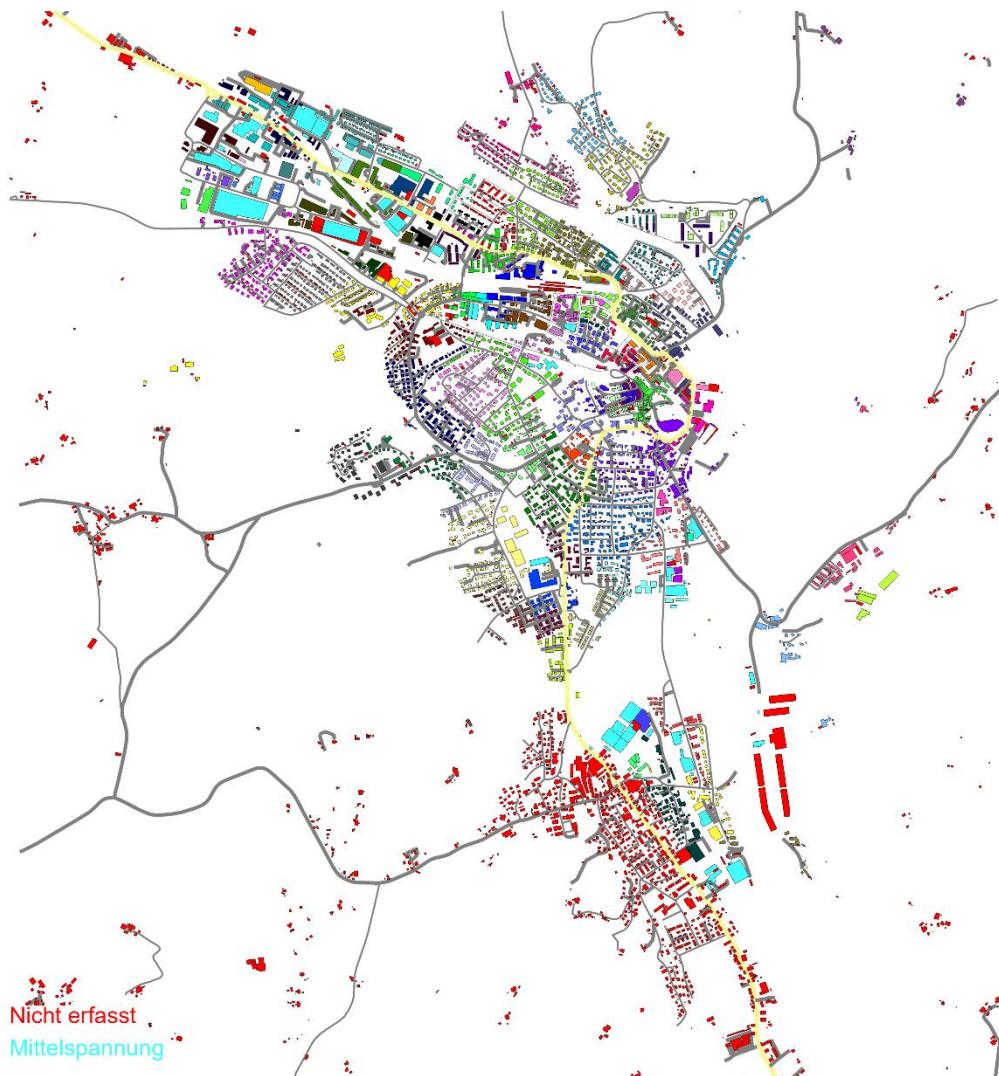


Abbildung 99: Trafokreise für die Gebäude in Burgdorf. Jeder Trafokreis ist eine eigene Farbe.

A4.2.6 Heizungsenergiebedarf

Aufgrund der kommerziellen Verwertbarkeit kann im öffentlichen Report keine detaillierte Karte der Heizungsintensität pro Gebäude gezeigt werden, auch wenn diese im Projekt natürlich erstellt wurde.

Abbildung 100 zeigt ein Histogramm des spezifischen Energieverbrauchs pro Quadratmeter für die verschiedenen Energieträger. Es zeigt sich, dass die ölbheizten Gebäude primär im Bereich von 125 bis 225 kWh/m²/a liegen. Dieser Bereich deutet auf Gebäude mit deutlichem Sanierungsbedarf hin. Es ist allerdings mit den vorliegenden Daten nicht klar, ob dies tatsächlich zutrifft, oder ob die EBBE-Daten Artefakte aufweisen. Was allerdings aufgrund der Datenlage sicher zutrifft, ist, dass die ölbheizten Gebäude bei Massnahmen zur Senkung des Energiebedarfs besondere Aufmerksamkeit verdienen, z.B. in Form einer Befragung der Gebäudeeigentümer. Der hohe Anteil des Verbrauchs in Gebäuden mit 0 kWh/m²/Jahr liegt daran, dass viele Industriegebäude keine Energiebezugsflächen in den Daten aufweisen. Somit ist für diese Kunden keine Energieintensität berechenbar.

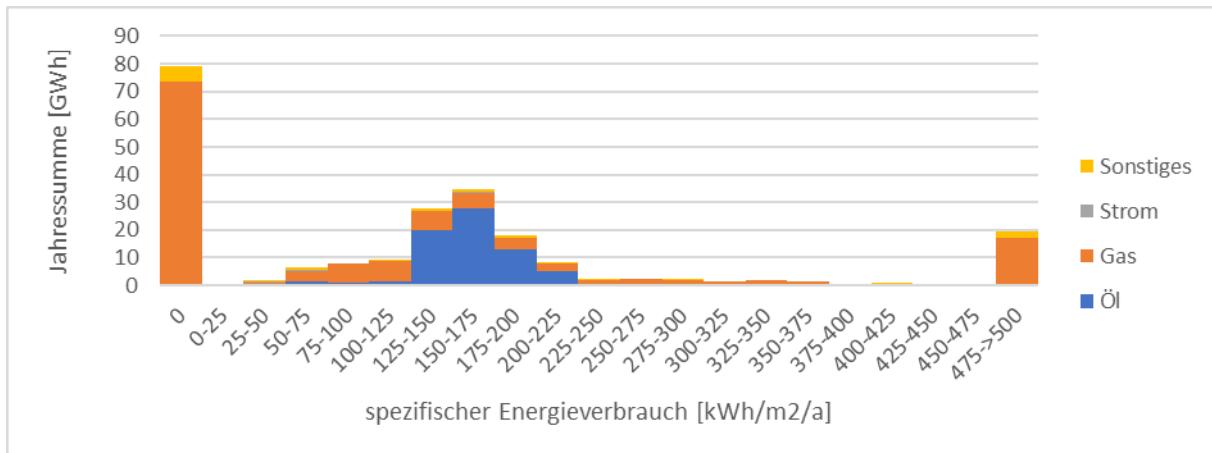


Abbildung 100: Histogramm des spezifischen Energieverbrauchs für die verschiedenen Energieträger

A4.2.7 Potenzielle Photovoltaiksysteme

Abbildung 101 zeigt die Ausrichtung und Neigungswinkel der potenziellen PV-Anlagen für Burgdorf. Es ist sichtbar, dass der überwiegende Teil der Anlagen eine Ausrichtung von -180 und einen Anstellwinkel von 0 aufweist. Hierbei handelt es sich um die Flachdächer der Industrieanlagen und Bungalows. Aber es ist auch sichtbar, dass die anderen Anstellwinkel und Ausrichtungen keineswegs zu vernachlässigen sind. Bei der Modellierung ist es daher wichtig, nicht ein generisches, durchschnittliches PV-Profil zu verwenden, sondern die Ausrichtungen an den einzelnen Standorten korrekt abzubilden, da das Einspeiseprofil in Abhängigkeit der Ausrichtung stark variieren kann. Es zeigt sich aber auch, dass bezüglich der Modellierung ein gewisser Freiheitsgrad besteht, wie die Erzeugung auf den Flachdächern modelliert wird. Gegenwärtig ist Stand der Technik, dass zur Optimierung auf Flachdächern die PV-Anlagen aufgeständert nach Süden oder Ost-West installiert werden, da somit der grösstmögliche Ertrag erzielt werden kann. Im Projekt allerdings wurden die Flachdächer als flache Anlagen modelliert, basierend auf der Annahme, dass mit sinkenden Kosten für Module es zunehmend unattraktiver wird, in teure Aufständerungen zu investieren für eine moderate Erhöhung der Einspeisung.

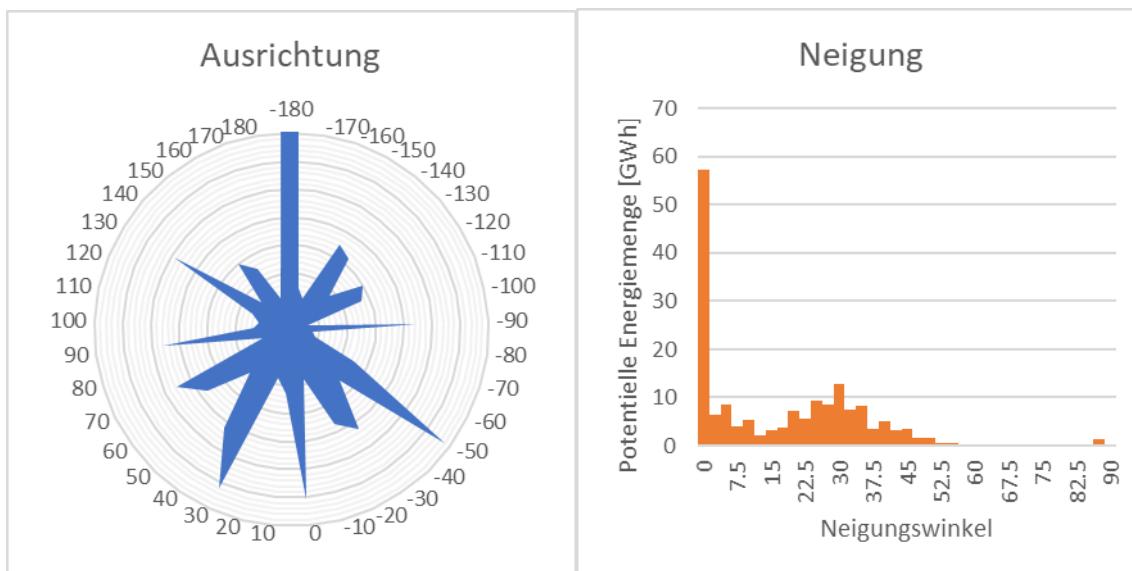


Abbildung 101: Ausrichtungen und Neigungen der PV-Anlagen auf Burgdorfer Dächern



Ergänzend zeigt Abbildung 102 die Verteilung der PV-Potentiale aus den Sonnendach-Daten über Burgdorf. Man sieht, dass dem grössten Teil der Häuser korrekt ein Solarpotential zugeordnet werden konnte, aber es gerade bei den grösseren Industriebauten durchaus noch signifikante Lücken gibt.

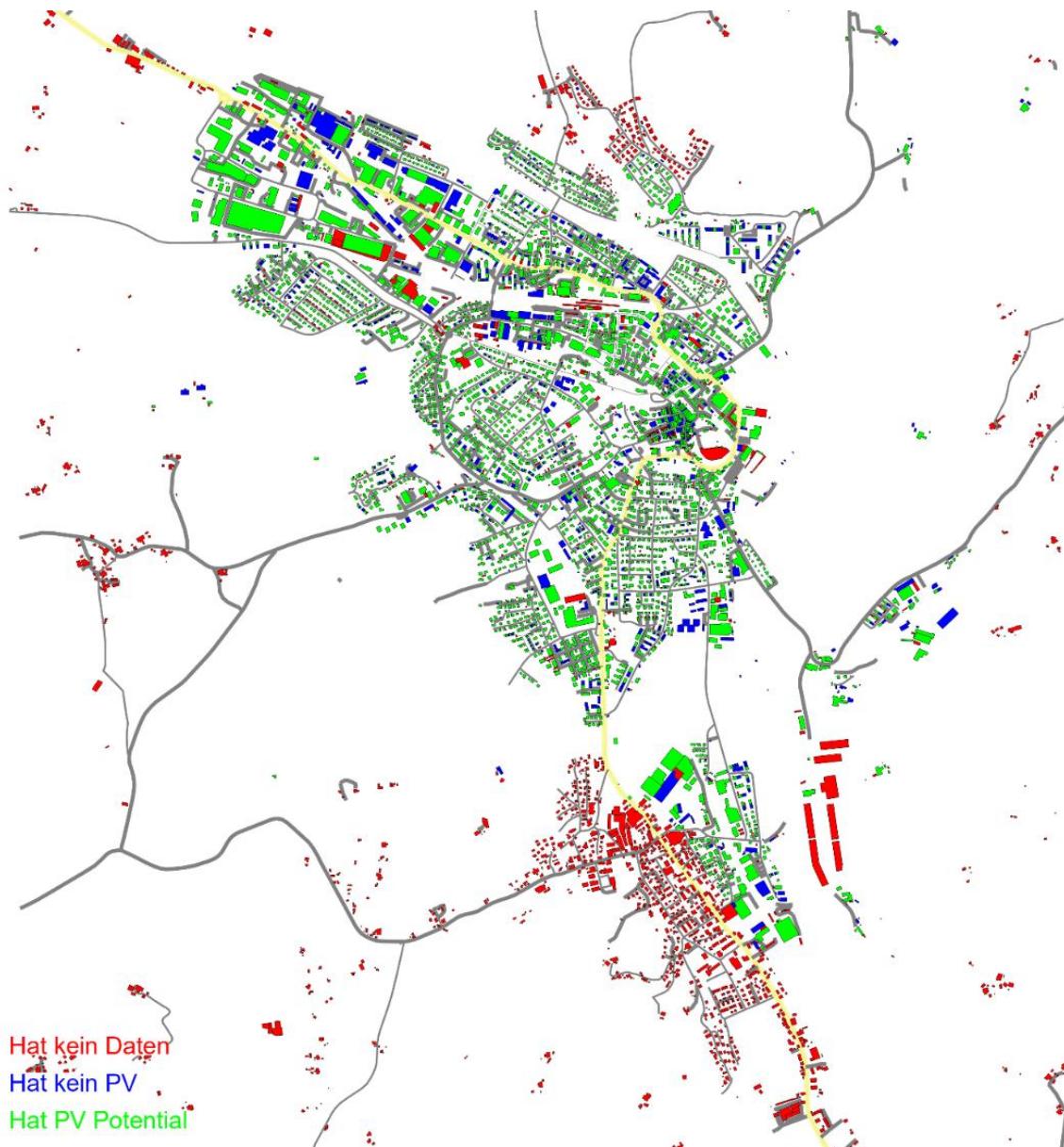


Abbildung 102: Karte von Burgdorf zum Solarpotential aus den Sonnendach-Daten

A4.3 Szenarienentwicklung

In diesem Kapitel werden die Szenarien im Detail beschrieben. Die Parameter für die Szenarien sind in Anhang 1 dargestellt. Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind im Kapitel A4.4 dann graphisch dargestellt.



