



WUPPERVERBAND  
für Wasser, Mensch und Umwelt

## Abschlussbericht



## Großflächiger Stromausfall – Möglichkeiten zur Teilversorgung von kritischen Infrastrukturen

Projektlaufzeit: Dezember 2021 – November 2024



# Inhaltsverzeichnis

Arbeitspaket 1: Anforderungsanalyse für kritische Infrastrukturen .....	1
Arbeitspaket 2: Systemuntersuchung Status Quo Stromnetze.....	6
Arbeitspaket 3: Entwicklung eines Gesamtkonzeptes für einen Teilnetzbetrieb von Verteilungsnetzen .....	9
Arbeitspaket 4: Aufbau Simulationsmodelle und Konzeptvalidierung .....	12
Arbeitspaket 5: Entwicklung eines Automatisierungssystems zur Erkennung und Bildung von Inselnetzen zur Teilwiederversorgung kritischer Infrastruktur .....	17
Arbeitspaket 6: Labortest.....	22
Arbeitspaket 7: Feldtest .....	25
Arbeitspaket 8: Entwicklung von Handlungs-empfehlungen und optimierten Krisenkonzepten.....	28

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Kläranlage Buchenhofen (Foto: Wupperverband).....	4
Abbildung 1.2: Leistungsbedarf in den einzelnen Energieverteilungen der Kläranlage Buchenhofen ...	5
Abbildung 2.1: Eintrittswahrscheinlichkeiten .....	6
Abbildung 2.2: Risikobewertung .....	6
Abbildung 2.3: Handlungsempfehlung für die Priorisierung kritische Infrastrukturen.....	7
Abbildung 3.1: Ablaufplan für den Aufbau eines Inselnetzes auf Verteilnetzebene .....	9
Abbildung 3.2: Prozess zur Notversorgung von kritischen Infrastrukturen bei einem Blackout .....	10
Abbildung 3.3: Kraftwerksdaten für die Berechnung des Inselnetzes .....	11
Abbildung 4.1: SiSKIN-Konzept.....	12
Abbildung 4.2: Ablaufplan für den Aufbau des Inselnetzes .....	13
Abbildung 4.3: 9-Knoten Netz nach IEEE.....	14
Abbildung 4.4: Knoten-Kanten-Modell des 9-Knoten Netz nach IEEE .....	14
Abbildung 4.5: Wirk- und Blindleistung des Generators im WSW-Netz .....	15
Abbildung 4.6: Zeitpunkte der Zuschaltung der Lasten .....	16
Abbildung 4.7: Leistungsdiagramm des Müllheizkraftwerks der AWG.....	17
Abbildung 5.1: Konzepte für die Automatisierte Regelung des Inselnetzes .....	18
Abbildung 5.2: P(f)-Regelung mit einer Statik von 5 % und die Q(U)-Regelung bei einer Statik 10 %..	19
Abbildung 5.3: Regler Konzept .....	19
Abbildung 5.4: Frequenzverhalten des klassischen Konzepts.....	20
Abbildung 5.5: Frequenzverhalten des Droop Konzepts.....	20
Abbildung 5.6: Frequenzverhalten des Regler Konzepts .....	21
Abbildung 5.7: Konzept des atmenden Netzes .....	21
Abbildung 6.1: Schematischer Aufbau des Smart-Grid-Labors an der Bergischen Universität Wuppertal.....	22
Abbildung 6.2: Aufbau des Smart-Grid-Labors an der Bergischen Universität Wuppertal.....	23
Abbildung 6.3: Messung der Wirkleistung und Frequenz des netzbildenden Wechselrichters im Zeitverlauf während des klassischen Konzepts .....	23
Abbildung 6.4: Messung der Wirkleistung und Frequenz des netzbildenden Wechselrichters im Zeitverlauf während des Droop-Konzepts.....	24
Abbildung 6.5: Messung der Wirkleistung und Frequenz des netzbildenden Wechselrichters im Zeitverlauf während des Reglerkonzepts .....	24
Abbildung 7.1: Einbausituation der Messtechnik des Feldtests beim Wupperverband .....	25
Abbildung 7.2: Gemessene Effektivwerte bei der Zuschaltung des Transformators.....	26
Abbildung 7.3: Effektivwerte bei der Zuschaltung des Transformators.....	26
Abbildung 7.4: Müllheizkraftwerk der AVEA.....	26
Abbildung 7.5: Frequenzregelverhalten des Kraftwerks der AVEA bei einem Lastsprung von 800 kW	27
Abbildung 7.6: Leistung des Kraftwerks bei Versorgung der Omegapumpe .....	27

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1: Vor- und Nachteile von Brennstoffzellen .....	1
Tabelle 1.2: Vor- und Nachteile von Batteriesystemen .....	2
Tabelle 1.3: Vor- und Nachteile von BHKWs .....	2
Tabelle 1.4: Vergleich von Notstromversorgungskonzepten .....	3
Tabelle 1.5: Betriebspriorität und Schadenspotenzial der Infrastrukturen .....	4
Tabelle 2.1: Gegenüberstellung der vorgestellten Energieerzeuger.....	7
Tabelle 4.1: Ablaufplan für den Aufbau des 9-Knoten Netzes .....	15

# Arbeitspaket 1: Anforderungsanalyse für kritische Infrastrukturen

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit kritischer Infrastrukturen (KRITIS) ist von zentraler Bedeutung für das reibungslose Funktionieren moderner Gesellschaften. Eine fundierte Analyse der potenziellen Risiken und Abhängigkeiten dieser Infrastrukturen stellt eine essenzielle Grundlage dar, um Schwachstellen zu identifizieren und gezielte Maßnahmen zur Risikominderung zu entwickeln. In diesem Zusammenhang wurde eine Schwachstellenanalyse der KRITIS durchgeführt. Hier wurde eine Risikoanalyse der KRITIS durchgeführt und untersucht. Dabei wurden zehn verschiedenen KRITIS-Sektoren betrachtet. Für jeden Sektor wurden das generelle Aufgabengebiet, die potenziellen Folgen eines Stromausfalls sowie der Bedarf an einer möglichen Notstromversorgung beschrieben. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden im Rahmen einer Seminararbeit vorgestellt. Anschließend wurden aktuelle Notstromversorgungskonzepte untersucht. Hierbei wurden unterschiedliche Technologien mit ihren Vor- und Nachteilen untersucht. Die Ergebnisse für Brennstoffzelle, Batteriesysteme und Blockheizkraftwerke (BHKW) werden nun kurz tabellarisch vorgestellt.

## Brennstoffzelle

Tabelle 1.1: Vor- und Nachteile von Brennstoffzellen

Vorteile	Nachteile
Geringe Betriebs- & Wartungskosten	Hohe Investitionskosten
Hohe Zuverlässigkeit	Keine Kaltstartfunktion
Unkomplizierte Bedienung	Wasserstoff-Infrastruktur
Leistung skalierbar	
Hohe Leistungen	
Geringer Platzbedarf	
Hohe Überbrückungszeit (mehrere Tage)	
Hohe Lebensdauer	
Geräuschlos	

## Batteriesysteme

Tabelle 1.2: Vor- und Nachteile von Batteriesystemen

Vorteile	Nachteile
Koppelbar mit Stromerzeugungsaggregaten	Temperaturschwankungsanfällig
Einfache Bedienung	Selbstentladung
Hoher Wirkungsgrad (92-94%)	Teilweise Wartungsintensiv
Geringe Investitionskosten (variabel)	Giftige Komponenten
Vielfältiger Schutz (z.B. Frequenzänderung)	Mittleres Energie-Platz-Verhältnis

## BHKW

Tabelle 1.3: Vor- und Nachteile von BHKWs

Vorteile	Nachteile
Hohe Gesamtwirkungsgrade (bis 95%)	Hohe Investitionskosten
Kann umweltfreundlich sein	Spitzenlasten müssen durch Heizkessel abgefangen werden
Ersparnisse für den Betreiber im Dauerbetrieb	Organisatorischer Aufwand
Hohe Lebensdauer (20 Jahre)	Dauerbetrieb für Wirtschaftlichkeit notwendig
Geringer Platzbedarf	Hoher Wartungsbedarf

Die Schwachstellenanalyse bietet eine Vergleichbarkeit zwischen den unterschiedlichen Notstromversorgungskonzepten. Dabei variiert die Beurteilung in fünf Schritten zwischen „sehr gering“ bis „sehr hoch“. Zur Übersichtlichkeit wurden die folgenden fünf Kriterien betrachtet:

### 1. Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit gilt bei Notstromtechnologien als die wichtigste Eigenschaft. Hierbei wird die Volatilität und die Zuverlässigkeit betrachtet. Neben der zeitlich abhängigen Verfügbarkeit (täglich/saisonal) wird auch die Verfügbarkeit und Lagermöglichkeit der Kraftstoffe in die Bewertung hinzugezogen.

### 2. Leistung

Für die Auslegung der Notstromversorgung (NSV) ist die erforderliche Leistung ein entscheidendes Maß. Das NSV-System muss den Ansprüchen gerecht werden und die erforderliche Leistung und eine angemessene Überbrückungszeit bereitstellen können.

### 3. Kosten

Neben den technischen Aspekten der NSV sind auch die Kosten zu beachten. In diesem Kriterium werden die Investitionskosten zur Anschaffung der NSV zusammen mit den Betriebskosten, wie Kraftstoff-, Reparatur- und Wartungskosten, bewertet.

### 4. Lebensdauer

Verbunden mit den Kosten gilt auch die Lebensdauer als wirtschaftlich entscheidender Faktor. Dabei wird nicht nur der Alterungsprozess betrachtet, sondern auch die Reparatur- und Wartungsanfälligkeit.

### 5. Umwelteinfluss

Das Kriterium Umwelteinfluss beinhaltet sowohl die Umweltverträglichkeit der Technologien in Herstellung und Betrieb als auch die Belastung der direkten Umwelt durch Lärm, Vibration und Platzbedarf.

Die erarbeiteten Notstromversorgungskonzepte wurden nach der zuvor erläuterten Methode bewertet und in der folgenden Tabelle 1.1 dargestellt.