A4.3.1 Datenquellen

Bevölkerungswachstum

Für das Bevölkerungswachstum wurden die Zahlen für die Gesamtschweiz aus der Quelle [19] proportional auf Burgdorf übertragen. Es lagen auch alternative Zahlen für den Kanton Bern und nur das Emmental vor, welche deutlich niedriger waren. Da insbesondere die Zahlen für das Emmental auch das gesamte ländliche Gebiet miteinbeziehen, und eine starke globale Tendenz zur Landflucht vorliegt, erschien die höhere Annahme plausibler.

Reduktion des Stromverbrauchs der Bestandskunden

Im Netzgebiet von Localnet wurde in den letzten Jahren eine Reduktion des Stromverbrauchs der Bestandskunden von durchschnittlich 1% / Jahr festgestellt. Diese Tendenz wurde für die Bestandskunden in allen Szenarien fortgeschrieben. Die Annahme erscheint plausibel, da zum einen durch den zunehmenden Klimawandel Energieeffizienz immer mehr in den Vordergrund tritt und zum anderen noch viel Potential für energieeffizientere Geräte vorhanden ist. Der neue Verbrauch durch Elektromobilität, zusätzliche Haushalte und zusätzliche Wärmepumpen kommt allerdings zu den Verbräuchen dazu, hebt die Einsparungen vollständig auf und erhöht in den meisten Szenarien den Gesamtverbrauch.

Klimatisierung

Für die Klimatisierung wurde für die Szenarien POM und NEP die Werte aus der Energiestrategie proportional auf Burgdorf skaliert. Für Utopia und Dystopia wurden eigene Annahmen verwendet. Als Temperaturprofile wurden Temperaturprofile aus Meteonorm 7.2 [20] basierend auf dem IPCC AR4 B1 Scenario verwendet.

Renovierungen

Renovierungen teilen sich auf in zwei Komponenten: Zum einen die Anzahl der renovierten Häuser bzw. die Gesamtenergiemenge im jeweiligen Zeitabschnitt und zum anderen das Renovierungsniveau, d.h. wie gut die Häuser renoviert werden und wie weit der Energiebedarf gesenkt werden kann. Für POM/NEP wurde die Gesamtenergiereduktion basierend auf den offiziellen Zahlen bestimmt und proportional auf Burgdorf umgerechnet. Für Utopia und Dystopia wurden eigene Annahmen gewählt. Der Renovierungsfaktor wurde für alle Szenarien basierend auf eigenen Annahmen festgelegt, um die gewählten Gesamtenergiemengen erreichen zu können.

Photovoltaik-Potential

Für POM/NEP wurde das Gesamtpotential der Schweiz (Laut Sonnendach) ins Verhältnis gesetzt zum prognostizierten Ausbau. Dabei ergab sich für die beiden Szenarien und für jede Jahresscheibe ein relativer Ausbau. Dieser wurde anschliessend auf Burgdorf übertragen. Das grösste Problem mit diesem Ansatz ist dabei die Varianz des Potentials. Studien zum PV-Potential der Schweiz weichen je nach Annahmen um 100% oder mehr voneinander ab. Abbildung 103 zeigt exemplarisch für die Potentialstudie der EPFL [21] die Berechnung. Insbesondere bei Pufferflächen und Effizienzverlusten gibt es sehr grosse Spielräume in den Annahmen. So könnten z.B. Solarziegel wie von Tesla [22] die Pufferflächen nahezu vollständig eliminieren, womit sich das Solarpotential plötzlich mehr als verdoppeln würde. Auch die Annahmen zur den Modulverlusten, Inverterverlusten und Systemverlusten sind für die Gegenwart sicher zutreffend (wenn auch konservativ), aber die Annahme, dass in den nächsten 30 Jahren bis 2050 kein signifikanter technischer Fortschritt in all diesen Punkten erreichbar ist, erscheint nicht unbedingt plausibel.

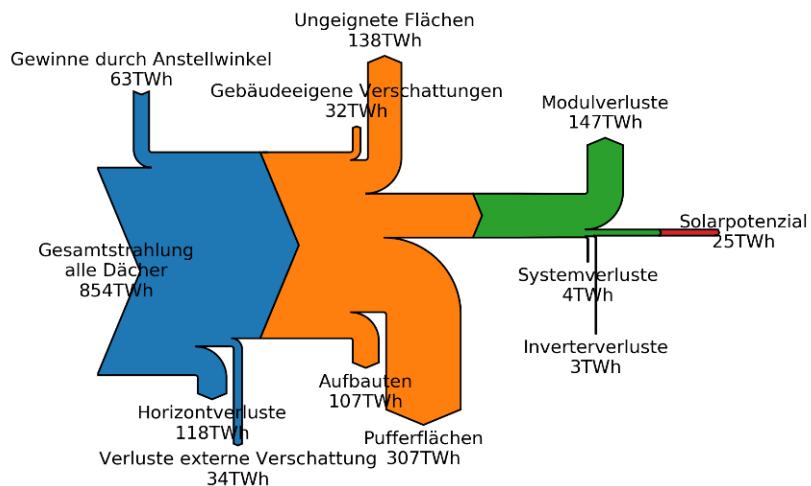


Abbildung 103: Berechnung des PV-Potentials der Schweiz in der EPFL-Studie. Eigene Darstellung nach Daten aus [21]

Zusätzlich besteht noch ein signifikantes Solarpotential an den Fassaden, nicht zu reden von Geländern, Zäunen, Lärmschutzwänden uvm. Gerade bifaziale Module mit Mikroinvertern könnten hier schon bald für eine Vervielfachung des Solarpotentials sorgen.

A4.3.2 Narrativ für das Szenario «Politische Massnahmen Variante E» (POM)

Das Szenario «POM» wird in [1] wie folgt beschrieben:

«Dieses Szenario ist massnahmenorientiert und bildet die Auswirkungen der dem Bundesrat vorgeschlagenen Massnahmenpakete auf die Energienachfrage und das Elektrizitätsangebot ab. Für dieses massnahmenorientierte Szenario standen rund 50 Massnahmen zur Diskussion. Die verwendeten energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Modelle bilden die quantifizierbaren Massnahmen ab. Die vom Bundesrat vorgeschlagenen und in den Modellen quantifizierbaren Massnahmen betreffen den Gebäudebereich (Ausbau des Gebäudeprogramms, Standardverschärfungen SIA 380/4 usw.), die Industrie und den Dienstleistungssektor (Ausbau der wettbewerblichen Ausschreibungen, Förderung innovativer Kühlungstechnologien, Ausweitung des Instruments der Effizienzboni, vorsichtige Verschärfung von Standards bei Elektrogeräten sowie der technischen Gebäudeausstattung usw.) und im Sektor Verkehr verschärfte Flottengrenzwerte und die Verkehrsorganisation.

Die vom Bundesrat vorgeschlagenen Massnahmen basieren auf heute bestehenden Technologien sowie absehbaren Weiterentwicklungen dieser Technologien, fördern aber gezielt energetische Massnahmen auf der Energienachfrageseite, den Einsatz erneuerbarer Energien in Gebäuden und erneuerbare Energien auf der Elektrizitätsangebotsseite. Die Priorität liegt aber auf der Effizienzsteigerung, da Effizienzgewinne in der Regel kostengünstiger sind als ein Zubau von Erzeugungstechnologien.

Darüber hinaus sind wichtige erneuerbare Energien wie Solarenergie, Windenergie und Biomasse aufgrund der erzielbaren Energie- und Leistungsdichte bezogen auf die Flächeneinheit eine wertvolle und nicht beliebig verfügbare Ressource. Die vorgeschlagenen Massnahmen können in der Schweiz eingeführt werden, unabhängig von der internationalen Energiepolitik mit Ausnahme von Emissionsgrenzwerten im Verkehr. Da die Schweiz keine Fahrzeuge produziert sind diese



Massnahmen von der internationalen Politik abhängig. In den Massnahmen sind die bis 2020 vorgesehenen verschärften Flottengrenzen der EU verwendet worden (130/95 g CO₂/km). Diese Grenzen sind bis 2050 auf 35 g CO₂/km im Jahr 2050 gesenkt worden. Diese Senkung ist erreichbar mit einer Elektrifizierung des Fahrzeugparks. Dieses Szenario hat keine Entsprechung in den Energieperspektiven 2035.

Im Ergebnis zeigt sich, dass in diesem Szenario mit dem Einsatz eines Gaskombikraftwerks ab 2019 das „Post-Kyoto-Ziel“, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2000 um 20 % zu reduzieren, knapp nicht erfüllt werden kann. Auch in der Variante E, ohne zusätzlichen Einsatz von Gaskraftwerken oder der Variante C&E, in der das erste Gaskraftwerk im Jahr 2022 eingesetzt wird, wird das Ziel knapp verfehlt. Gegenüber 1990 beträgt die Reduktion in allen Varianten der Stromerzeugung deutlich über 20.%.

Diese Beschreibung stammt aus dem Jahr 2012 wurde inzwischen von der Gegenwart etwas überholt.

A4.3.3 Narrativ für das Szenario «Neue Energiepolitik Variante E» (NEP)

Das Szenario «NEP» wird in [1] wie folgt beschrieben:

«Das Szenario „Neue Energiepolitik“ ist das Zielszenario des Bundesrates vom 25. Mai 2011. Es wird ein möglicher Entwicklungspfad des Energieverbrauches und der Stromproduktion der Schweiz bis ins Jahr 2050 dargestellt, welcher es ermöglicht, die CO₂ Emissionen bis ins Jahre 2050 auf 1 bis 1.5 t pro Kopf zu senken. Eine wichtige Nebenbedingung ist die Begrenztheit der nachhaltig verfügbaren Biomasseressourcen, nicht nur schweizweit, sondern auch global. D.h. der „unbegrenzte“ Import von biogenen Energieträgern wird in diesem Szenario nicht zugelassen.

Das Szenario „Neue Energiepolitik“ erfüllt die Zielsetzung, die CO₂-Emissionen bis 2020 um 20 % gegenüber 2000 zu reduzieren. Dieses Szenario erfordert im Gegensatz zum Szenario „Politische Massnahmen“ eine international abgeglichene CO₂-Reduktions- und Energieeffizienzpolitik. Insbesondere ist eine Technologieentwicklung und -einführung in internationaler Arbeitsteilung notwendig. Diese Ziele bedingen zudem eine vertiefte internationale Zusammenarbeit im Bereich Forschung und Entwicklung.»

Auch diese Beschreibung stammt aus dem Jahr 2012 wurde inzwischen von der Gegenwart etwas überholt. Die Zahlenwerte für den Ausbau der Elektromobilität, installierte PV-Leistung, Wärmepumpenausbau und Renovierungsraten unterscheiden sich zwischen den Szenarien nur gering, da die Hauptunterschiede zwischen POM und NEP in anderen Bereichen liegen.

A4.3.4 Narrativ für das Szenario «Utopia»

Das Ziel für das Szenario Utopia war, abzubilden, wie die zukünftige Energieversorgung für eine Net-Zero-Stadt im besten Falle aussehen könnte. Das Szenario geht daher von folgenden Entwicklungen aus:

- Es erfolgt massiver, dezentraler PV-Ausbau für eine Net-Zero-Stadt.
- Der Verkehr wird vollständig elektrifiziert.
- Die Beheizung wird vollständig elektrifiziert.
- Die Gebäudesanierung wird stark vorangetrieben.
- Es gibt stetige Effizienzsteigerungen im Energieverbrauch bei allen Bestandskunden.



A4.3.5 Narrativ für das Szenario «Dystopia»

Das Ziel für das Szenario Dystopia war abzubilden, wo aktuell erkennbare Trends im schlechtesten Falle hinführen könnten:

- Durch hohe Installationskosten, Wirtschaftskriege mit China, ungeeignete Einspeisetarife, unattraktive Leistungstarife und gezielte Lobbyarbeit findet nur ein relativ geringer Ausbau der dezentralen Erzeugung statt, auch wenn sich die installierte Leistung gegenüber 2017 trotzdem vervielfacht.
- Durch stark steigenden Bedarf in den Entwicklungsländern, verbunden mit politischer Instabilität in den Ölförderländern werden Gas, Öl und Benzin sehr viel teurer, so dass der Verkehr und der Heizungssektor zunehmend elektrifiziert wird.
- Aus Kostengründen kommen dabei primär Luft-Wasser-Wärmepumpen zum Einsatz, welche aufgrund der zunehmenden Verbreitung durch Skaleneffekte immer kostengünstiger werden und andere Technologien zunehmend verdrängen.
- Die Sanierungsrate bewegen sich weiter auf heutigem Niveau mit 1% der Gebäude pro Jahr.
- Die zunehmende Migration (primär durch Klimawandel) führt zu einer 20% höheren Steigerung der Bevölkerung in Burgdorf als in den anderen Szenarien.
- Durch Klimawandel und zunehmende gesellschaftliche Akzeptanz wächst die Klimatisierung in Privathaushalten deutlich. Billige Splitgeräte mit schlechter Effizienz werden durch Massenproduktion Standard.

A4.4 Vergleich der Eingangswerte der Szenarien

A4.4.1 Bevölkerung

Die Bevölkerungsentwicklung in Burgdorf für die Szenarien ist in Abbildung 104 und Abbildung 105 dargestellt. Es wurde für NEP, POM und Utopia die gleiche Bevölkerungsentwicklung angenommen. Im Projekt wurde die durchschnittliche Haushaltsgröße aus Aufwandsgründen ungefähr konstant gehalten. Allerdings deuten die Szenarien des BFS [23] darauf hin, dass es möglicherweise besser wäre, die durchschnittliche Haushaltsgröße zu reduzieren, was dann zu einer erhöhten Anzahl von Wohnungen führen würde.

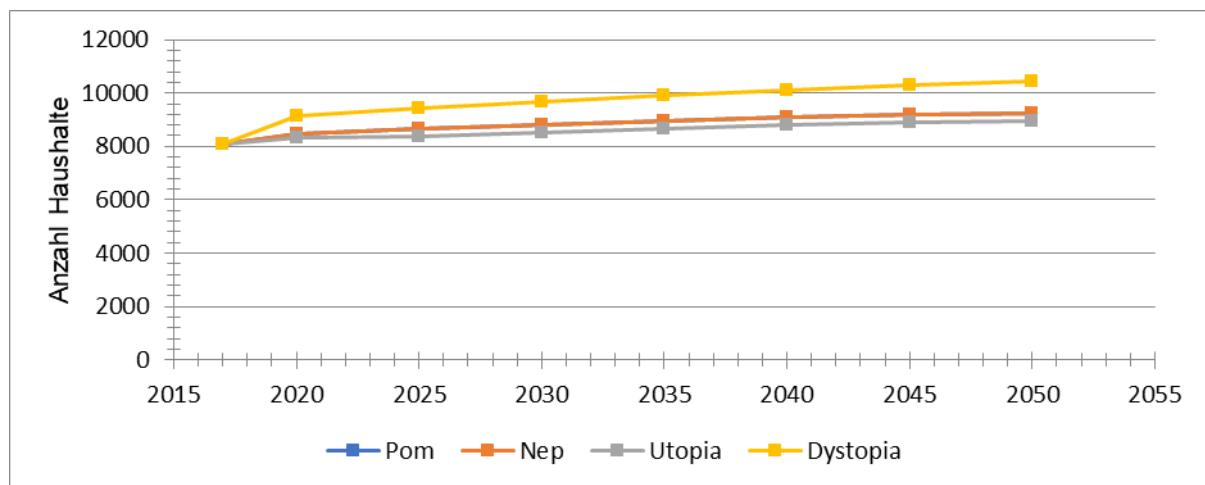


Abbildung 104: Anzahl der Haushalte in den verschiedenen Szenarien

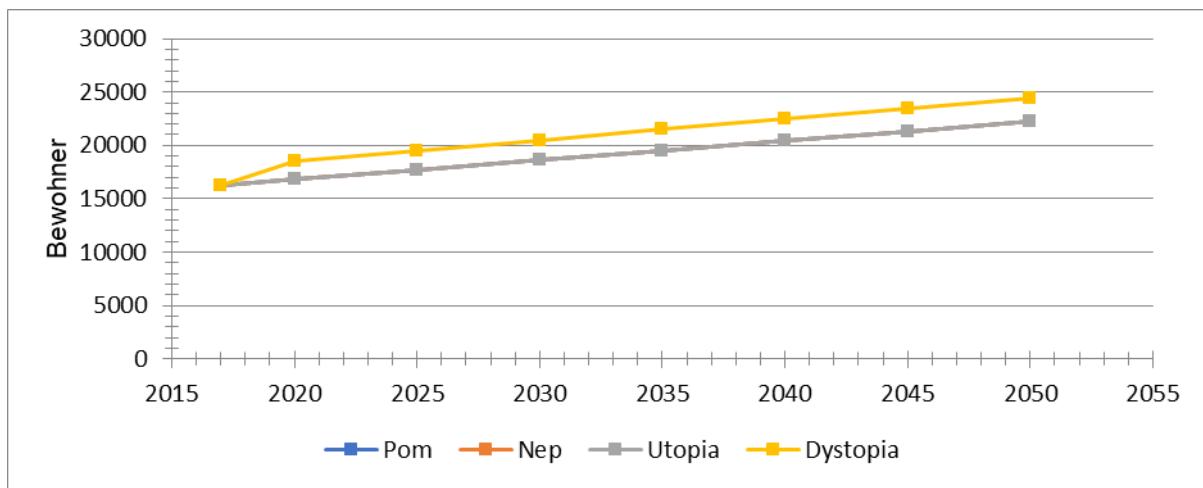


Abbildung 105: Anzahl der Bewohner in Burgdorf in den verschiedenen Szenarien

A4.4.2 Energieverbrauch Bestandskunden

Für die Bestandskunden wurde eine konstante Reduktion des Energieverbrauchs von 1% pro Jahr angenommen. Dabei teilen sich die Bestandskunden in die drei Kundengruppen Gewerbe, Haushalte und Hausinfrastruktur auf. Die Verbräuche für die einzelnen Kundengruppen sind in Abbildung 106, Abbildung 107 und Abbildung 108 dargestellt. Der Sprung im Energieverbrauch von Dystopia bei den Haushalten im Jahr 2020 kommt durch die starke Zuwanderung.

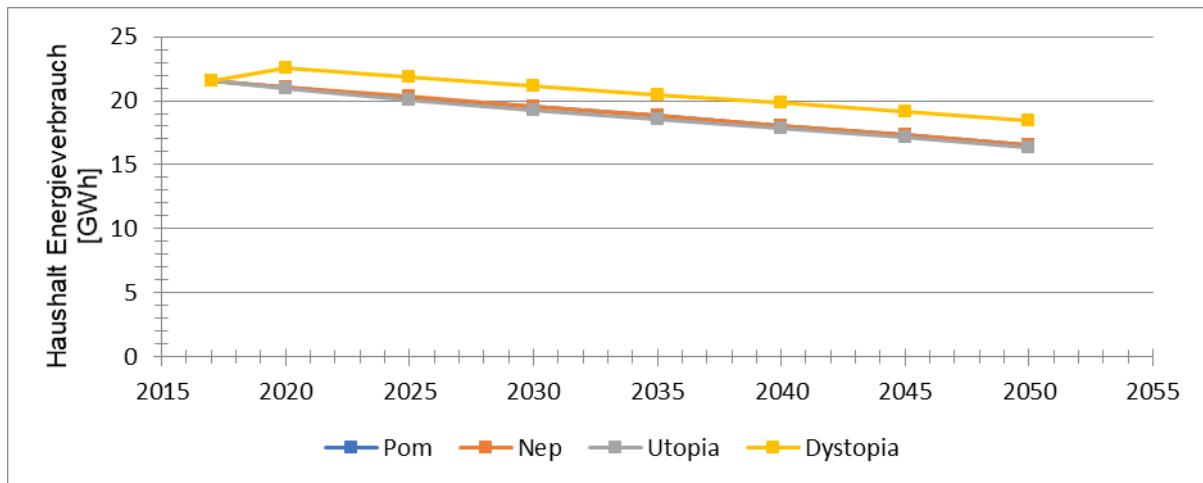


Abbildung 106: Energieverbrauch der Haushalte für die verschiedenen Szenarien

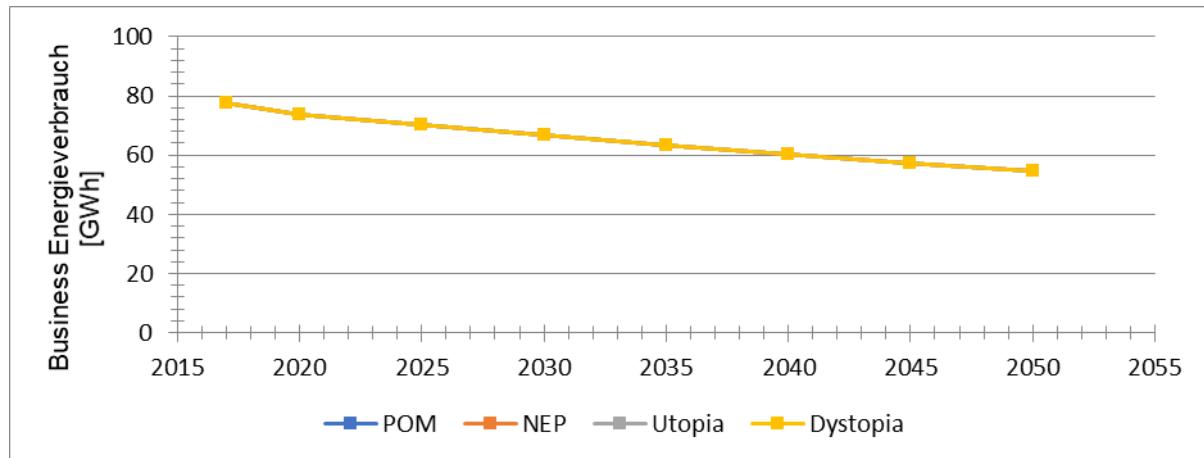


Abbildung 107: Energieverbrauch der Geschäftskunden für die verschiedenen Szenarien (Alle Szenarien haben die gleichen Effizienzfaktoren für Geschäftskunden)

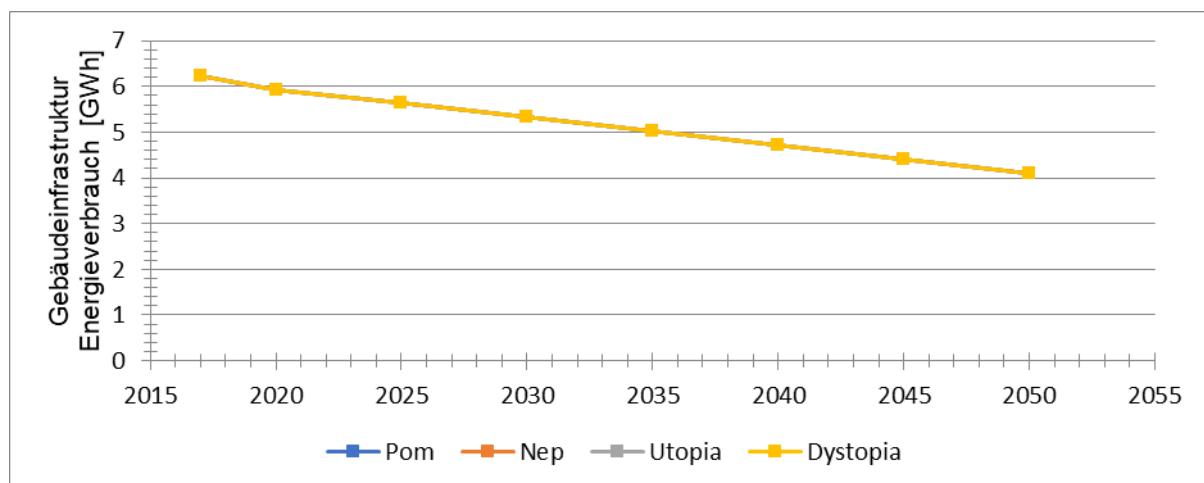


Abbildung 108: Energieverbrauch der Gebäudeinfrastruktur für alle Szenarien (Alle Szenarien haben die gleichen Effizienzfaktoren)

A4.4.3 Energieverbrauch Wärme und Kälte

Der Energieverbrauch in den Szenarien für die drei grössten Verbrauchskategorien Wärme, Kälte und Warmwasser-Bereitung sind dargestellt in Abbildung 109, Abbildung 110 und Abbildung 111. Man sieht, dass der Klimatisierungsbedarf für POM am geringsten ist, NEP und Utopia ungefähr auf demselben Niveau liegen und Dystopia einen deutlich erhöhten Bedarf hat.

Bei den Wärmepumpen sieht man ab 2045 einen leicht fallenden Bedarf für POM, NEP und Utopia. Dies entsteht, weil durch die Gebäudesanierungen der Energiebedarf stärker gesenkt wird als er durch die Umstellung von Verbrauchern auf Wärmepumpen steigt.

Der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung in Elektroboilern musste geschätzt werden. Es wird in den Szenarien angenommen, dass Kunden, die von Öl oder Gas auf Wärmepumpen umsteigen, keine neuen, getrennten Boiler installieren, sondern die Warmwassererzeugung mit den Wärmepumpen erfolgt. Somit werden keine neuen Warmwasserboiler installiert, sondern nur bestehende Boiler auf Wärmepumpenboiler umgestellt.

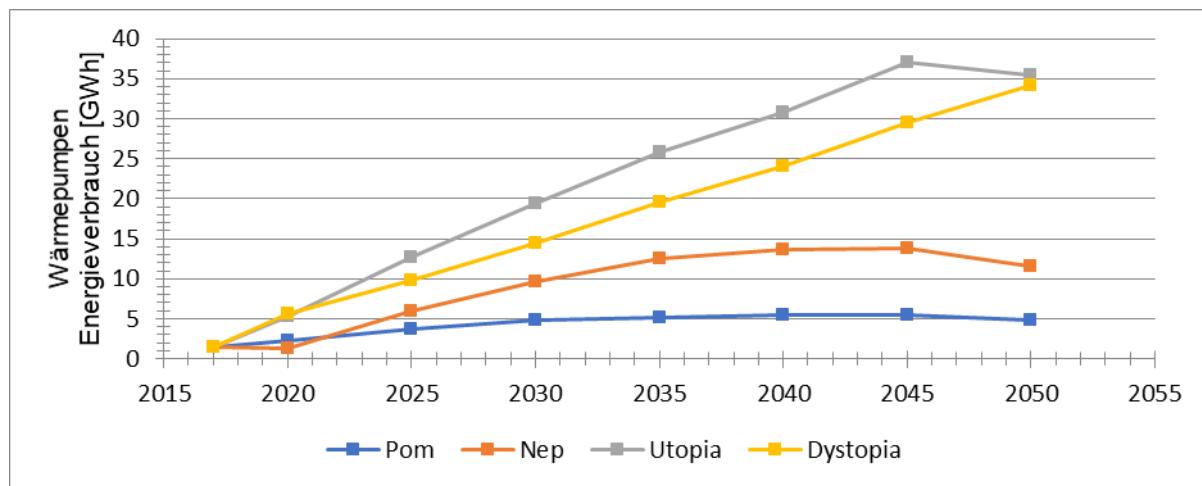


Abbildung 109: Energieverbrauch für Wärmepumpen in den verschiedenen Szenarien

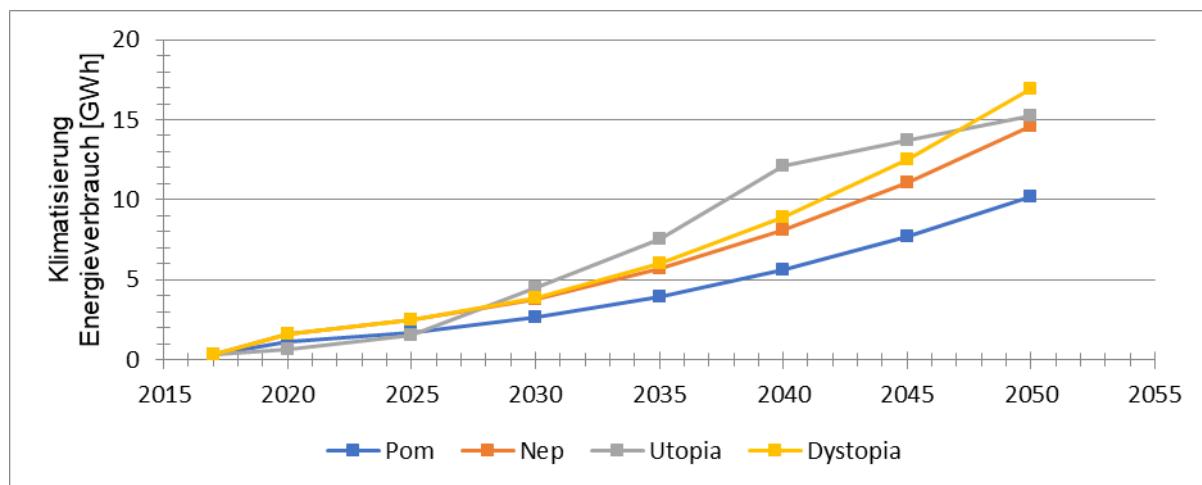


Abbildung 110: Energieverbrauch für die Klimatisierung in den verschiedenen Szenarien