Tabelle 1.4: Vergleich von Notstromversorgungskonzepten

Kriterium	PV	Brennstoffzelle	KWEA	Batteriesysteme	BHKW	Diesele-generator
Versorgungssicherheit	Sehr Gering	Hoch	Gering	Sehr hoch	Sehr hoch	Sehr hoch
Leistung	Mittel	Sehr hoch	Mittel	Hoch	Sehr hoch	Sehr hoch
Kosten	Hoch	Hoch	Hoch	Gering	Hoch	Sehr gering
Lebensdauer	Sehr hoch	Mittel	Sehr hoch	Mittel	Sehr hoch	Hoch
Umwelteinfluss	Mittel	Gering	Mittel	Mittel	Gering	Hoch

## Wupperverband



Abbildung 1.1: Kläranlage Buchenhofen (Foto: Wupperverband)

Durch eine Vulnerabilitätsanalyse konnte ermittelt werden, dass nahezu kein Prozess der Kläranlage Buchenhofen (siehe Abbildung 1.1) im Fall eines Black-Outs technisch ersetzbar ist. Die einzige Möglichkeit eines Weiterbetriebes ist der organisatorische Ersatz, das bedeutet das Schaffen einer alternativen Energieversorgung.

Mithilfe einer Risikoanalyse konnten die Prozesse ermittelt werden, deren Aufrechterhaltung für die Erfüllung der Funktion der Kläranlage als KRITIS unbedingt notwendig ist. Hierzu wurden die Schutzziele der Kläranlage herausgearbeitet. Aus dem WHG (Wasserhaushaltsgesetz) geht hervor, dass diese in dem Schutz der Gewässer als Lebensraum für Tiere und Pflanzen, sowie im Schutz des Gewässers als Lebensgrundlage für den Menschen bestehen. Ein großflächiger Stromausfall birgt das Risiko, diese Schutzziele nicht einhalten zu können. Insbesondere folgende vier Szenarien würden die Schutzziele der KRITIS gefährden:

- Totalausfall der Kläranlage
- Überschreiten der Ablaufwerte
- Schlammabtrieb in die Wupper
- Einleiten von Sickerwasser in die Wupper

Tabelle 1.5: Betriebspriorität und Schadenspotenzial der Infrastrukturen

Verfahrensschritt		Betriebspriorität		Schadenspotenzial		
				Sachschaden	Umweltschaden	Schaden für Bevölkerung
Infrastruktur	Heizungsanlagen	1	t ≤ 2h	4	1	1
	Lüftungsanlagen	1	t ≤ 2h	4	1	1
	Innen- und Außenbeleuchtung	1	t ≤ 2h	3	3	3
	Kellerentwässerung	1	t ≤ 2h	4	1	1
	MSR-Technik	2	2 < t ≤ 4h	5	5	5
	Wasserversorgung	3	4 < t ≤ 6h	1	5	5
	Pumpen Evertsaeue	1	t ≤ 2h	1	5	5



Es wurden die Prozesse herausgearbeitet, deren Ausfall zum Eintreten einer dieser vier Szenarien führen wird. Dabei wurde das zu erwartende Schadensausmaß bei Ausfall der Prozesse als Maßstab für das Risiko gewählt. Die Eintrittswahrscheinlichkeit konnte, aufgrund des betrachteten Szenarios eines überregionalen Stromausfalls, vernachlässigt werden. Die Risikokennziffern wurden zusammen mit Betriebsprioritäten vergeben, um die Abhängigkeit des Schadensausmaß von der Stromausfalldauer entsprechend zu gewichten. So wird nicht jeder Schaden unmittelbar mit Ausfall des Stromes eintreten.

Bei der Kläranlage Buchenhofen lag so dann der Fokus auf der Ermittlung des Leistungsbedarfs und der Autarkiedauer der Anlage im Falle eines Blackouts. Dabei wurde der ursprüngliche Leistungsbedarf des Wasserweges auf 1.388 Kilowatt (kW) (1.527 kW mit Sicherheitsaufschlag) und der des Schlammweges von 1.100 kW auf 534 kW (588 kW mit Sicherheit) korrigiert.

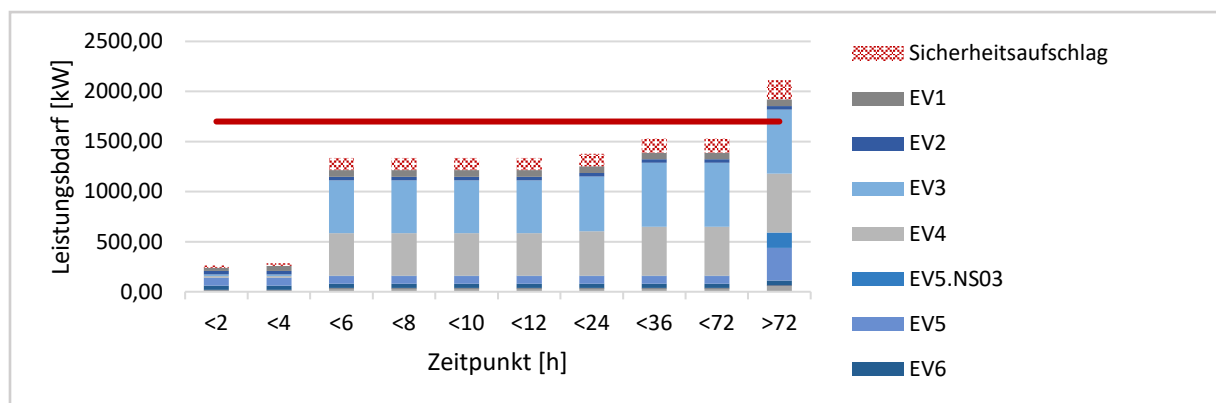


Abbildung 1.2: Leistungsbedarf in den einzelnen Energieverteilungen der Kläranlage Buchenhofen

Innerhalb der Anlage wird die Energie über eine 10 Kilovolt (kV)-Ringleitung verteilt, die sechs Schaltanlagen speist. Von dort aus wird die Mittelspannung über Transformatoren in Niederspannung umgewandelt und über die Niederspannungshauptverteilungen (NSHV) auf der Anlage verteilt. Die aus den NSHV gespeisten Niederspannungsunterverteilungen (NSUV) verteilen die Energie weiter auf die einzelnen Anlagenteile. Insgesamt gibt es auf der Anlage neun Energieverteilungen (siehe Tabelle 1.5 Leistungsbedarf).

Zur Notstromversorgung stehen zwei Netzersatzanlagen (NEA) mit einer Leistung von 800 kW und 1.100 kW zur Verfügung, die je nach Betriebsszenario bis zu 72 Stunden ohne zusätzliche Betankung laufen können. Zusätzlich existieren zwei Anschlüsse für mobile NEA mit einer Kapazität von 500 Kilovoltampere (kVA) bzw. 630–800 kVA. Um kritische OT (Operative Technologie) sowie Mess- und Steuerungstechnik während eines Ausfalls zu überbrücken, übernehmen unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) für bis zu acht Stunden die Energieversorgung. Eine weitere Energiequelle ist die schwarzstartfähige Wasserkraftanlage (WKA), die durchschnittlich 180 kW liefert, jedoch stark vom Pegelstand der Wupper abhängig ist. Das BHKW kann nicht im Notstrombetrieb genutzt werden, da schwankende Klärgasqualität den Inselbetrieb stark beeinträchtigen und wesentliche technische Voraussetzungen, wie z.B. eine Schwarzstartfähigkeit und ein intelligentes Lastmanagement, fehlen.

Im Falle eines Blackouts werden drei Inselnetze gebildet: Die 1.000 kVA NEA versorgt Energieverteilung (EV) 3, die 1.385 kVA NEA übernimmt EV1, EV2, EV4, EV5, EV8 und EV9, während die WKA EV6 und EV7 speist. Sollte die WKA ausfallen, kann die 1.385 kVA NEA diese Last zusätzlich übernehmen.

Allerdings weist das bestehende Notstromkonzept einige Defizite auf. So wird der Grund eines Stromausfalls nicht automatisch erkannt, was zu Verzögerungen bei der Reaktion führt, da eine manuelle Rücksprache mit dem Netzbetreiber erforderlich ist. Zudem kann nicht die gesamte Anlage im Notstrombetrieb versorgt werden, da u.a. für EV5.NS03 keine Niederspannungsversorgung

existiert. Insgesamt ermöglichen die bisherigen Analysen eine präzisere Bestimmung des Leistungsbedarfs und zeigen Schwachstellen in der Notstromversorgung auf.

## Arbeitspaket 2: Systemuntersuchung Status Quo Stromnetze

Das Arbeitspaket 2: Systemuntersuchung Status Quo Stromnetze wurde erfolgreich abgeschlossen. Hierbei wurde die Kritikalitätsanalyse durchgeführt, bei der verschiedene Gefahren-Szenarien für Blackout-Situationen beschrieben und bestehende Konzepte zur Inselnetzbildung sowie zum Versorgungswiederaufbau analysiert wurden. Zudem erfolgte die Bewertung der Eintrittswahrscheinlichkeit und des möglichen Schadensausmaßes. Die Eintrittswahrscheinlichkeiten wurden W-Klassen eingeteilt, welche angeben, wie häufig ein Ereignis in einem bestimmten Zeitraum eintritt. Diese werden in Abbildung 2.1 dargestellt.

	W-Klasse	Beschreibung	W	1 mal in X Jahren
regional	W 1	Tritt in Deutschland wenige Male pro Menschenleben ein	> 30 %	< 30
	W 2	Tritt in Deutschland im Durchschnitt etwa einmal pro Menschenleben ein	10–30%	30 - 100
	W 3	Hat sich in Deutschland schon ereignet, kann aber schon mehrere Generationen zurückliegen	3–10%	100 - 300
national	W 4	Hat sich in Deutschland vielleicht noch nicht ereignet, ist aber aus anderen Ländern bekannt	1–3%	300 - 1000
	W 5	Es sind weltweit mehrere Ereignisse bekannt	0,3–1%	1000 - 3000
	W 6	Weltweit nur wenige Ereignisse bekannt	0,1–0,3%	3000–10 000
europaweit	W 7	Weltweit sind nur einzelne Ereignisse bekannt, sind jedoch auch in Deutschland denkbar	0,03–0,1%	10 000–30 000
	W 8	Weltweit sind nur einzelne Ereignisse bekannt. Eintreten solcher Ereignisse gelten weltweit als sehr selten, sind jedoch nicht auszuschließen	< 0,03%	> 30000

Abbildung 2.1: Eintrittswahrscheinlichkeiten

Die aufgeteilten W-Klassen sollen die Eintrittswahrscheinlichkeit darstellen, beginnend mit einer höheren Wahrscheinlichkeit bis zur niedrigsten Wahrscheinlichkeit. Mithilfe dieser Einstufung wurde als nächstes ein Diagramm erstellt, welches auf der Y-Achse die Eintrittswahrscheinlichkeit und auf der X-Achse das Schadensausmaß darstellt. Das Schadensausmaß wurde durch die verursachten Kosten eines Stromausfalls bestimmt. Die Darstellung soll dabei helfen, eine Bewertung des Risikos herleiten zu können.