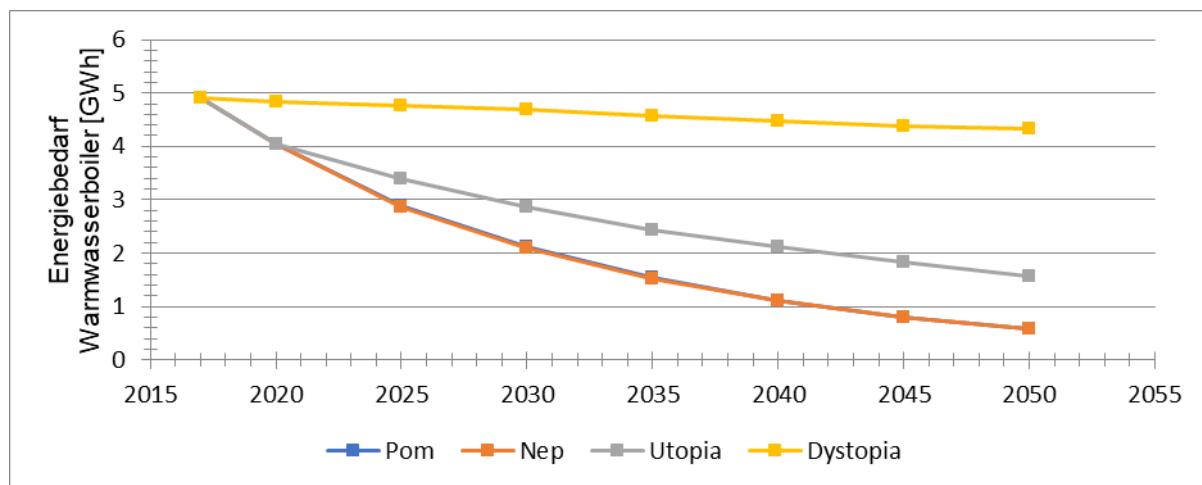


Abbildung 111: Energieverbrauch für die Warmwasserboiler in den verschiedenen Szenarien



Abbildung 112 zeigt die Anzahl der Wärmepumpen in Burgdorf über die Jahre. Man sieht, dass Utopia die meisten Wärmepumpen vorsieht, während die anderen Szenarien die Heizung der Gebäude zumindest teilweise immer noch mit fossilen Energieträgern zeigen. Kapitel 4 zeigt die Aufteilung der Energieverbräuche auf die Energieträger für die Szenarien im Detail.

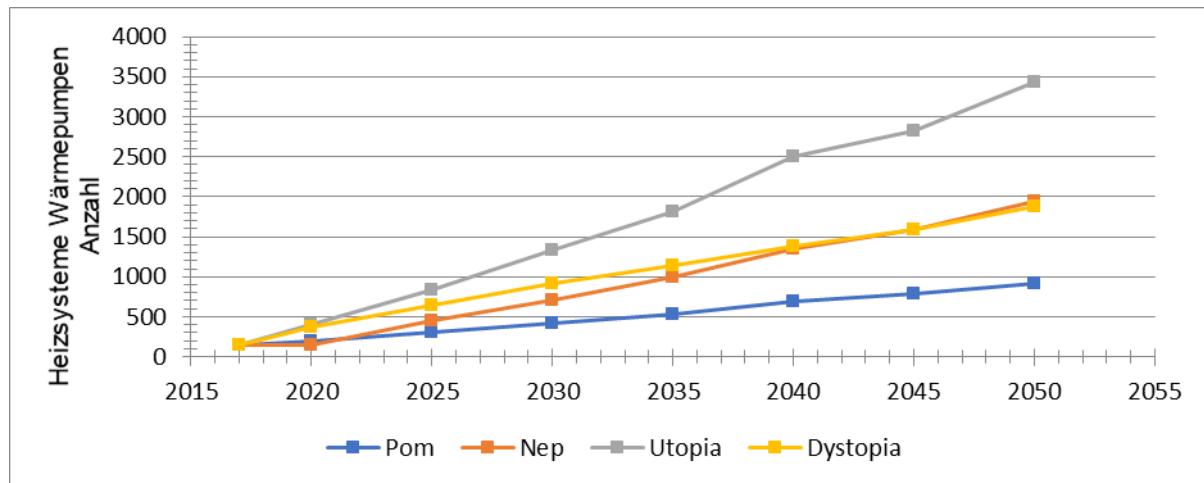


Abbildung 112: Anzahl der Wärmepumpensysteme in Burgdorf für die verschiedenen Szenarien

A4.4.4 Wärmebedarf

Die Entwicklung des gesamten Wärmebedarf für Burgdorf in den einzelnen Szenarien ist in Abbildung 113 dargestellt. Man sieht, dass insbesondere Utopia sehr optimistische Annahmen bezüglich der Sanierungen verwendet, während Dystopia nur von einer geringen Reduktion des Wärmebedarfs ausgeht. Es wurde keine explizite Klimabereinigung der Werte durchgeführt, d.h. der Einfluss des Klimawandels ist für die Wärmeverbräuche nicht direkt modelliert. POM und NEP beinhalten den Einfluss allerdings implizit, da in der Original-Studie entsprechende Berechnungen durchgeführt wurden. Wenn dieser in die Berechnungen für Utopia und Dystopia miteinbezogen wird, dann würden die Energieverbräuche für die späteren Jahre noch einmal deutlich sinken.

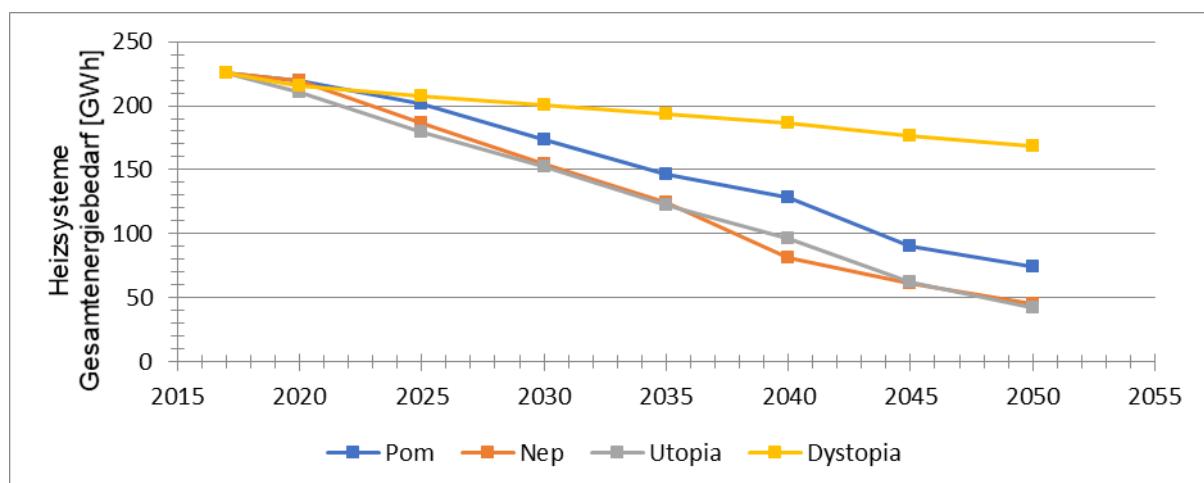


Abbildung 113: Gesamtbedarf der Heizungssysteme für die verschiedenen Szenarien



A4.4.5 Fahrzeuge

Abbildung 114 zeigt die Gesamtzahl der Fahrzeuge in den Szenarien und Abbildung 115 zeigt die Anzahl der Elektroautos. In den Annahmen wurde festgelegt, dass der Anteil der Motorisierung für POM, NEP und Utopia konstant bei 440 Fahrzeuge / 1000 Einwohner bleibt, während er im Falle von Dystopia durch Kürzungen im öffentlichen Personennahverkehr ansteigt. Es wurde zudem im Szenario angenommen, dass für Dystopia der Anteil der Elektrofahrzeuge nach 2035 rapide ansteigt. Es ist sichtbar, dass für POM und NEP der Anteil der Elektroautos konstant bleibt, während er für Utopia und Dystopia stark ansteigt.

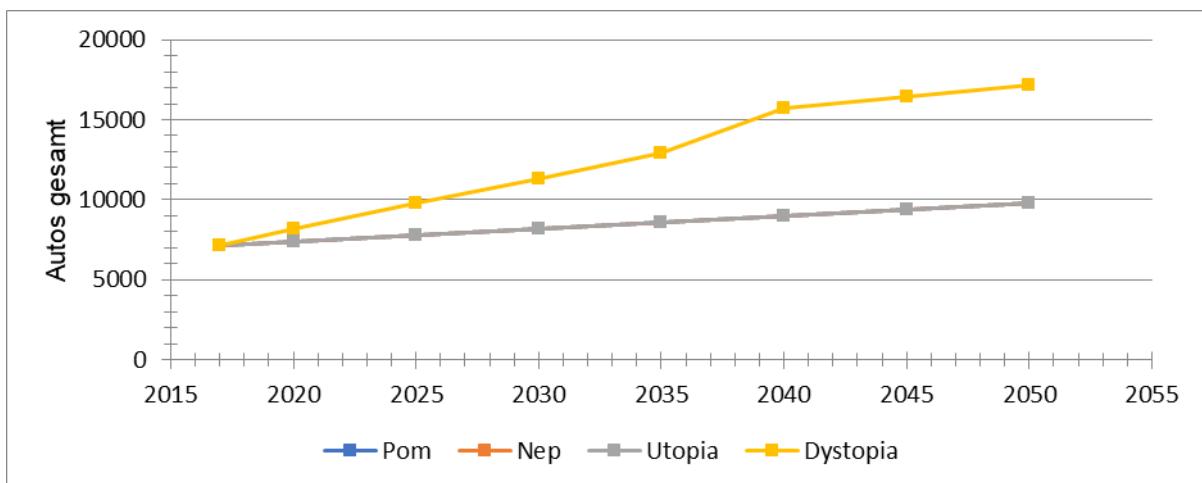


Abbildung 114: Gesamtzahl der Fahrzeuge für die verschiedenen Szenarien

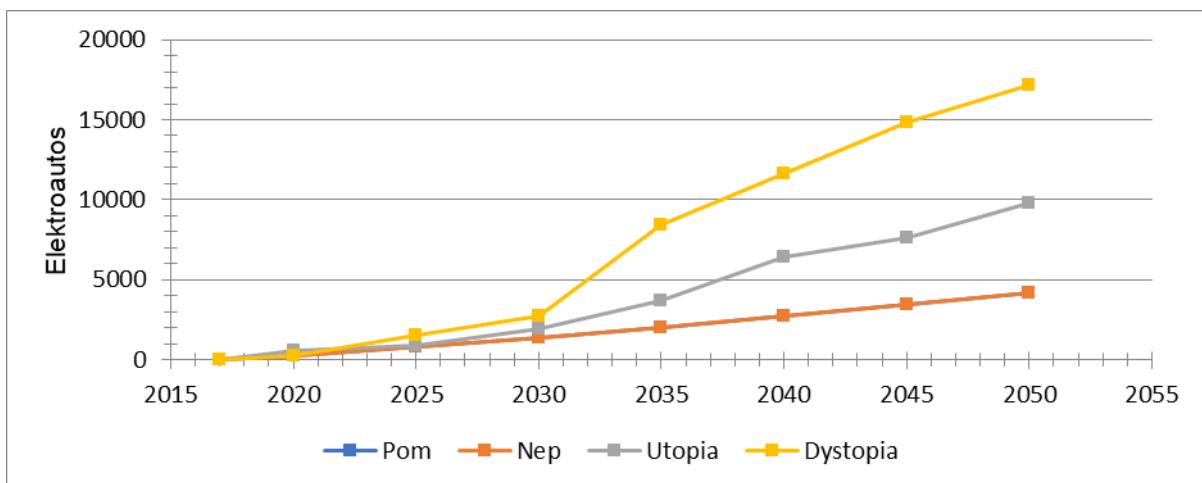


Abbildung 115: Anzahl der Elektrofahrzeuge für die verschiedenen Szenarien

A4.4.6 Photovoltaik

Abbildung 116 zeigt die installierte Photovoltaik-Leistung. Man sieht, dass sowohl NEP als auch POM relativ moderat mit 50 GWh geplant sind (eine verzehnfachung der Leistung, die real im Jahr 2020 installiert ist). Dystopia ist ungefähr die Hälfte, während Utopia auf 160 GWh, d.h. eine vollständige Deckung des lokalen Energiebedarfs ausgelegt ist. Mit Utopia im Endausbau wäre Burgdorf tatsächlich Net-Zero, d.h. die Energiebilanz über das Jahr wäre null. Realistisch erreichbar ist dies allerdings nur mit einer guten Smartgrid-Infrastruktur, dezentralen Speichern und einer Abregelung der



Spitzen aus den PV-Anlagen auf 50% oder weniger. Ansonsten kommt es zu extrem hohen Netzausbaukosten, wie in Kapitel 4 noch genauer gezeigt wird.