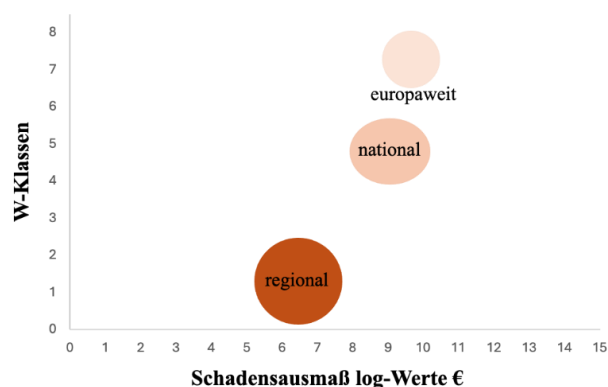


Abbildung 2.2: Risikobewertung

Anschließend wurden die regulatorischen Rahmenbedingungen für die diskriminierungsfreie Energieversorgung untersucht, bestehende Hemmnisse für die Teilversorgung von KRITIS identifiziert

und notwendige Anpassungen abgeleitet. Als Resultat wurde folgend eine Handlungsempfehlung für Netzbetreiber erarbeitet, welche eine Grundlage zur Priorisierung der KRITIS im Falle eines Blackouts beschreiben soll. Die Handlungsempfehlung ist in drei Abschnitte unterteilt: Die Vorplanung, weiterführende Planung, sowie den dritten Abschnitt Blackout, welcher im Blackout-Fall angewendet werden kann. Nachstehend werden die einzelnen Abschnitte und deren Komponenten gezeigt.

## Handlungsempfehlung

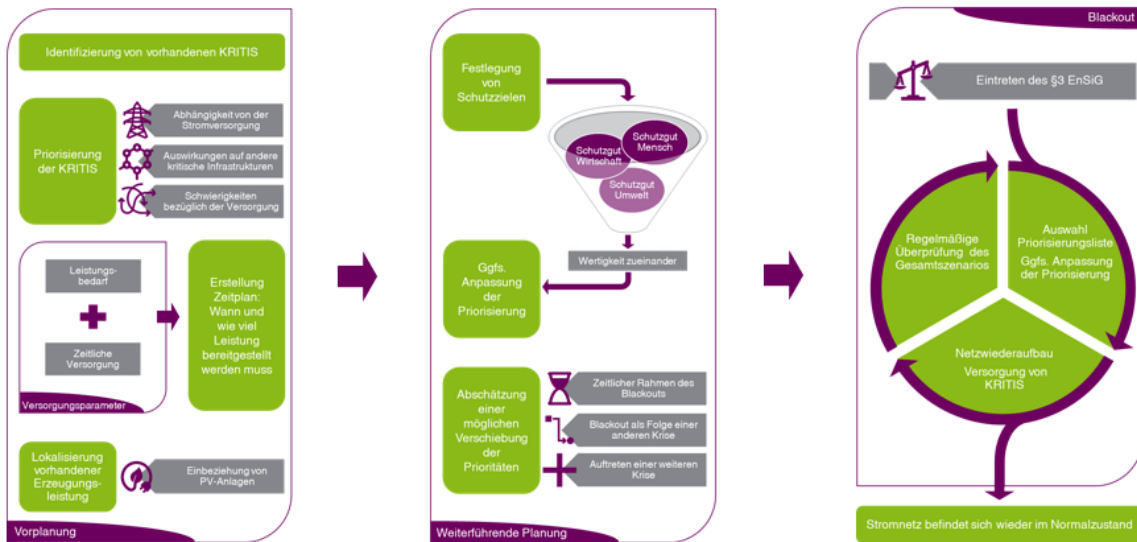


Abbildung 2.3: Handlungsempfehlung für die Priorisierung kritische Infrastrukturen

Danach erfolgte die Analyse der Netzinfrastruktur und der dezentralen Einspeiser zur Inselnetzbildung. Hierbei wurde ermittelt, welche dezentralen Kraftwerke und Einspeiser für die Inselnetzbildung genutzt werden können. Darüber hinaus wurden die Steuerungsmöglichkeiten in den Verteilungsnetzen betrachtet und Lösungen zur Trennung kritischer und nicht kritischer Infrastruktur ausgearbeitet. Um die vorgestellten Technologien besser vergleichen zu können, wurden die jeweiligen Vorteile und Nachteile in Bezug auf ein Blackout gegenübergestellt und bewertet. Die folgende Tabelle zeigt einen Ausschnitt der untersuchten Kraftwerke.

Tabelle 2.1: Gegenüberstellung der vorgestellten Energieerzeuger

Technologie	Netzebene (mit Durchdringung)	Vorteile	Nachteile
Gas-kraftwerke	Hochspannung (HS) + Mittelspannung (MS)	Hohe räumliche Verfügbarkeit Hohe Regelbarkeit Niedrigerer Emissionsfaktor als andere konventionelle Energieträger	Anlaufstrom für Schwarzstart benötigt Hohe Volatilität des Gaspreises
Biomasse-kraftwerke	HS + MS	Unabhängig Hohe Zuverlässigkeit Hohe Regelbarkeit	Anlaufstrom für Schwarzstart benötigt CO <sub>2</sub> -Ausstoß

Müllheizkraftwerke	HS + MS	Unabhängig Hohe Zuverlässigkeit Hohe Regelbarkeit	Anlaufstrom für Schwarzstart benötigt CO2-Ausstoß
--------------------	---------	---	--

## RheinEnergie

Die Rahmenbedingungen einer diskriminierungsfreien Energieversorgung wurden umfassend recherchiert und in Gesprächen zwischen RheinEnergie und der Rheinischen Netzgesellschaft erörtert. (bei Abschluss der Berichtserstellung ist die Rheinische Netzgesellschaft mbH in die RheinNetz GmbH umfirmiert worden und hat die Projektarbeit am Forschungsprojekt SiSKIN von der RheinEnergie AG übernommen). Dabei stellte sich unter anderem die Frage, ob KRITIS im Notfall bevorzugt mit Strom versorgt werden dürfen und welche rechtlichen Grundlagen hierfür bestehen. Die gewonnenen Erkenntnisse wurden anschließend gemeinsam mit der Bergischen Universität Wuppertal und der Energieversorgung Leverkusen weiter diskutiert. Ein Fokus war der Gesichtspunkt der Diskriminierungsfreiheit und in welcher Rolle sich ein Netzbetreiber hierbei befindet sowie welche Tätigkeiten verlangt werden können.

Der Treiber für die Umsetzung eines solchen Konzeptes ist insbesondere die Versorgung von KRITIS. Die Verantwortung für die Versorgung solcher sind die Kommunen beziehungsweise der Betreiber selbst. Es stellt sich die Frage, ob nicht auch Dritte – die eine Versorgung für sich aufbauen können und wollen – ebenfalls diese Möglichkeit eingeräumt werden muss, sofern dies nicht mit den anderen Tätigkeiten kollidiert. Ebenso gilt festzuhalten, dass aus Sicht eines Netzbetreibers die großflächige Wiederversorgung oberste Priorität genießt und konterkarierende Konzepte nicht durchgeführt werden sollten. Als erste mögliche regulatorische Regelungslücke wurde damit die Bereitstellung des Netzes an Dritte erkannt. Insbesondere auch in der Abwägung zwischen KRITIS und Vorhaltung von Ressourcen auf Seiten des Netzbetreibers.

Als weiterer Punkt wurde die aktuelle Rechtslage hinsichtlich der Versorgung von (regulären) Endkunden und der von KRITIS geprüft. Die Fragestellung war, ob nicht auch andere Netzkunden unter dem Gesichtspunkt der Diskriminierungsfreiheit ein Anrecht auf eine Versorgung hätten, wenn diese denn technisch möglich wäre.

Dabei wurde festgehalten, dass ein großflächiger Stromausfall eine Notlage darstellt, in der nur begrenzte Leistung verfügbar ist. Dies begründet einen sachlichen Grund, der eine priorisierte Stromversorgung auf Basis des Leistungsbedarfs rechtfertigt.

## WSW-Netz

Für den Aufbau eines Inselnetzes in Wuppertal würde das schwarzstartfähige Müllheizkraftwerk der AWG zunächst seinen Eigenbedarf decken und dann kontrolliert hochgefahren werden. Eine Simulation untersuchte verschiedene Szenarien anhand von Netzmodellen und Messreihen. Dabei wurden Schaltreihenfolgen ermittelt, um Lasten gezielt zuzuschalten. Ein zentrales Problem stellte der hohe Blindleistungsbedarf beim Zuschalten einer 110 kV-Kabelstrecke dar, der die Stabilität des Kraftwerks gefährden würde. Daher müssen zunächst zwei Generatoren des Müllheizkraftwerks hochgefahren werden. Nach erfolgreichem Schwarzstart kann das 110 kV-Netz bis zum Heizkraftwerk Barmen durchgeschaltet werden, um zusätzliche Erzeugerleistung einzubinden.

# Arbeitspaket 3: Entwicklung eines Gesamtkonzeptes für einen Teilnetzbetrieb von Verteilungsnetzen

In diesem Arbeitspaket wurde das Gesamtkonzept eines Teilnetzbetriebes von Verteilungsnetzen für die gezielte Versorgung von KRITIS entwickelt. Das Gesamtkonzept beinhaltet Lösungen für Stromausfälle, welche durch technische Defekte, menschliches Versagen, kriminelles Handeln oder Naturkatastrophen ausgelöst wurden. Ein Konzept wurde entwickelt, das beschreibt, wie sich nach einem großflächigen Ausfall Teilnetze automatisch bilden oder gezielt aufgebaut werden können. Der folgende Ablaufplan wird in Abbildung 3.1 gezeigt und beschreibt den Aufbau eines Inselnetzes auf Verteilnetzebene.