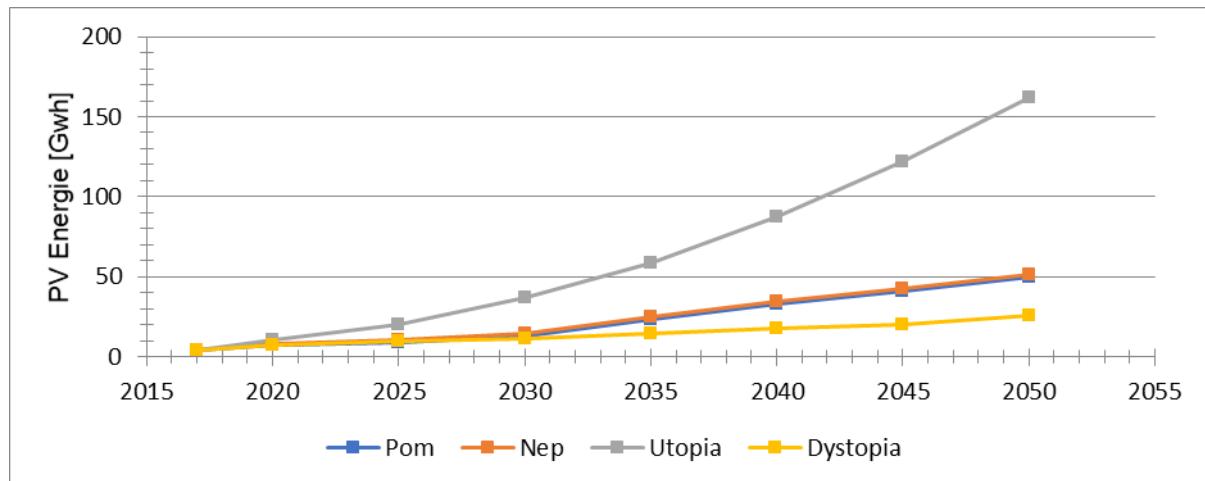


Abbildung 116: Gesamter jährlich erzeugter PV-Strom

A4.5 Lastprofile Gegenwart

Abbildung 117 und Abbildung 118 zeigt das Lastprofil der gesamten Stadt aufgeteilt in Komponenten für eine Woche der Gegenwart im Winter respektive Sommer. Zudem ist das am Umspannwerk gemessene Lastprofil von 2017 eingezeichnet. Damit kann das Ergebnis der Bottom-Up-Modellierung beurteilt werden.

Man sieht, dass die allgemeine Form gut getroffen wird, allerdings es an einzelnen Teilen noch Optimierungsbedarf für eventuelle Folgeprojekte gibt. Insbesondere sind die verwendeten Standardlastprofile nicht auf Schweizer Verhältnisse angepasst und stammen aus Deutschland ca. 1980. Dadurch ist insbesondere am Wochenende der Verbrauch im Gewerbebereich deutlich zu hoch.

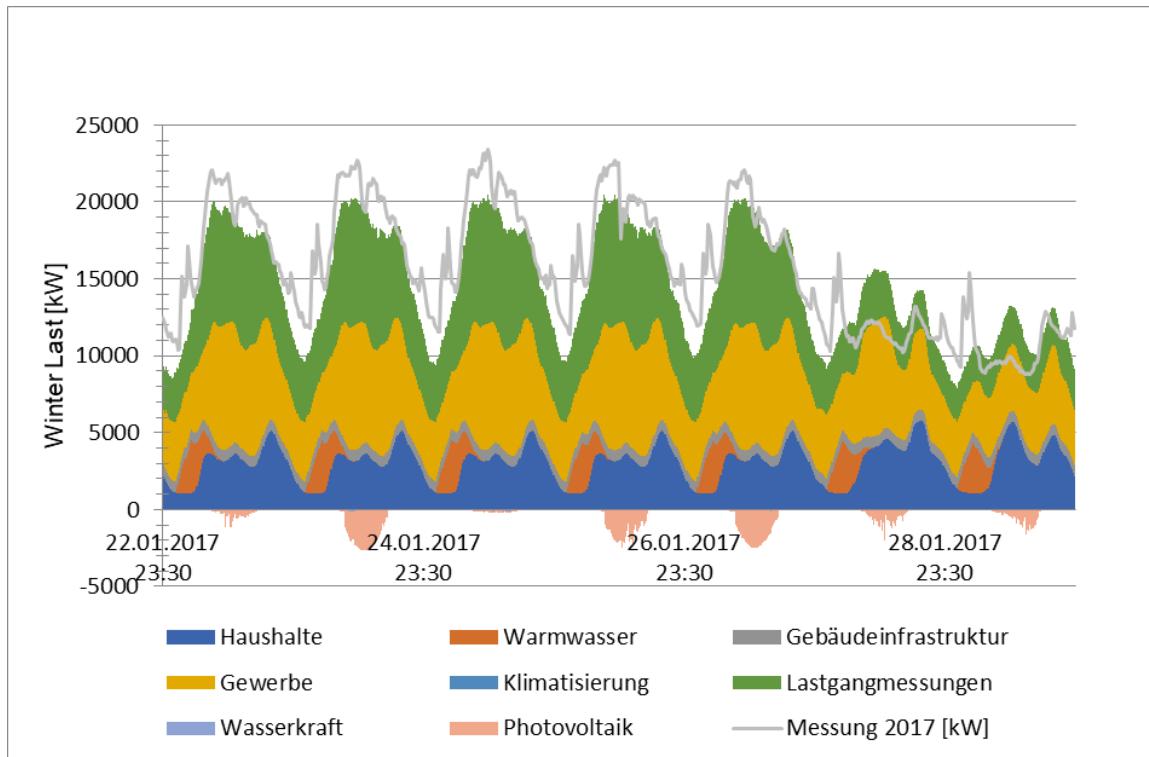


Abbildung 117: Vergleich des synthetischen Lastprofils für die Gegenwart mit den Messungen für eine Woche im Winter

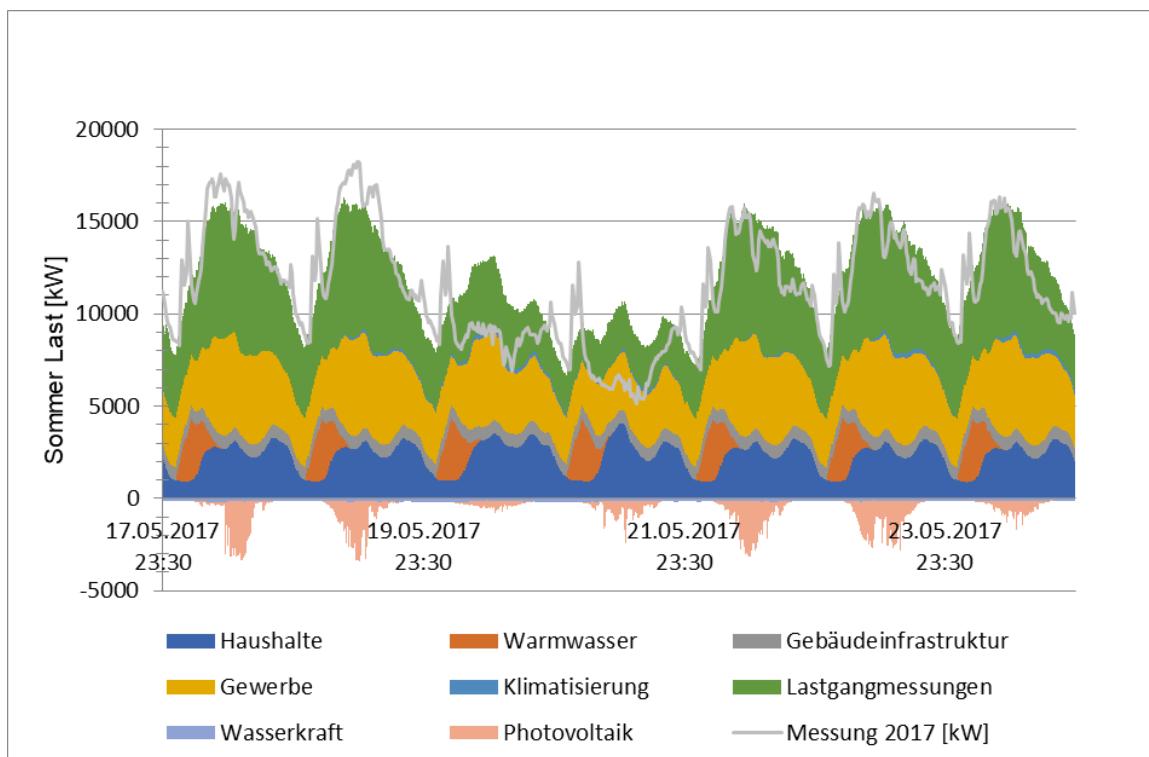


Abbildung 118: Vergleich des synthetischen Lastprofils für die Gegenwart mit den Messungen für eine Woche im Sommer

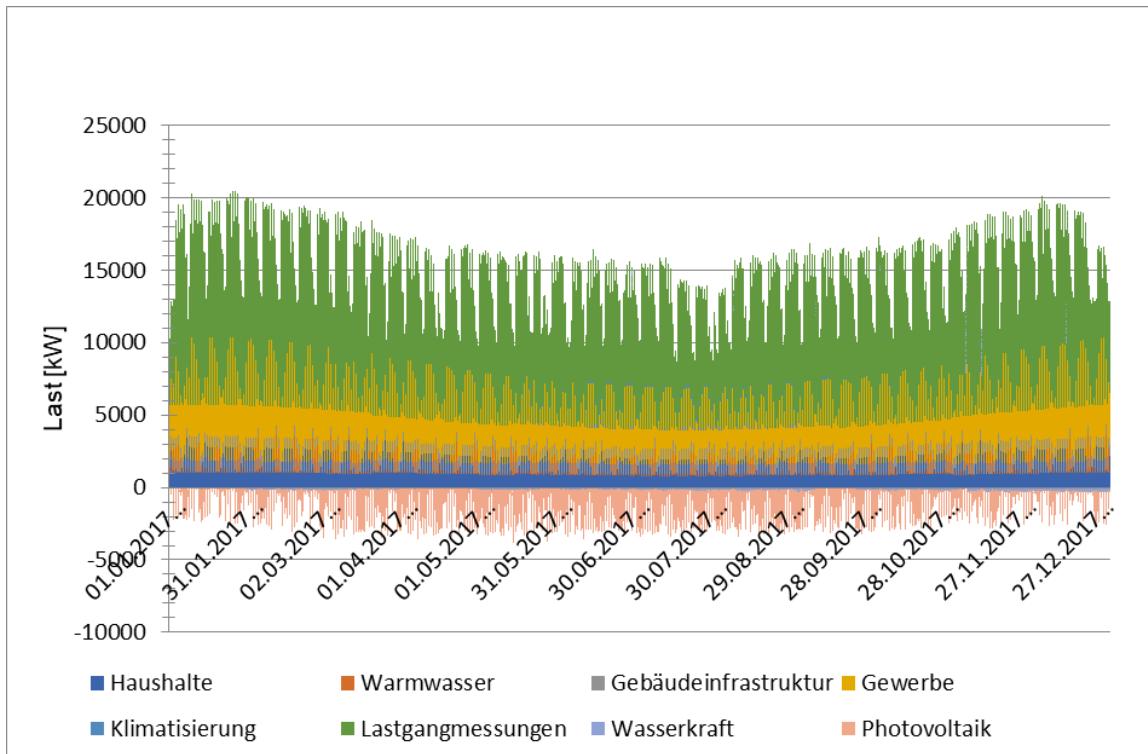


Abbildung 119: Synthetisches Lastprofil für die Gegenwart für das ganze Jahr

Abbildung 119 zeigt das Lastprofil für das gesamte Jahr. Man sieht auch hier, dass der grösste Teil des Stromverbrauchs bei den Grosskunden stattfindet.

A4.5.1 Entwicklung Lasten und Leistungen

Abbildung 120 zeigt die Entwicklung des Strombedarfs und Abbildung 121 zeigt die Entwicklung der Energieerzeugung in Burgdorf für die verschiedenen Szenarien. Der Energiebedarf für POM und NEP bleibt nahezu gleich, da sich die neuen Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektromobilität und die Verbrauchssenkungen durch Effizienzsteigerung ungefähr in der Waage halten.

Es ist anzumerken, dass der Energiebedarf sehr sensitiv auf die beiden Parameter Renovierungsrate und Effizienzsteigerung reagiert. Wenn es keine Effizienzsteigerung gibt und die Renovierungsrate wie in der Gegenwart ist, dann kann sich der Gesamtenergiebedarf problemlos verdoppeln auf 200 GWh/Jahr.