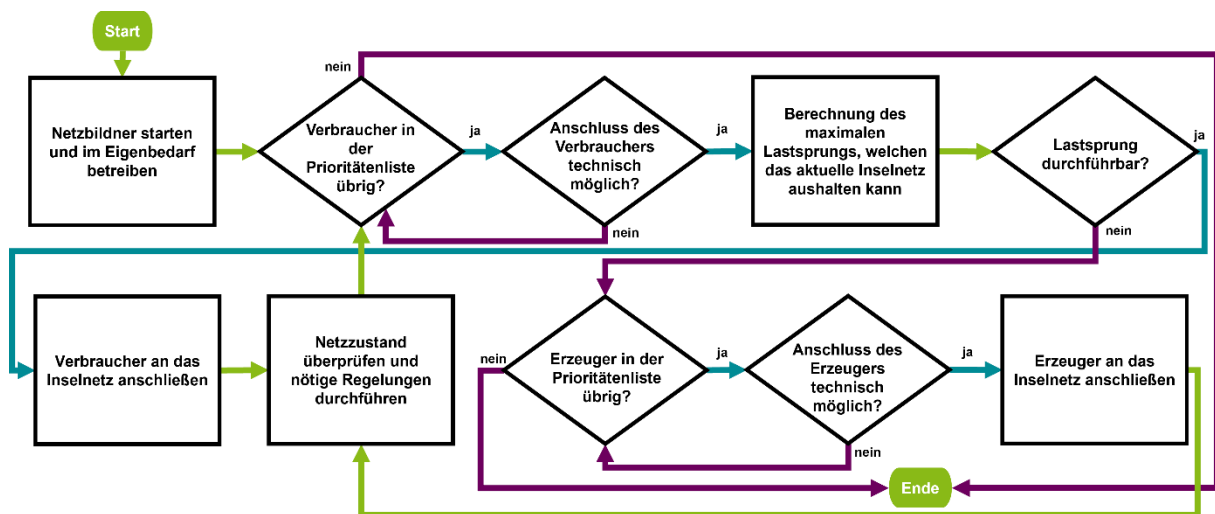


Abbildung 3.1: Ablaufplan für den Aufbau eines Inselnetzes auf Verteilnetzebene

Zuerst wird der Netzbildner in Form eines schwarzstartfähigen Kraftwerks hochgefahren. Anschließend wird überprüft, ob ein Verbraucher auf der festgelegten Prioritätenliste vorhanden ist.

## 1. Verbraucher prüfen:

- Wenn ein Verbraucher auf der Prioritätenliste vorhanden ist, wird geprüft, ob dieser technisch angeschlossen werden kann.
- Falls kein Verbraucher auf der Liste vorhanden ist, wird der Ablauf beendet.

## 2. Anschluss des Verbrauchers:

- Kann der Verbraucher technisch angeschlossen werden, wird mithilfe einer Berechnungsmethode die maximale Last bestimmt, die das Netz aushalten kann.
- Ist die maximale Last tragbar, wird der Verbraucher an das Netz angeschlossen.
- Ist dies nicht möglich, wird überprüft, ob ein weiterer Erzeuger auf der Prioritätenliste für Erzeuger vorhanden ist.

## 3. Erzeuger zuschalten:

- Falls ein weiterer Erzeuger in der Prioritätenliste vorhanden ist, wird geprüft, ob dieser technisch zuschaltbar ist.
- Ist dies der Fall, wird dieser an das Inselnetz angeschlossen.
- Wenn nicht, wird die Prioritätenliste erneut durchlaufen, bis alle Erzeuger überprüft worden sind.

Dieser iterative Prozess stellt sicher, dass Verbraucher und Erzeuger im Netz schrittweise basierend auf technischen und systemischen Kapazitäten sowie der Prioritätenliste zugeschaltet werden können.

Zusätzlich zum Gesamtkonzept wurde ein Verfahren entwickelt, mit dem die Netze von Verteilnetzbetreibern analysiert und berechnet werden können. Hierfür wurde ein Prozess erstellt, der in Abbildung 3.2 dargestellt ist.

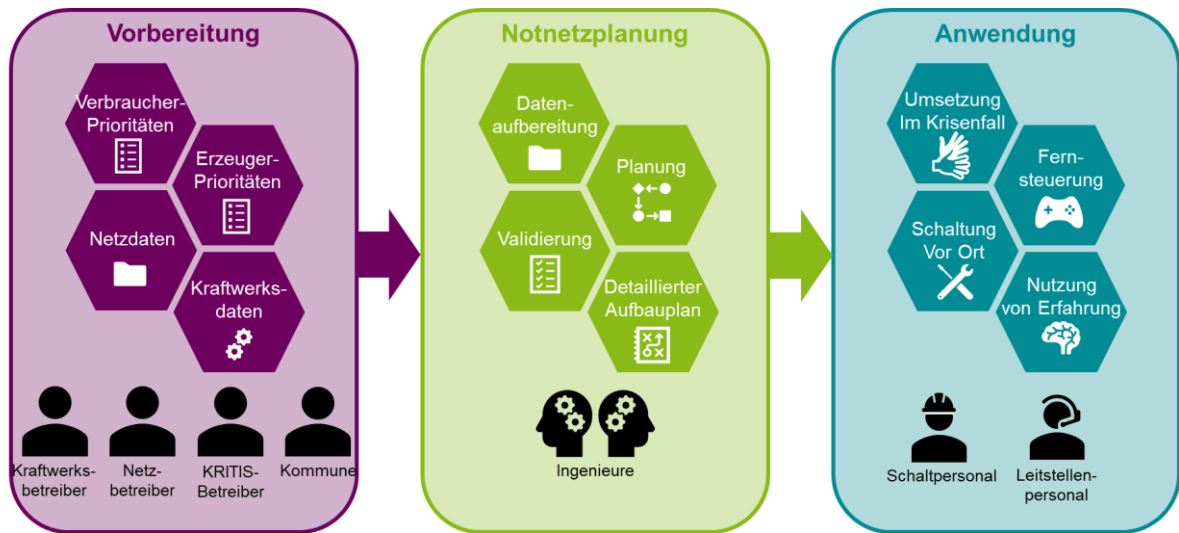


Abbildung 3.2: Prozess zur Notversorgung von kritischen Infrastrukturen bei einem Blackout

Dabei wird zunächst die Vorbereitung durchgeführt. Die Vorbereitung wird in vier Schritte unterteilt:

1. **Netzdaten:** Hierbei werden die Netzdaten vom Verteilnetzbetreiber angefragt, welche für die Berechnung des Inselnetzes benötigt werden.
2. **Verbraucherprioritäten:** Hierbei werden KRITIS vom Verteilnetzbetreiber priorisiert. Diese Priorisierung wird in Form einer Liste übergeben.
3. **Erzeugerprioritäten:** Ähnlich wie die Verbraucherprioritäten werden die Erzeuger vom Verteilnetzbetreiber priorisiert und ebenfalls in Form einer Liste übergeben.
4. **Kraftwerksparameter:** Für die Bestimmung des Kraftwerksverhaltens benötigt man die Kraftwerksparameter, welche vom Kraftwerksbetreiber übergeben werden.

Am gesamten Prozess der Vorbereitung nehmen somit der Kraftwerksbetreiber, der Netzbetreiber, die Betreiber von KRITIS und die Kommune teil.

In der Phase der Notnetzplanung werden die gesammelten Informationen aus der Vorbereitung verarbeitet. Dieser Schritt wird ebenfalls in vier Phasen unterteilt:

1. **Datenaufbereitung:** Hierbei werden die gesammelten Daten angepasst und aufbereitet, sodass sie weiterverarbeitet werden können.
2. **Planung:** In dieser Phase wird das eigentliche Notnetz konzipiert und geplant.
3. **Validierung:** Das entwickelte Notnetz wird validiert. Dies kann entweder im Smart-Grid-Labor oder im Rahmen eines Feldtests erfolgen.
4. **Detaillierter Ablaufplan:** In diesem Schritt wird ein Ablaufplan als finales Produkt ausgearbeitet. Dieser enthält alle notwendigen Schalthandlungen, die für den Aufbau des Inselnetzes erforderlich sind.

In der letzten Phase, der Verwertung, wird der entwickelte Ablaufplan umgesetzt bzw. werden Erkenntnisse daraus gewonnen. Hierbei lassen sich vier Verwertungsmöglichkeiten aufzeigen:

1. **Umsetzung im Krisenfall:** Der entwickelte Ablaufplan kann im Krisenfall verwendet werden, um ein Inselnetz im Verteilnetz aufzubauen und KRITIS wieder zu versorgen.

2. **Fernsteuerung:** Es können die Ortsnetzstationen identifiziert werden, bei denen sich ein Ausbau mit Fernsteuerung lohnt. So können diese Stationen im Krisenfall schneller angesteuert werden, um KRITIS effizienter wieder zu versorgen.
3. **Schaltungen vor Ort:** Es wird ersichtlich, welche Schaltheaktionen im Krisenfall vor Ort durchgeführt werden müssen und welches Personal dorthin entsendet werden sollte.
4. **Nutzung von Erfahrungen:** Durch die Entwicklung und Umsetzung des Plans können wertvolle Erfahrungen gesammelt werden, die für zukünftige Notfallszenarien genutzt werden können.

Damit das gesamte Inselnetz im Betrieb sicher ist, muss das schwarzstartfähige Kraftwerk bestimmte Kriterien erfüllen, um das Inselnetz in einem stabilen und sicheren Zustand zu halten. Dafür werden, wie in Phase 4 der Vorbereitung, Kraftwerkparameter benötigt.

Die Kraftwerkparameter umfassen:

- **Leistungsdiagramm:** Dieses beschreibt, wie viel Wirkleistung und Blindleistung das Kraftwerk erzeugen kann.
- **Reglermodell:** Dieses Modell beschreibt das Verhalten des Kraftwerks bei einer Lastzuschaltung.

Da einige Kraftwerksbetreiber nicht immer über ein solches Modell verfügen, wurde ein Verfahren entwickelt, mit dem das Frequenzregelverhalten des Kraftwerks bei einem Lastsprung ermittelt werden kann. Für dieses Verfahren benötigt man lediglich die Messdaten eines einzelnen Lastsprungs. Dabei werden die gemessene Frequenz und die erzeugte Wirkleistung des Kraftwerks analysiert.

Die folgende Abbildung 3.3 zeigt die beiden Kraftwerksdaten, die für diese Analyse benötigt werden:

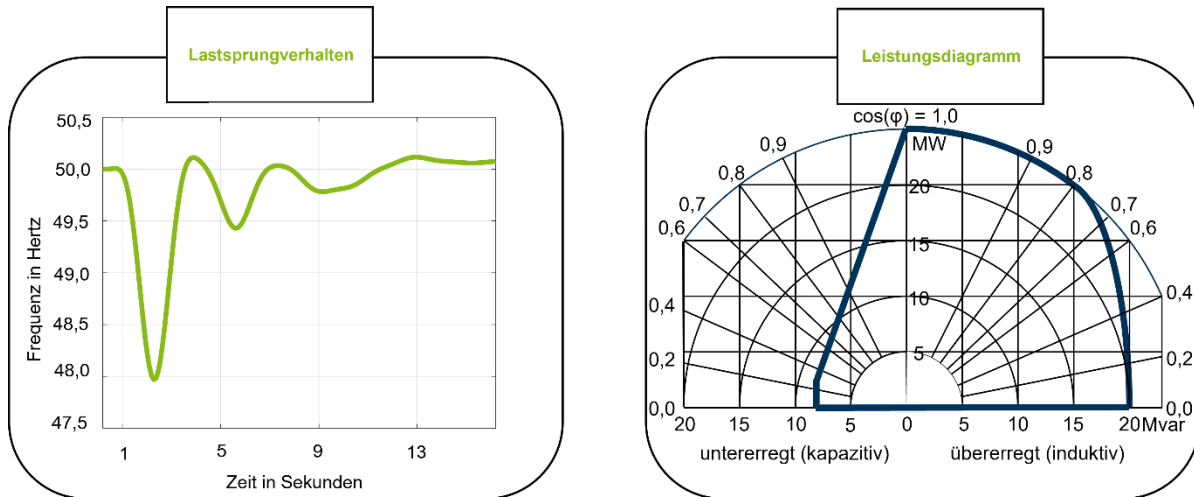


Abbildung 3.3: Kraftwerksdaten für die Berechnung des Inselnetzes

Dieses Arbeitspaket wurde trotz des Ausfalls von Herrn Siebert seitens der AWG erfolgreich durchgeführt.

## RheinEnergie

Es wurde eine Simulationsumgebung entwickelt, wobei die Bergische Universität Wuppertal von RheinEnergie durch die Bereitstellung von Netzdaten und der Verortung von KRITIS unterstützt wurde. Die genaue Umsetzung dieser Verortung im Leitsystem wurde intern diskutiert. Zudem hat RheinEnergie mögliche Inselnetze in ihrem Gebiet analysiert und deren Einbindung für den Fall eines großflächigen Stromausfalls formuliert.

Eine zentrale Erkenntnis ist, dass in einem städtisch geprägten Gebiet dieser Ansatz erweitert werden muss. Insbesondere das Fehlen drehender Massen schränkt die Möglichkeit dieser Konzepte ein. In nur wenigen Konstellationen finden sich KRITIS an Standorte mit großen KWK-Anlagen (Müllverbrennungsanlage oder ähnliches). Vermehrt gibt es reine EEG-Anlagen-Abschnitte. Eine Betrachtung solcher Gegebenheiten ist in einem Folgeprojekt sinnvoll.

## Arbeitspaket 4: Aufbau Simulationsmodelle und Konzeptvalidierung

Das in Arbeitspaket 3 entwickelte Gesamtkonzept wurde in Arbeitspaket 4 mithilfe umfangreicher Simulationen validiert. Dafür wurde zunächst ein Simulationsmodell entwickelt, das auf dem Konzept aufbaut. Die dazugehörige Software wurde in MATLAB programmiert. Zudem wurde als Netzberechnungssoftware PowerFactory ausgewählt, die für die Validierung eingesetzt wird.

Die folgende Abbildung 4.1 zeigt das SiSKIN-Konzept und dessen softwaretechnische Umsetzung.

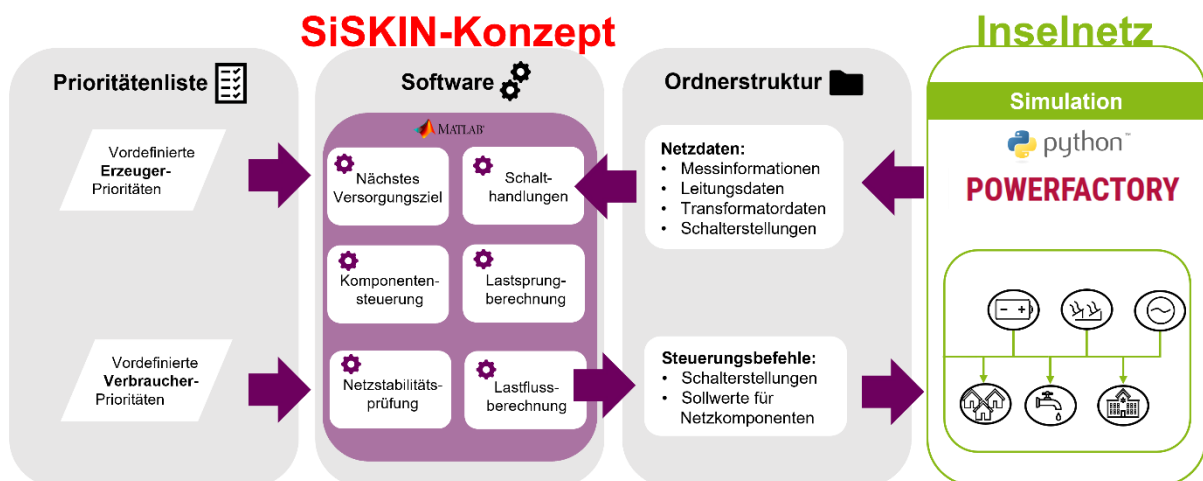


Abbildung 4.1: SiSKIN-Konzept

Zwei Prioritätenlisten, die vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt wurden, werden in die Software eingelesen. Anschließend wird die in MATLAB entwickelte Software ausgeführt. Dabei erhält die MATLAB-Software Netzdaten aus PowerFactory, wie Messinformationen, Leitungsdaten, Transformator-Daten und aktuelle Schalterstellungen. Aufbauend auf diesen Daten werden verschiedene Funktionen in der Software durchgeführt:

1. **Nächstes Versorgungsziel:** Es wird bestimmt, welche KRITIS prioritär versorgt werden soll.
2. **Schalthandlungen:** Es wird berechnet, welche Schalthandlungen erforderlich sind, um KRITIS zu versorgen.
3. **Komponentensteuerung:** Es wird definiert, welche Komponenten (z. B. Erzeuger oder Schalter) ein- oder ausgeschaltet werden müssen.
4. **Lastsprungberechnung:** Das in Kapitel 3 vorgestellte Verfahren zur Berechnung des Frequenzeinbruchs wird angewendet.
5. **Netzstabilitätsprüfung:** Auf Basis der aktuellen Messdaten wird geprüft, ob sich das Netz in einem stabilen Zustand befindet.
6. **Lastflussberechnung:** Vor der Durchführung von Schalthandlungen wird ein Lastfluss simuliert, um sicherzustellen, dass das Netz innerhalb der vorgeschriebenen Grenzen bleibt.



Nach Abschluss dieser Funktionen berechnet die Software Steuerbefehle und Sollwerte für die Netzkomponenten in Form von Schalthandlungen und übermittelt diese an PowerFactory.

Zur Nutzung als Datenschnittstelle wurde eine Ordnerstruktur implementiert, die es ermöglicht, die Software sowohl im Labor als auch im Feld zu testen. Hierbei wird anstelle von PowerFactory das Inselnetz entweder im Smart-Grid-Labor oder in einem realen Netz untersucht. Eine weitere Aufgabe bestand darin, das Netz als digitalen Zwilling in die Software zu integrieren. Dies wird dadurch ermöglicht, dass die Netzdaten aus PowerFactory über die Ordnerstruktur in die Software eingelesen werden. Anschließend wird das Netz in der Software aufgebaut, wodurch ein digitaler Zwilling des Netzes entsteht. Die folgende Abbildung 4.2 zeigt den Ablauf der Software für den Aufbau des Inselnetzes

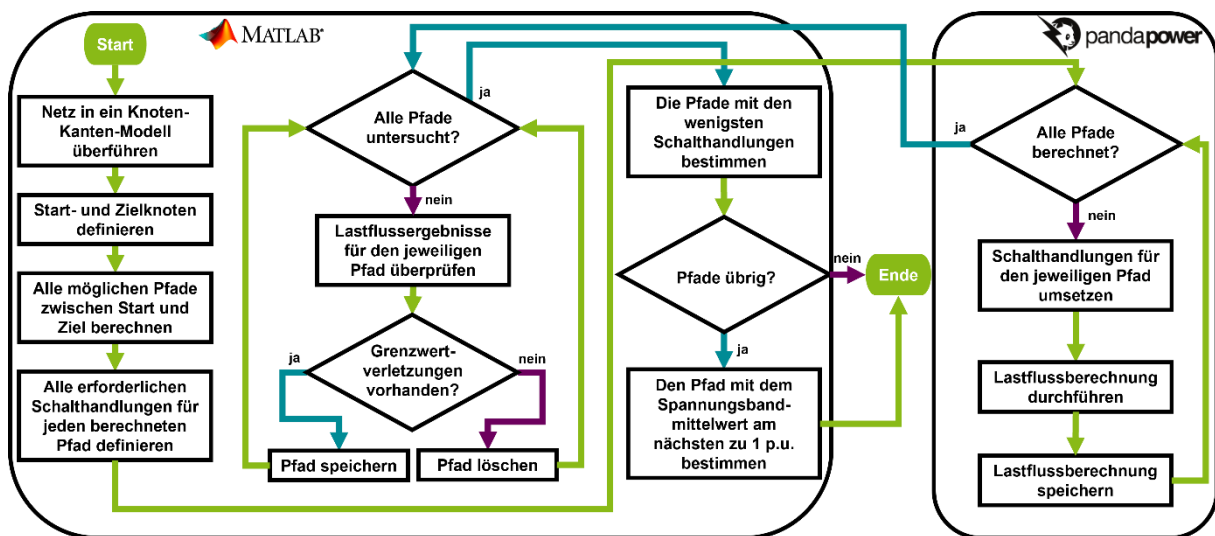


Abbildung 4.2: Ablaufplan für den Aufbau des Inselnetzes

Hierzu wird zunächst das Netz in ein Knoten-Kanten-Modell überführt. Anschließend werden der Start- und Zielknoten definiert. Der Startknoten stellt dabei das schwarzstartfähige Kraftwerk dar, während der Zielknoten die KRITIS umfasst.