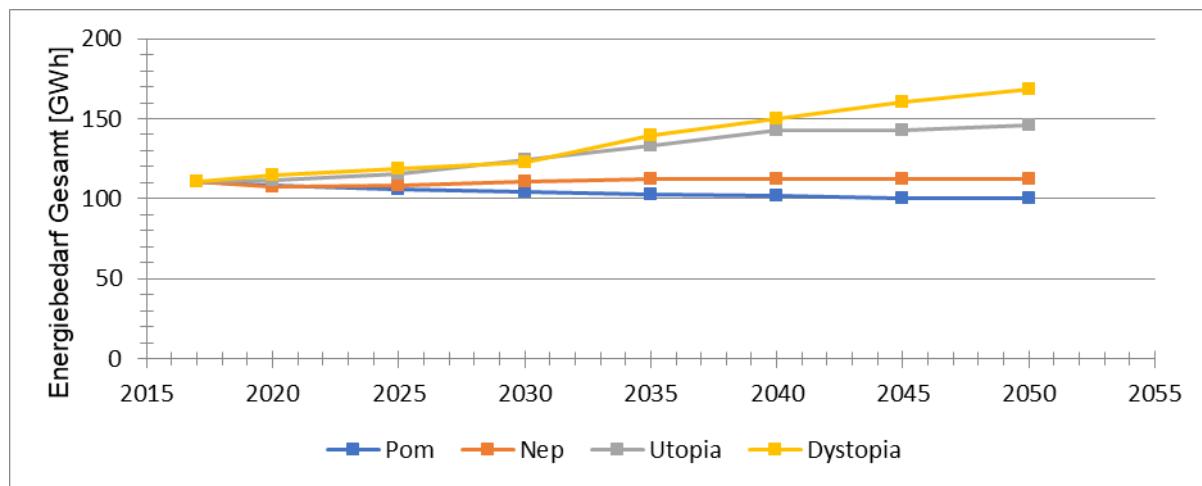


Abbildung 120: Strombedarf der Stadt für alle Szenarien

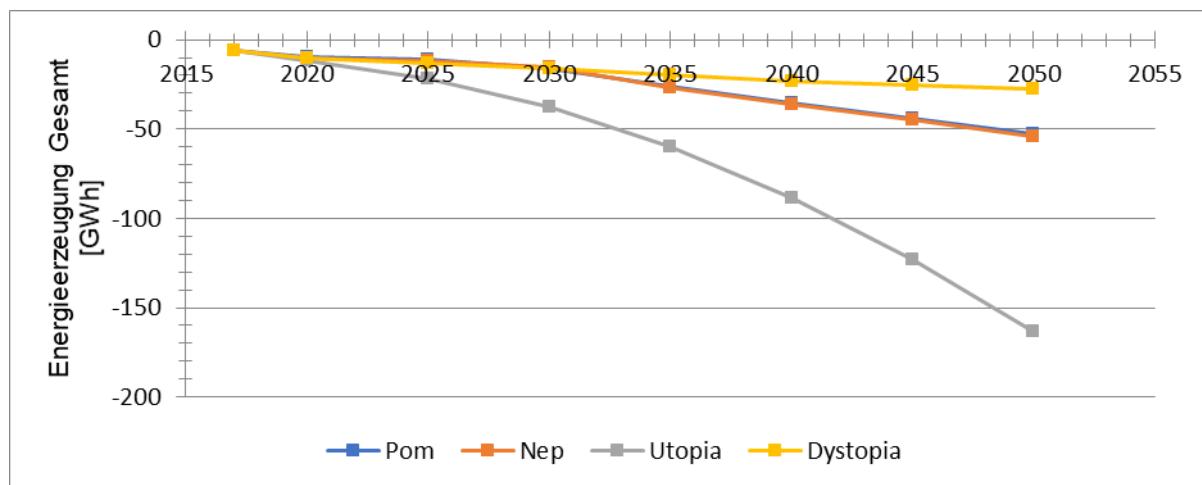


Abbildung 121: Stromerzeugung für die gesamte Stadt

Abbildung 122 zeigt den Netto-Strombedarf der Stadt für die verschiedenen Szenarien. Man sieht, dass in den meisten Fällen der Stromeinkauf aus den vorgelagerten Netzbereichen stark zurückgeht, getrieben von einer Mischung aus dezentraler Erzeugung und Reduktion des Bedarfs. Das bedeutet, dass das aktuelle Geschäftsmodell der vorgelagerten Netzbetreiber und Energieversorger (BKW im Falle von Burgdorf) gefährdet erscheint. Die Bereitstellung von Kapazitäten (Leistung und Speicherung) könnte vielmehr zum hauptsächlichen Geschäftsmodell werden im Vergleich zum heutigen Geschäftsmodell, welches stark auf dem Energieverkauf basiert.

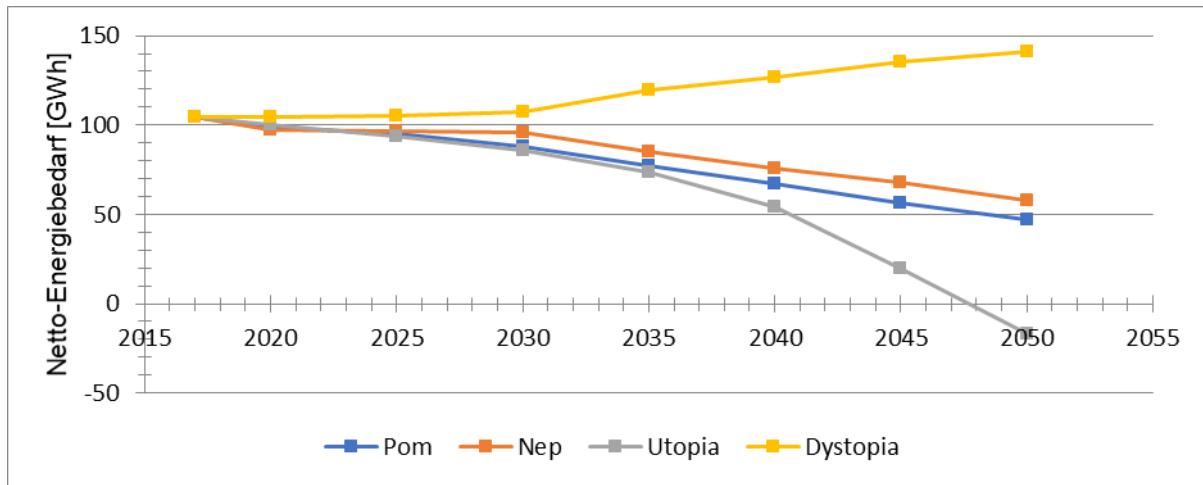


Abbildung 122: Netto-Energiebedarf (Bedarf minus Erzeugung) für alle Szenarien

Abbildung 123 und Abbildung 124 zeigen die maximale und minimale Summen-Last am Umspannwerk. Man sieht, dass es insbesondere im Falle von Utopia zu extremen Rückspeise-Spitzen kommt, welche die gegenwärtige Kapazität des Umspannwerks um Größenordnungen übersteigen und teure Nachrüstungen erfordern würden. Allerdings drückt der Einsatz von geeigneter Smartgrid-Technologie, Abregelung und dezentralen Speichern die Anforderungen massiv, wie in Kapitel 4.6 diskutiert.

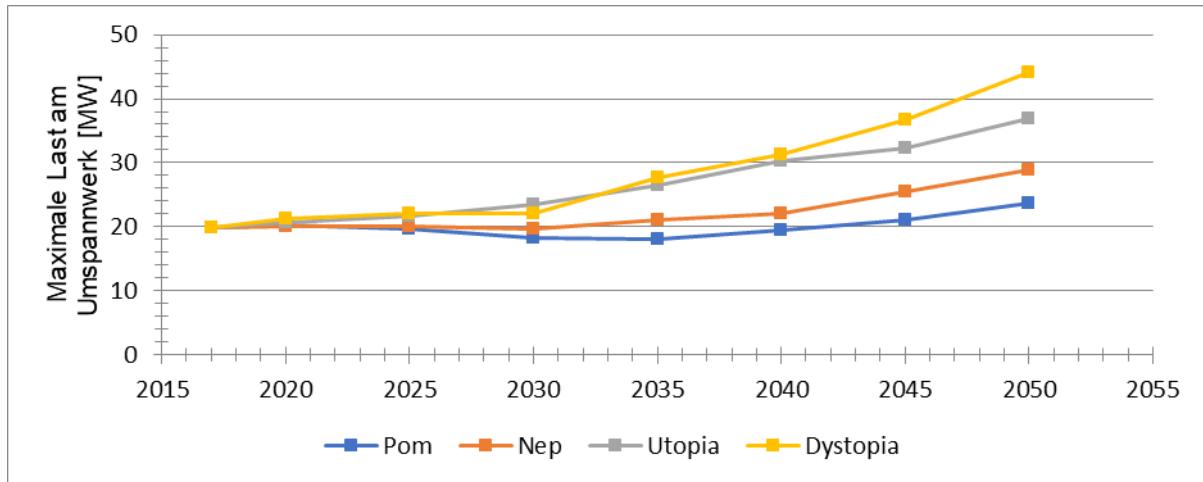


Abbildung 123: Maximale Last am Umspannwerk für alle Szenarien

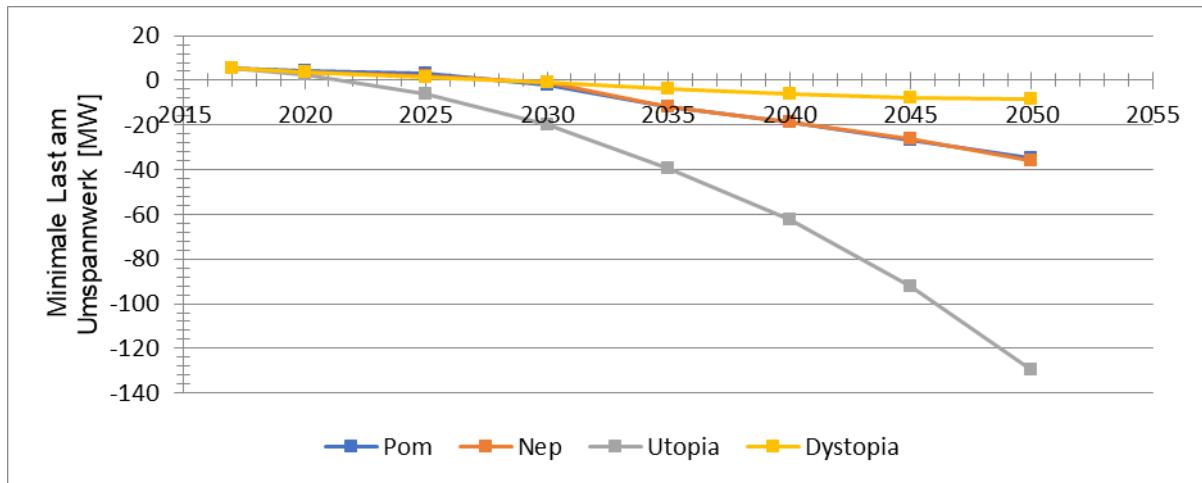


Abbildung 124: Minimale Last am Umspannwerk für alle Szenarien

A4.6 SmartGrid-Einsatz

Der Algorithmus für die SmartGrid-Berechnungen ist schon detailliert in A3.2.11 beschrieben. Hier werden ergänzend noch die Ergebnisse für alle Szenarien im Überblick gezeigt.

A4.6.1 Abregelung

Abbildung 125 zeigt zunächst vergleichend die Auswirkungen von SmartGrid im Vergleich mit einer einfachen Abregelung auf 50% aller PV-Anlagen. Ergänzend zeigt Abbildung 126 den Jahres-Netto-Energiebedarf. Es ist zu beachten, dass die gewählte SmartGrid-Implementierung eine dynamische Abregelung der Einspeiseleistung auf 70% beinhaltet, falls der Speicher voll ist.

Man sieht, dass die maximale Einspeisung (=minimale Last am Umspannwerk) schon mit einer einfachen Abregelung stark zurückgeht, aber dies keineswegs eine dezentrale Speicherung und intelligente Lastregelung ersetzt. Aber man sieht auch, dass eine generelle Zwangs-Abregelung in Verbindung mit einer guten SmartGrid-Implementierung kaum noch Vorteile bringt, aber zu deutlichen Energieverlusten führt. Man sollte also versuchen, perspektivisch die Abregelung flexibel zu gestalten und sicherstellen, dass die Wechselrichter von lokalen oder zentralen Energiemanagementsystemen gesteuert werden können.

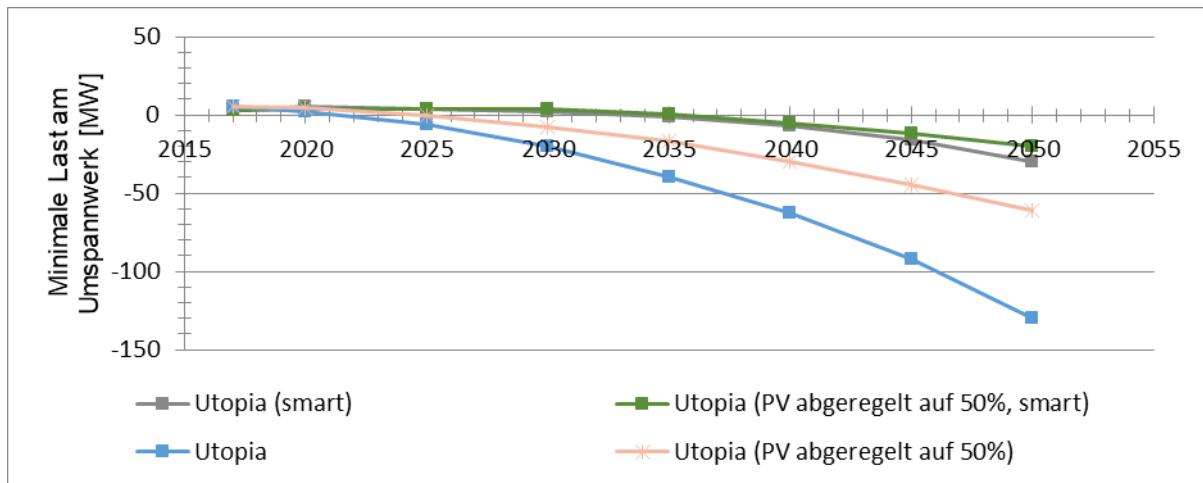


Abbildung 125: Minimale Last am Umspannwerk für Utopia konventionell, mit SmartGrid, mit Abregelung oder mit beidem

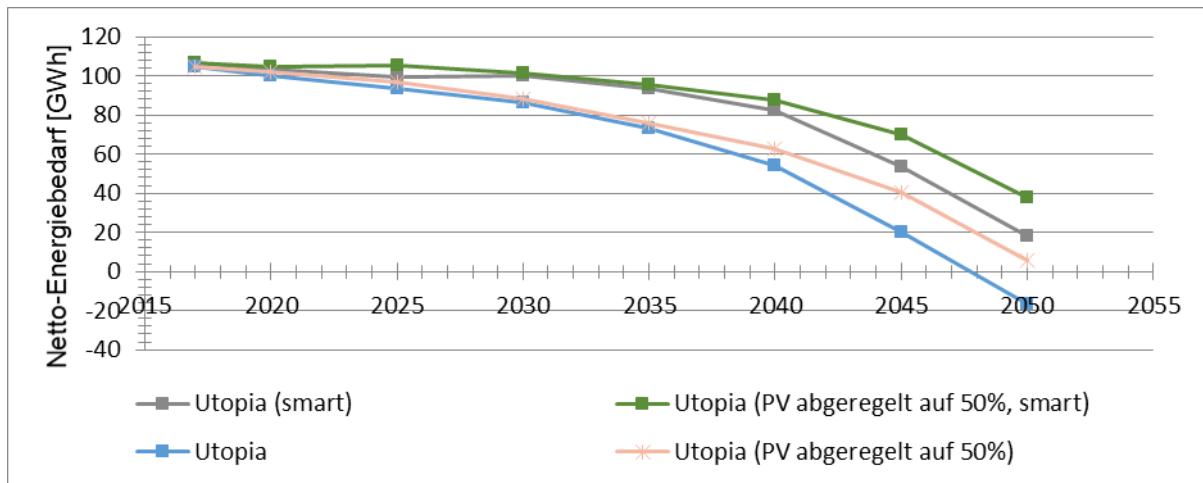


Abbildung 126: Energieverluste für Utopia konventionell, mit SmartGrid, mit Abregelung oder mit beidem

A4.7 Zentrale vs. dezentrale Steuerung

Für die Last an der Stadtgrenze macht es in der Theorie keinen Unterschied, ob die Speicher dezentral über die Stadt verteilt sind oder ob es einen grossen Speicher für die ganze Stadt gibt, solange sie zentral gesteuert werden. Für die Belastung an den Trafostationen und im Niederspannungsnetz macht es allerdings einen grossen Unterschied. Wie sehr man die Speicher zentralisiert, ist daher eine Abwägung zwischen reduziertem Netzausbau und erhöhten Wartungsaufwand bzw. erhöhten Investitionskosten. Diese Frage kann nicht allgemein beantwortet werden, sondern hängt von den konkreten Bedingungen ab und ist daher für jeden Einzelfall neu zu untersuchen. Dieser Abschnitt hat nur das Ziel, eine erste Abschätzung der möglichen Auswirkungen durch dezentrale, lokal leistungs-optimierende Speicher zu machen.

Falls die Speicher dezentral angeordnet werden, können sie entweder zentral oder dezentral gesteuert werden. Bei der dezentralen Steuerung wird versucht, die Last am einzelnen Hausanschluss zu optimieren, während bei der zentralen Steuerung die Reduzierung der Last am Umspannwerk das Ziel ist. Es ergeben sich in den beiden Fällen leicht unterschiedliche Ergebnisse, auch wenn genau der gleiche Steuerungsalgorithmus verwendet wird. Der Grund dafür ist, dass fast jede



Speichersteuerung (bzw. jedes Lastmanagement) relativ empfindlich für das Verhältnis der Jahressummen von Erzeugung zu Verbrauch ist. Und da für die einzelnen Kunden dieses Verhältnis signifikant vom Durchschnittsverhältnis der Stadt (für Net-Zero ungefähr 1:1) abweicht, ergeben sich auch unterschiedliche Ergebnisse.

Abbildung 127 zeigt das Summenlastprofil der Stadt für eine zentrale Steuerung in diesem Projekt, während Abbildung 128 das Lastprofil am Umspannwerk für den Fall der dezentralen Steuerung zeigt. Man sieht, dass die Spitzenlasten im dezentralen Fall 27.4 MW ist, während sie im zentralen Fall 24.6 MW beträgt. Es ergibt sich also eine Steigerung um 11% durch die dezentrale Steuerung. Je nach Leistungspreis kann eine zentrale Steuerung daher interessant sein. Falls der Preis pro kW Leistung in Zukunft z.B. 5 CHF/kW/Monat beträgt, dann würde eine solche zentrale Steuerung bis zu 168'000 CHF/Jahr einsparen. Falls der Leistungspreis hingegen 20 CHF/kW/Monat beträgt, dann könnte die zentrale Steuerung 672'000 CHF/Jahr einsparen. Dafür benötigt eine zentrale Steuerung eine ausfallsichere und teurere Kommunikationsinfrastruktur.

Die genauen Ergebnisse im konkreten Einzelfall hängen aber von vielen Parametern ab. Sowohl die Zuordnung der Speicher zu den Verbrauchern als auch der konkrete Algorithmus der Speichersteuerung können das Ergebnis signifikant verändern.

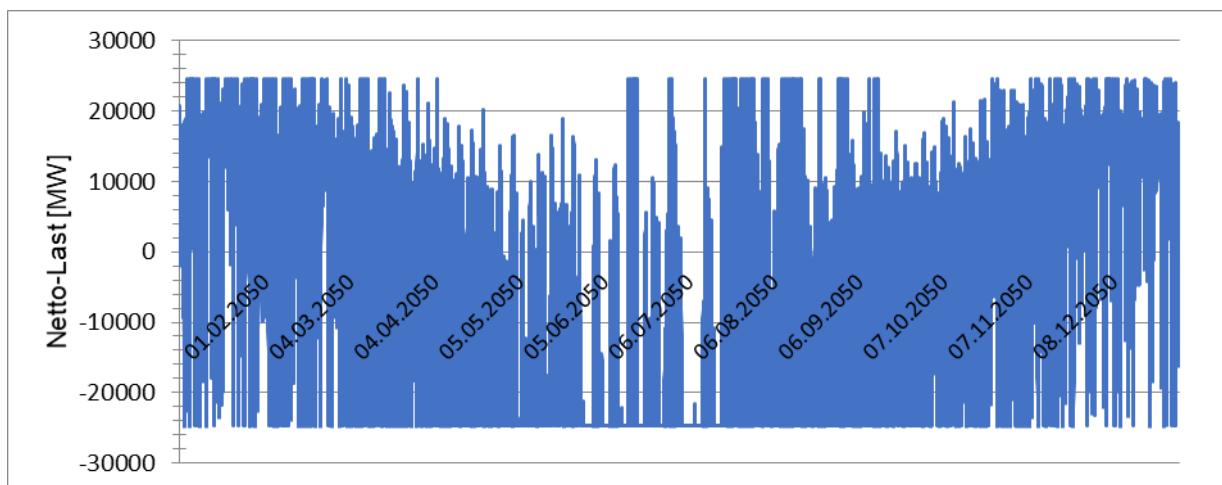


Abbildung 127: Netto-Last am Umspannwerk bei zentraler Steuerung für das Szenario Utopia 2050 mit 1 GWh Speicherkapazität

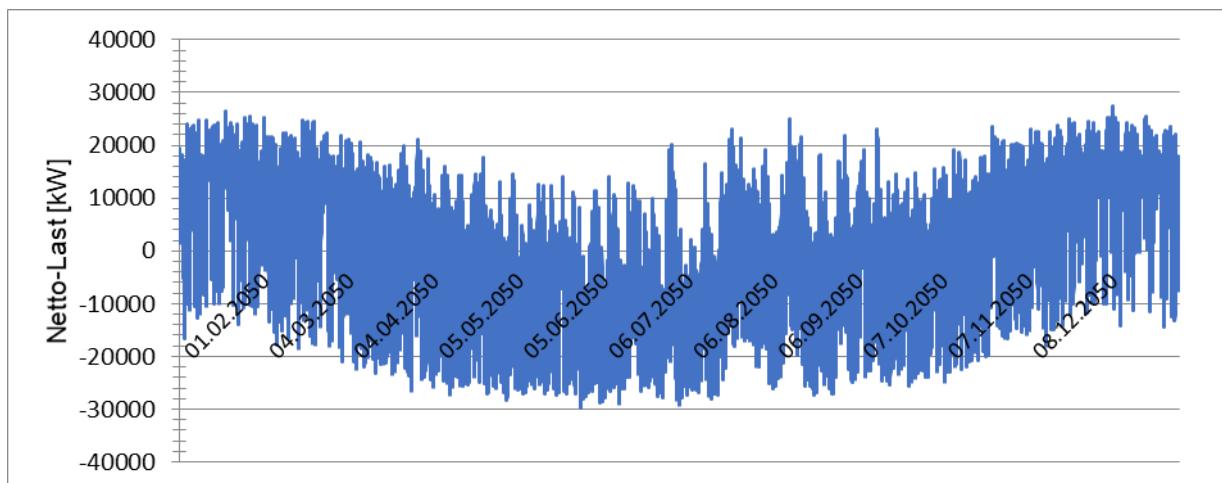


Abbildung 128: Netto-Last am Umspannwerk bei dezentraler Steuerung für das Szenario Utopia 2050 mit 1 GWh Speicherkapazität



A4.7.1 Vergleich der Szenarien

Abbildung 129 und Abbildung 130 zeigt für die verschiedenen Szenarien die maximale Leistung im Netz mit und ohne Smartgrid-Einsatz. Man sieht, dass die Leistungen durch Speicherung und Lastverschiebung deutlich gesenkt werden können. Man sieht aber auch, dass die Senkung im Falle Dystopia am geringsten ausfällt. Abbildung 131 zeigt die prozentuale Reduktion der Leistungsspanne. Je geringer die dezentrale Erzeugung ausfällt, desto weniger Reduktion kann eine Lastverschiebung bzw. Speicherung bewirken.

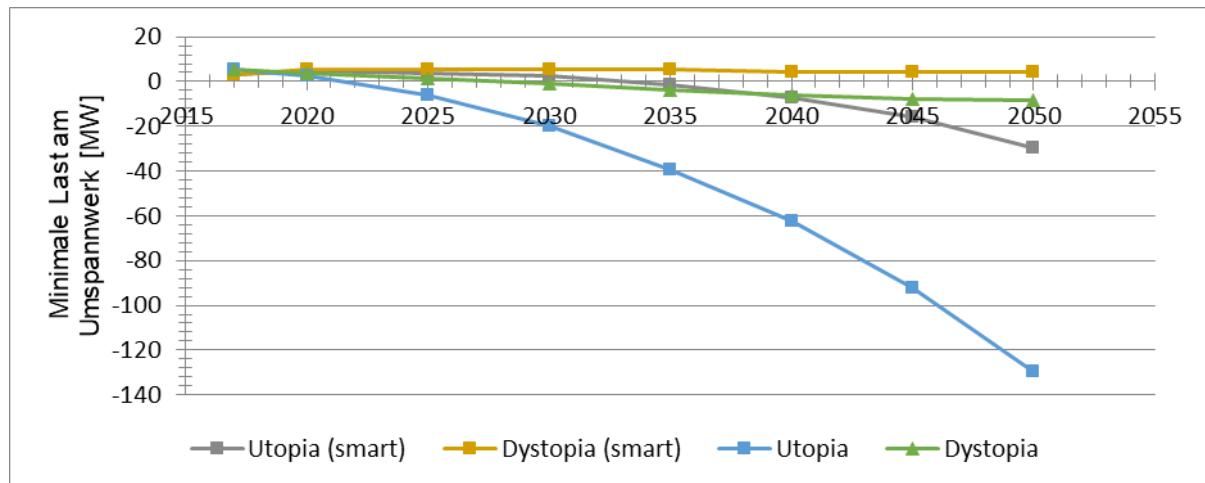


Abbildung 129: Vergleich der minimalen Last am Umspannwerk für Utopia und Dystopia mit und ohne SmartGrid

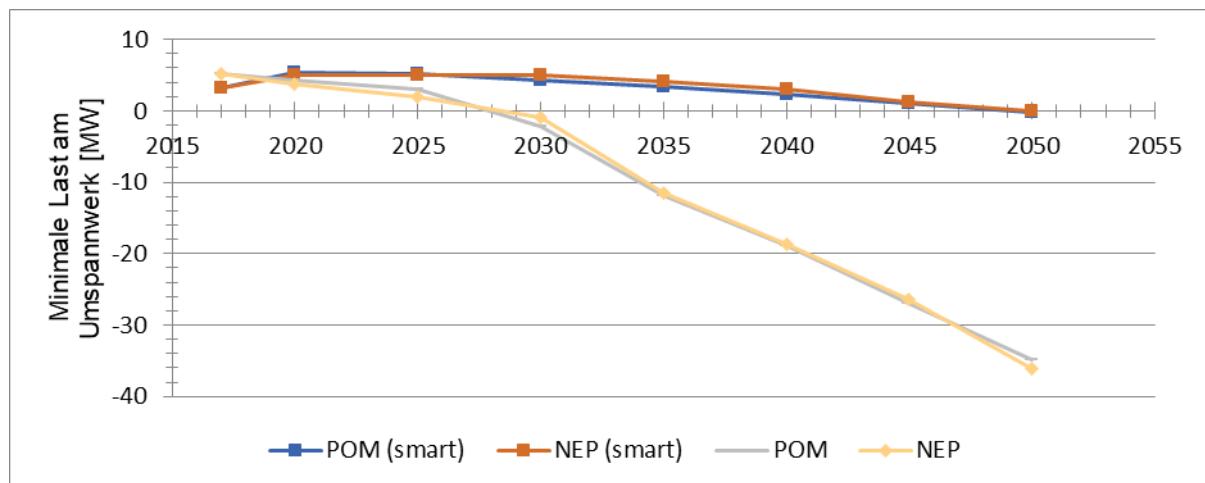


Abbildung 130: Vergleich der minimalen Last am Umspannwerk für POM und NEP mit und ohne SmartGrid

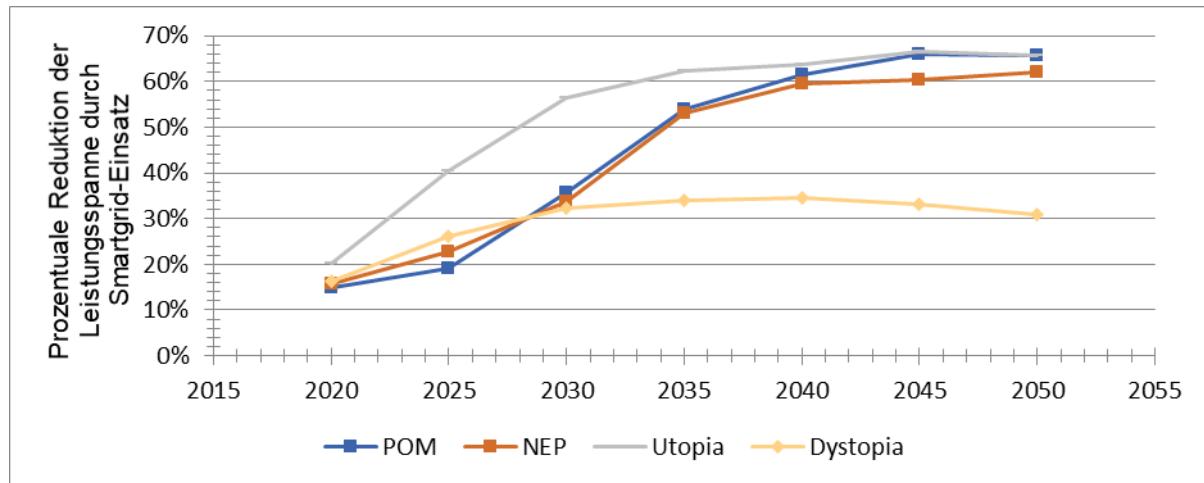


Abbildung 131: Prozentuale Reduktion der Leistungsspanne am Umspannwerk (max. Leistung - Max. Einspeisung) durch den SmartGrid-Einsatz in den verschiedenen Szenarien

A4.8 Import und Datenqualität Netzmodell

A4.8.1 GIS

Das gesamte elektrische Verteilnetz von Localnet ist in GEONIS hinterlegt. Die Firma Geocom wurde damit beauftragt, das Netzmodell, wie es in GEONIS gepflegt wird, in das Netzmodellformat von Adaptricity zu konvertieren. Die Konversion wurde dabei bilateral zwischen Geocom und Adaptricity erarbeitet, während es auch wiederholt Rückfragen an den Benutzer und GIS-Pfleger Localnet gab.