Danach werden alle möglichen Pfade zwischen Start- und Zielknoten ermittelt, und die erforderlichen Schalthandlungen werden bestimmt. Nachdem alle Pfade mit den zugehörigen Schalthandlungen berechnet wurden, wird überprüft, ob diese korrekt berechnet wurden. Falls dies nicht der Fall ist, wird eine Lastflussberechnung durchgeführt und gespeichert.

Wenn die Pfade berechnet wurden, wird jeder Pfad einzeln überprüft, um festzustellen, ob Grenzwertverletzungen aufgetreten sind. Falls solche Verletzungen vorhanden sind, wird der entsprechende Pfad gelöscht. Falls keine Grenzwertverletzungen auftreten, bleibt der Pfad bestehen, und es wird geprüft, ob dieser die geringste Anzahl an Schalthandlungen aufweist.

Zum Schluss wird der Pfad ausgewählt, der keine Grenzwertverletzungen besitzt und die wenigsten Schalthandlungen erfordert.

Damit die Software genutzt werden kann, wurde Sie an unterschiedlichen Netzen getestet. Zunächst wurde die Software mithilfe des IEEE-9-Knoten-Netzes getestet. Dieses Netz besteht aus neun Sammelschienen, an denen insgesamt drei Lasten und drei Generatoren angeschlossen sind. Die Verbindungen im Netz werden durch drei Transformatoren und sechs Leitungen gebildet. Die folgende Abbildung 4.3 zeigt das 9-Knoten Netz.

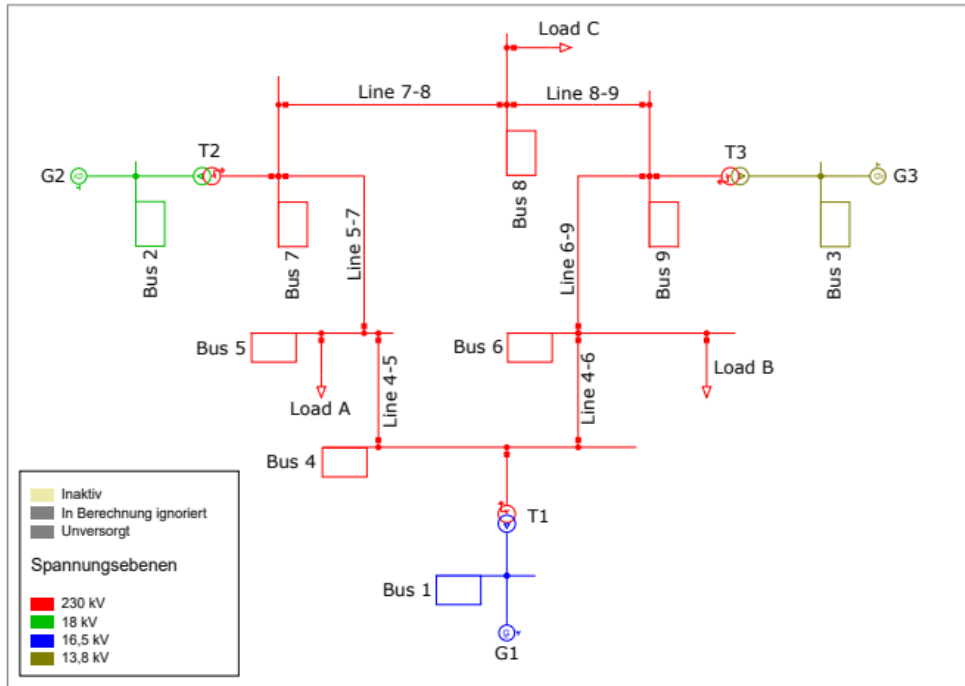


Abbildung 4.3: 9-Knoten Netz nach IEEE

Zunächst wurde die Prioritätenliste in die Software eingelesen. Dabei besitzt **Load C** die höchste Priorität, gefolgt von **Load B** und schließlich **Load A**. Bei den Erzeugern hat **G1**, das schwarzstartfähige Kraftwerk, die höchste Priorität, während **G2** die zweite und **G0** die dritte Priorität zugewiesen wurde.

Nachdem die Software die Netzstruktur eingelesen hatte, wurde mithilfe der Software das Inselnetz aufgebaut. In Abbildung 4.4 wird veranschaulicht, wie das Inselnetz vom schwarzstartfähigen Kraftwerk aus Schritt für Schritt zusammenschaltet wird. Zur einfacheren Darstellung ist das 9-Knoten-Netz in Abbildung 4.4 als Knoten-Kanten-Modell abgebildet. Dabei repräsentieren die Sammelschienen (Busse) die Knoten (Punkte), während die Leitungen und Transformatoren als Kanten (verbindende Linien) dargestellt werden.

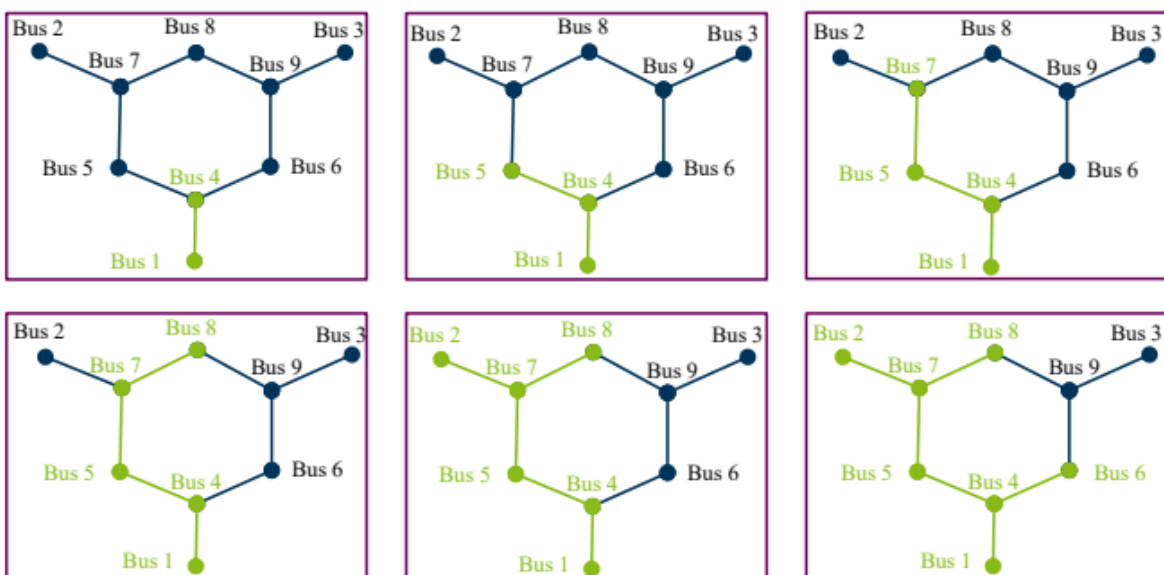


Abbildung 4.4: Knoten-Kanten-Modell des 9-Knoten Netz nach IEEE

Diese vereinfachte Visualisierung ermöglicht eine klare Darstellung des Aufbaus des Inselnetzes. In der Abbildung sind die Leitungen, die bereits mit Strom versorgt werden, in **Grün** hervorgehoben. So wird der schrittweise Ausbau des Inselnetzes deutlich sichtbar, wobei jede weitere Erweiterung in den darauffolgenden Bildern dargestellt wird. Als Ergebnis wird eine Tabelle erstellt, die alle Schalthandlungen enthält, die nacheinander durchgeführt werden müssen, um das Inselnetz aufzubauen. Die entsprechende Tabelle für das 9-Knoten-Netz ist in Tabelle 4.1 dargestellt.

Tabelle 4.1: Ablaufplan für den Aufbau des 9-Knoten Netzes

Nr.	Ordnerpfad des Schalters	Bus	Cub	Kommentar
1	Nine-bus\Bus 4\Cub_1	4	1	G1 und T1 (Bus 1 & 4)
2	Nine-bus\Bus 4\Cub_2	4	2	Leitung 4-5 an Bus 5
3	Nine-bus\Bus 5\Cub_1	5	1	Leitung 4-5 an Bus 4
4	Nine-bus\Bus 5\Cub_2	5	2	Anschluss von Last A
5	Nine-bus\Bus 5\Cub_3	5	3	Leitung 5-7 an Bus 5
6	Nine-bus\Bus 7\Cub_1	7	1	Leitung 5-7 an Bus 7
7	Nine-bus\Bus 7\Cub_2	7	2	G2 und T2 (Bus 2 & 7)
8	Nine-bus\Bus 7\Cub_3	7	3	Leitung 7-8 an Bus 7
9	Nine-bus\Bus 8\Cub_1	8	1	Leitung 7-8 an Bus 8
10	Nine-bus\Bus 8\Cub_2	8	2	Anschluss von Last C
11	Nine-bus\Bus 4\Cub_3	4	3	Leitung 4-6 an Bus 4
12	Nine-bus\Bus 6\Cub_3	6	3	Leitung 4-6 an Bus 6
13	Nine-bus\Bus 6\Cub_1	6	1	Anschluss von Last B

Nachdem die Tests mit dem 9-Knoten-Netz erfolgreich durchgeführt wurden, wurden die Netze der Projektpartner berechnet. Zunächst wurde das Netz der WSW analysiert. Dabei traten Probleme mit der Blindleistung auf, die auf der 110-kV-Ebene entstehen. Diese Probleme hängen damit zusammen, dass auf der 110-kV-Ebene ein erhöhter Blindleistungsbedarf entsteht, der durch Kompensationsanlagen ausgeglichen werden muss. Die folgende Abbildung 4.5 zeigt die erzeugte Wirk- und Blindleistung des Generators im WSW-Netz.