Der GIS-Export umfasste 580 Layer und Relationstabellen, welche geografische, relative und sonstige Informationen zu Netzelementen – wie z.B. Stromleitungen, Hausanschlüssen, Kabelverbindungen oder Klemmen (in Transformatoren oder Verteilkabinen) – beinhalteten.

Zunächst bestand die Aufgabe darin, die Bedeutungen jener Layer und Tabellen zu interpretieren und die für das Projekt relevanten zu identifizieren. Dafür wurden die Layer (siehe Abbildung 132) nach und nach in ein GIS-Programm¹ eingelesen, betrachtet und eingeschätzt. Die letztendlich benutzte Auswahl und die Darstellungsform sind in Abbildung 132 und Abbildung 133 zu sehen.

The screenshot shows a Windows-style file explorer window with three columns of files. The left column lists files starting with 'a0000000a.gdbindexes' and ending with 'a000000a1.spx'. The middle column lists files starting with 'a000000a8.gdbindexes' and ending with 'a000000aa.gdbindexes'. The right column lists files starting with 'a0000000b.gdbindexes' and ending with 'a000000bb.gdbindexes'. This represents a hierarchical structure of 580 layers, each containing multiple files.

Abbildung 132: Screenshot des Ordnerinhalts zu den 580 Layer (3446 Dateien)

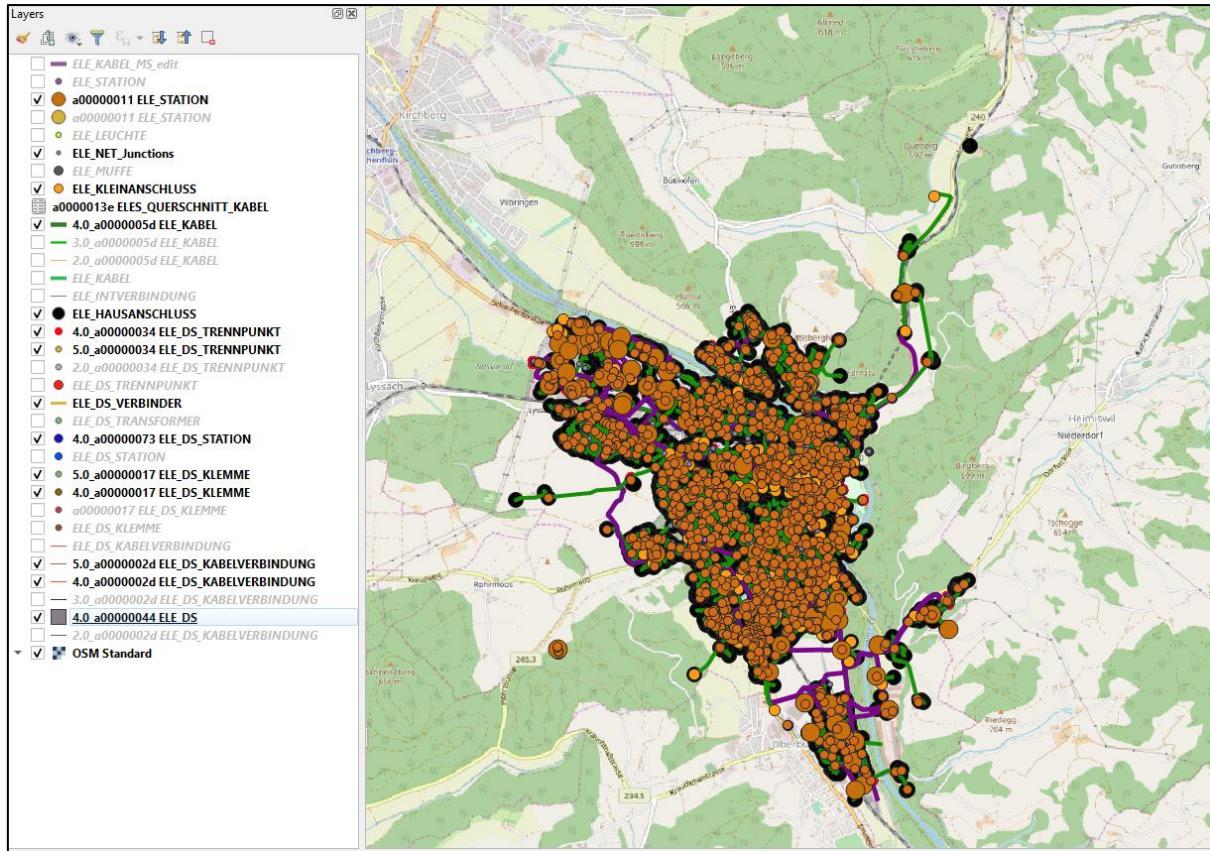


Abbildung 133: Darstellung verschiedener Layer im GIS-Programm

A4.8.2 Netzmodell

Durch grafische und logische Verknüpfungen verschiedener Objekte (innerhalb der Layer wie auch übergreifend) wurde von Geocom ein topologisches Netzmodell im spezifizierten Format erstellt, welches letztendlich auch rechenfähig sein sollte; d.h. auch benötigte elektrische Parameter der Objekte beinhalten, um Lastflussberechnungen durchführen zu können.

A4.8.3 Analyse des Gesamtnetzes

Die Analyse der Probleme bedingte insgesamt dreizehn Iterationen für die Integration des Gesamtnetzes von Localnet in die Adaptricity-Simulationsplattform. Hierzu wurde mit der Firma Geocom kooperiert. Geocom unterstützte uns in diesem Projekt, indem durch Netztraversierungen Netzmodelle exportiert werden.

Diese Exporte mussten durch Adaptricity in einem Nachbearbeitungsprozess rechenfähig gestaltet werden. Netzmodelle im Adaptricity-Format, welches im XML-Format vorliegt, müssen eine definierte Struktur aufweisen. Bei der Konversion der Geocom-Netzmodelle in das Format von Adaptricity mussten notwendige Korrekturen vorgenommen werden. Initial lagen in den Exporten nicht alle notwendigen Angaben vor (z.B. Daten für ISN und EGID, Kabeltypen, etc.). Diese Daten mussten zuerst im GIS gefunden werden, ehe ein Export möglich war. Hierfür war eine enge Kooperation mit der GIS-Abteilung von Localnet notwendig.

Transformatoren für ein Netzgebiet mussten mit der Angabe zu dem Verbindungspunkt in die Mittelspannungsebene ergänzt werden. Zusätzlich mussten alle Transformatoren und Leitungen mit technischen Parametern versehen werden. Für die Transformatoren lagen die technischen Parameter



größtenteils vor. Allerdings gab es für Leitungen nur den Typ, die Länge und den Querschnitt im GIS. Daher wurden alle technischen Parameter für Leitungen durch Recherchearbeiten ermittelt. In den meisten Fällen lagen Parameter in zugänglichen Quellen vor. In wenigen Fällen war jedoch eine Approximation notwendig, da es entweder keine verwertbaren Angaben zu einem Kabel gab oder ein nicht mehr auf dem Markt vorkommender Kabeltyp angegeben war (z.B.: 16x1x240 CU).

Die Bestimmung der technischen Parameter von Leitungen erfolgte vollständig von Adaptricity, da Localnet momentan intern über keine Leitungsparameterbibliothek verfügt.

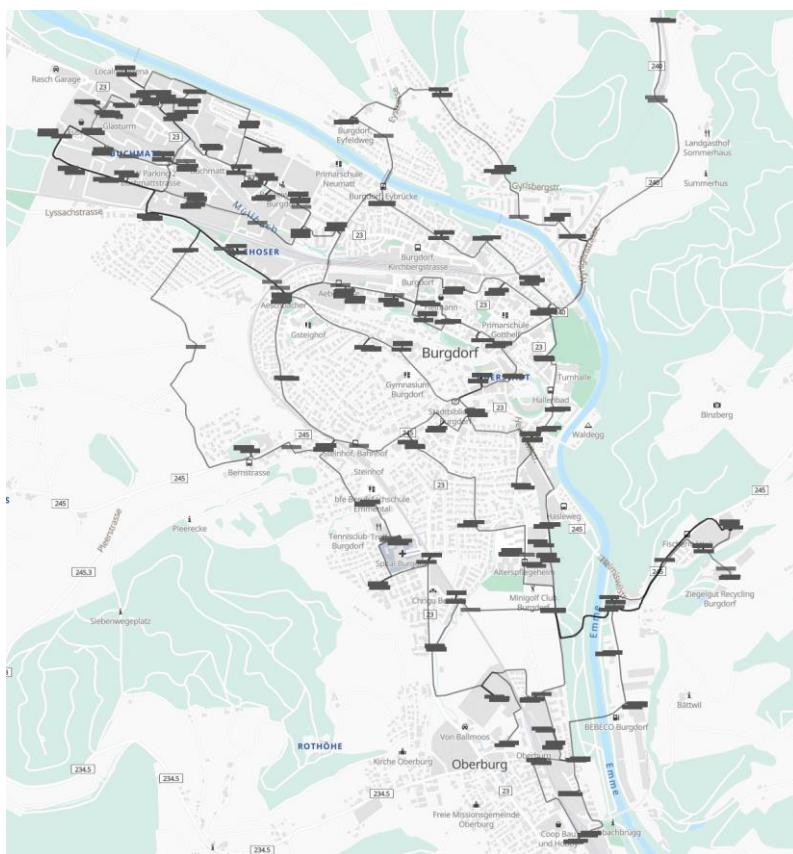


Abbildung 134: Mittelspannungsnetz von Localnet in der Adaptricity-Plattform

Insgesamt wird das komplette Netzgebiet von Localnet mit 101 verschiedenen Netzmodellen (Mittel- und Niederspannungsebene) abgebildet, siehe Abbildung 134. Jedes Netzmodell stellt einen in sich zusammenhängenden und verbundenen Teil des Gebiets von Localnet dar. Die Abgrenzungskriterien für die Erstellung eines Netzgebiets waren Verbindungen in eine andere Spannungsebene und offene Schalter. Dadurch wurde die reale Verschaltung aller Netzgebiete korrekt importiert. Die Mittelspannungsebene wird mit drei verschiedenen Netzmodellen abgebildet (d.h. 98 Netzmodelle für die Niederspannungsebene).

In den 101 Netzmodellen gibt es insgesamt 101 Transformatoren. Die Transformatoren, die die Mittelspannungsebene von Localnet versorgen, wurden in diesem Projekt nicht modelliert. Alle Netzmodelle zusammen weisen insgesamt 5879 Knoten, 5716 Leitungen und ca. 265km Leitungslängen auf. Hiervon liegen 277 Knoten, 271 Leitungen und 46km Leitungslängen in der Mittelspannungsebene.



Von den 101 importierten Netzmodellen kamen in der Simulation 90 zur Verwendung: Private Stationen und kleine Stationen mit relativ kleinem Versorgungsgebiet wurden aufgrund der Datenlage direkt an die Mittelspannungsebene zugeordnet.

Zum Teil enthält das GIS von Localnet Angaben zu privaten Leitungen und Transformatoren. Diese privaten Elemente liegen nicht mehr im unmittelbaren Versorgungsgebiet von Localnet und wurden daher allein durch den jeweiligen Anschluss in der Mittelspannungsebene repräsentiert. Zusätzlich gab es Stationen, die nicht ganzjährig an die Mittelspannungsebene angeschlossen waren, aber über ganzjährige Messdaten (mit Lücken zu Trennzeiten) verfügten. Auch in so einem Fall war es ratsam, den Anschluss für die Simulation direkt in die Mittelspannung zu setzen.

Ein Beispiel für aufgrund der vernachlässigbaren Stationsgrösse direkt an die Mittelspannungsebene gesetzte Kunden sind die Anschlüsse der TS Coop (siehe Abbildung 135).

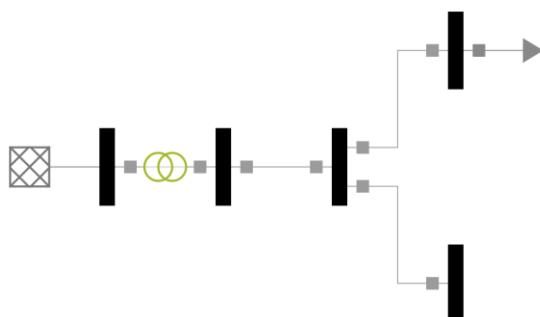


Abbildung 135: Schematische Ansicht der TS Coop

Deutlich ist zu erkennen, dass ein direkter Anschluss der Kunden an die Mittelspannungsebene mit einem vernachlässigbaren Genauigkeitsverlust in der Netzberechnung einhergeht, da die vorliegende Niederspannungsnetz-Topologie überschaubar ist. Zudem erkennt man in Abbildung 135 (Pfeil rechts oben) nur eine verfügbare Lastangabe. Diese Angabe resultiert aus den GIS-Daten von Localnet und muss nicht zwingend der Realität entsprechen. Die genaue Zuordnung der einzelnen Kunden an die Netzknoten ist im Falle der TS Coop nicht eindeutig spezifiziert.

Adaptricity hat anhand der GIS-Daten jedes einzelne Netzgebiet hinsichtlich der Verschaltung Grösse, Verschaltung und Struktur auf Plausibilität überprüft. In offensichtlichen Fällen, wie z.B. Inselnetzen, konnten in den GIS-Daten Korrekturen vorgenommen werden. Weitere Fehler im GIS sind nicht auszuschliessen.