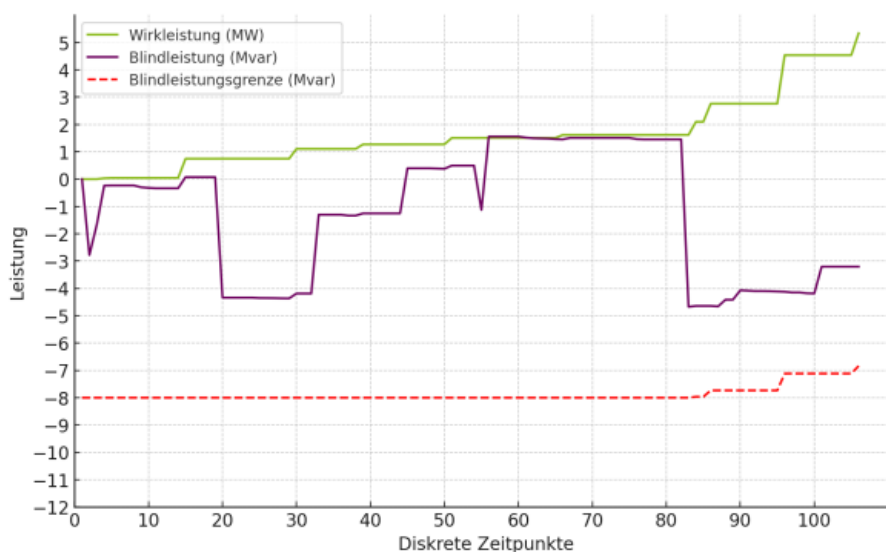


Abbildung 4.5: Wirk- und Blindleistung des Generators im WSW-Netz

In **Rot** wird die Blindleistungsgrenze dargestellt, die nicht unterschritten wurde. Dadurch wird ersichtlich, dass das Inselnetz erfolgreich mithilfe des Kraftwerks aufgebaut werden konnte – allerdings

nur unter Berücksichtigung der im Netz vorhandenen Kompensationsanlagen. Der entwickelte Ablaufplan mit den Schalthandlungen umfasst insgesamt **176 Schalthandlungen**.

Somit wurde die Software erfolgreich an zwei Netzen getestet. Zum Schluss wurde sie an dem Netz getestet, das für den Feldtest vorgesehen ist. Dabei wurde das Netz wie geplant in die Software übertragen, und die Prioritäten der KRITIS wurden integriert. Die folgende Abbildung 4.6 zeigt die Zeitpunkte der Zuschaltung der Lasten.

Zeitpunkt	Zugeschaltete Lasten
10 s	Rathaus
40 s	Polizeiwache Opladen
70 s	Polizeiwache Wiesdorf
100 s	Tankstelle Elisabeth-von-Thadden-Str.
140 s	Tankstelle Bonner Str.
180 s	Pumpwasserwerk Rheindorf und Pumpwerk Rheindorfer Str.
245 s	Tankstelle Benzstr., Firma Niesen, St. Remigius KKH, Stadt Miselohestr. und Haus-Vorster-Str.
315 s	Tankstelle Karl-Krekeler-Str., Tankstelle Bertha-von-Suttner-Str., Feuerwehr Edith-Weyde-Str.
385 s	Wasserturm Olof-Palme-Str., St. Josef KKH, Seniorenheim Wiesdorfer Platz
465 s	Klinikum Schlebusch

Abbildung 4.6: Zeitpunkte der Zuschaltung der Lasten

## AWG

Für die Simulation des Heizmüllheizkraftwerks (MHKW) wurde ein Modell entwickelt, um das dynamische Verhalten der Stromerzeugung abzubilden. Dabei wurde die Ist-Situation der vorhandenen Erzeugereinheiten der AWG mbH Wuppertal erfasst.

Das MHKW verfügt über drei Dampfturbosätze:

- Zwei Anzapf-Kondensationsturbinen (AEG-KANIS VA 63) mit je 22,5 Megawatt (MW) Leistung
- Eine Gegendruckturbine (TGM-KANIS BT40) mit 8,438 MW Leistung

Zusätzlich sind zwei Notstromdieselaggregate (mtu 16V4000G63) mit je 2,25 MW Leistung vorhanden.

In der Betriebsart „Frequenzregelung“ wird der Sollwert von 50 Hertz (Hz) mit dem Istwert aus der Drehzahlmessung verglichen. Regelabweichungen beeinflussen die Drehzahlsollwerte und steuern über den Drehzahlregler die Frischdampfventile der Kondensationsturbine. Dadurch wird die Frequenz des Inselnetzes konstant gehalten.

Das Regelverhalten wird durch den Proportionalgrad (P-Grad) bestimmt:

- Ein kleiner P-Grad führt zu einer sensiblen, aber schwingungsanfälligen Regelung.
- Ein großer P-Grad sorgt für eine träge Reaktion, kann aber bei Lastabwürfen problematisch sein.

Im Inselbetrieb werden Frequenz und Spannung vom Turbosatz vorgegeben. Die Frequenz wird durch den Drehzahlregler, die Spannung durch die Generatorerregung geregelt. Ein PID-Regler steuert die Generatorspannung, indem er die Klemmenspannung der Synchronmaschine überwacht und über die Erregerstromregelung anpasst.

Abschließend wurde ein Leistungsdiagramm des Kraftwerks erstellt, das die Abhängigkeiten zwischen Last und Erzeugung darstellt. Die folgende Abbildung 4.7 zeigt das Leistungsdiagramm des Müllheizkraftwerks.

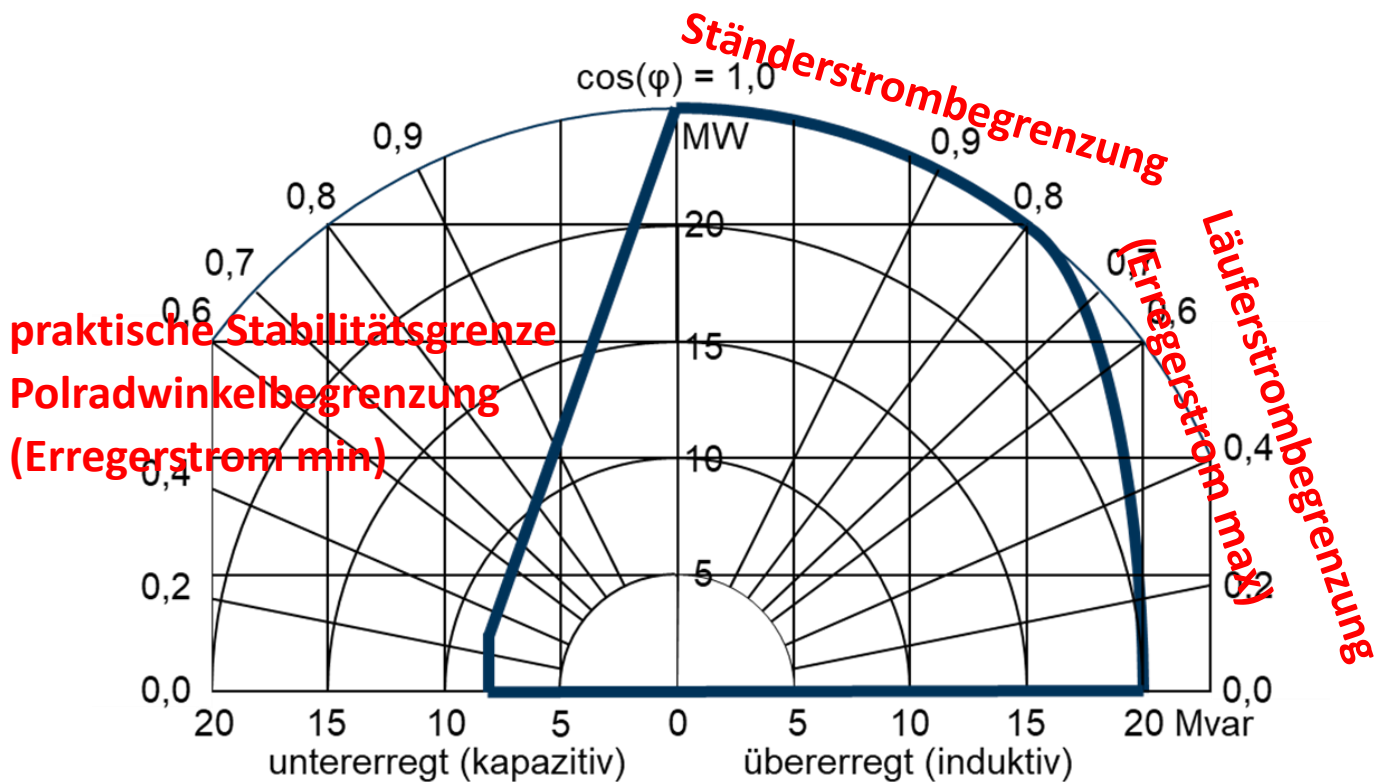


Abbildung 4.7: Leistungsdiagramm des Müllheizkraftwerks der AWG

## Arbeitspaket 5: Entwicklung eines Automatisierungssystems zur Erkennung und Bildung von Inselnetzen zur Teilwiederversorgung kritischer Infrastruktur

In diesem Arbeitspaket sollte ein Kommunikations- sowie Automatisierungskonzept mit dem Ziel der Inselnetzbildung zur Teilwiederversorgung von KRITIS entwickelt und implementiert werden. Dazu wurden drei Konzepte entwickelt, mit denen mithilfe eines schwarzstartfähigen Netzbildners ein Inselnetz aufgebaut und weitere einspeisende Anlagen in das Inselnetz integriert werden können.

Beim ersten Konzept wird ein Netzbildner mithilfe eines Generators oder Wechselrichters zum Aufbau des Inselnetzes genutzt. Dabei wird der Netzbildner durch zusätzliche einspeisende Anlagen entlastet. Im zweiten Konzept wird der Aufbau eines Inselnetzes mit einem droop-geregelten arbeitenden Netzbildner und droop-geregelten einspeisenden Anlagen vorgestellt, wodurch keine schwarzfallsichere Kommunikation erforderlich ist. Im letzten Konzept wird der Aufbau eines Inselnetzes mithilfe eines überlagerten Reglers beschrieben, der den Netzbildner und alle einspeisenden Anlagen des Inselnetzes steuert. Durch die gezielte Vorgabe der Einspeiseleistung können Anlagen mit einer gesicherten Einspeiseleistung stärker belastet werden als Anlagen mit hoher Volatilität. Die folgende Abbildung 5.1 zeigt die drei Konzepte.

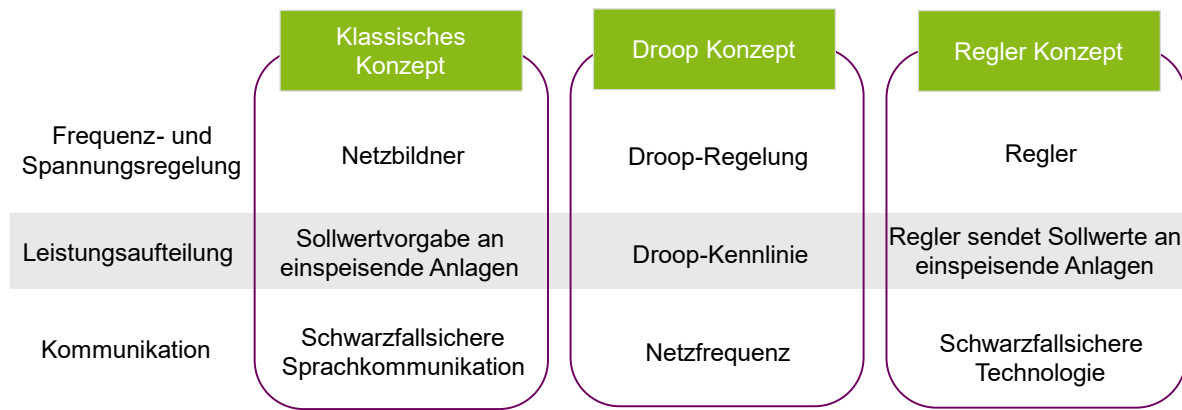


Abbildung 5.1: Konzepte für die Automatisierte Regelung des Inselnetzes

### Klassisches Konzept

Beim klassischen Konzept wird das Inselnetz ausgehend von einem schwarzstartfähigen Netzbildner aus hochgefahren. Der Netzbildner muss dabei in der Lage sein seine Frequenz und Spannung selbstständig regeln zu können. Hierbei werden diese beiden Größen wieder auf den Nennwert geregelt. Bei dem Netzbildner kann es sich dabei um einen Netzbildner mit Generator, oder mit Wechselrichter handeln. Die Frequenz und Spannung werden somit alleine von dem Netzbildner aus gesteuert und bei Zuschaltungen wieder auf den Nennwert geregelt. Wenn der Netzbildner entlastet werden soll, wird ein zusätzlicher Einspeiser hinzu-geschaltet.

### Droop Konzept

Für die Steuerung der Netzfrequenz nutzen netzbildende Wechselrichter eine  $f(P)$ -Regelung. Dabei wird als Einstellwert eine Statik verwendet, auch als Droop bezeichnet, die die Netzfrequenz in Abhängigkeit von der eingespeisten Wirkleistung des Wechselrichters beschreibt. Die folgende Gleichung beschreibt die Statik für das Frequenz- und Wirkleistungsverhältnis. Wobei  $\Delta f$  Abweichung von der Netzfrequenz,  $f_n$  die Nennfrequenz,  $\Delta P$  die erzeugte Wirkleistung und  $P_n$  die Nennwirkleistung beschreibt.

$$s = \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_n}} \quad (1)$$

Umso höher die Statik eingestellt wird, umso größer ist  $\Delta f$ , welches sich nach der der Zuschaltung einer Last und der draus resultierenden erzeugten Wirkleistung  $P_n$  ergibt. Parallel zur  $f(P)$ -Regelung nutzen netzbildende Wechselrichter eine  $U(Q)$ -Regelung, die ebenfalls mithilfe einer Statik eingestellt wird. Abhängig von der erzeugten Blindleistung stellt der netzbildende Wechselrichter die Spannung ein. Die folgende Gleichung beschreibt die Statik für das Spannungs- und Blindleistungsverhältnis [8]. Wobei  $\Delta u$  Abweichung von der Spannung,  $u_n$  die Nennspannung,  $\Delta Q$  die erzeugte Blindleistung und  $Q_n$  die Nennblindleistung beschreibt.

$$s = \frac{\frac{\Delta u}{u_n}}{\frac{\Delta Q}{Q_n}} \quad (2)$$

Einige netzgeführte Anlagen können eine  $P(f)$ -Regelung, sowie eine  $Q(U)$ -Regelung nutzen [9]. Hierbei wird die Wirkleistung abhängig von der Netzfrequenz und die Blindleistung abhängig von der Spannung eingespeist. Die Höhe der eingespeisten Wirk- und Blindleistung wird ebenfalls über die Statik

festgelegt. Die folgende Abbildung 5.2 zeigt P(f)-Regelung mit einer Statik von 5 % und die Q(U)-Regelung mit einer Statik von 10 %.

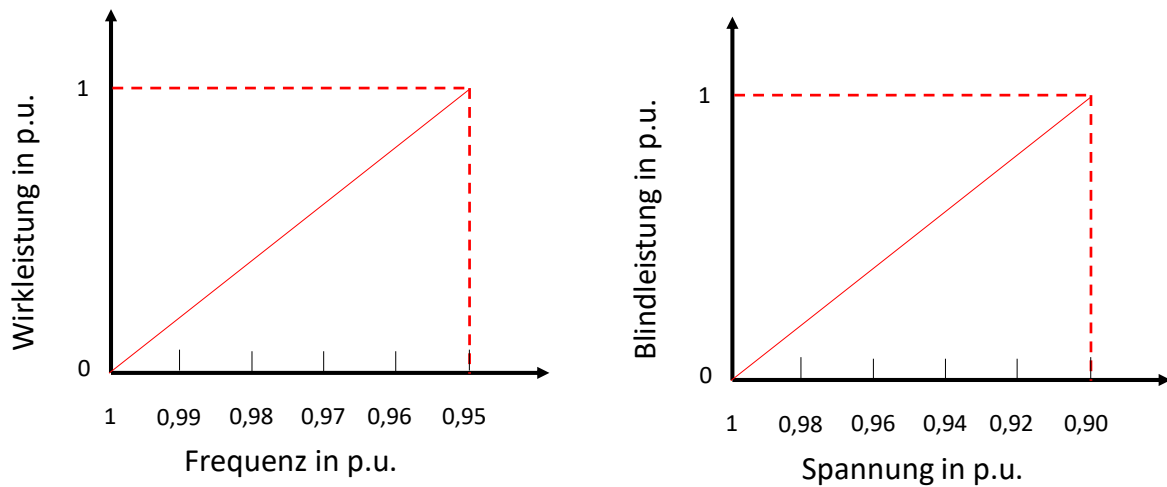


Abbildung 5.2: P(f)-Regelung mit einer Statik von 5 % und die Q(U)-Regelung bei einer Statik 10 %

### Regler Konzept

Bei diesem Konzept steuert ein übergeordneter PI-Regler die eingespeiste Wirk- und Blindleistung aller Anlagen im Netz. Dazu ist eine Kommunikationstechnik notwendig, über die die Anlagen gesteuert werden können. Auf Grundlage der Frequenz und Spannungsabweichung sendet der Regler Sollwerte an den Netzbildner und an weitere Einspeiser. Hierbei sendet der Regler an den Netzbildner Sollwerte für  $\Delta f$  und  $\Delta Q$  und an die weiteren Einspeiser Sollwerte für die einzuspeisende Wirkleistung ( $P$ ) und Blindleistung ( $Q$ ). Die folgende Abbildung 5.3 zeigt, wie der Regler auf Grundlage der gemessenen Frequenz Sollwerte an den Netzbildner und weitere Einspeiser sendet. Hierbei beschreibt  $K_p$  das P-Glied und  $\frac{1}{sT_I}$  das I-Glied des PI-Reglers.

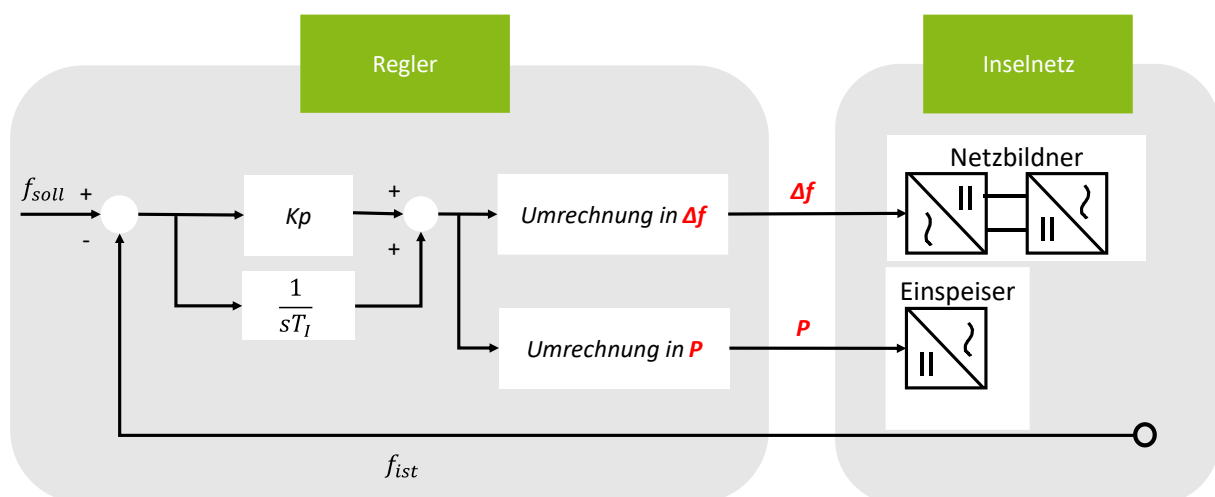


Abbildung 5.3: Regler Konzept

Zur Validierung der Regelungskonzepte wurden diese zunächst simuliert und anschließend im Smart-Grid-Labor getestet. Für die Simulation der Konzepte wurde das bestehende Softwarekonzept verwendet. Dabei senden ein in Simulink entwickelter Regler Sollwerte über eine Python-Schnittstelle an die Simulationssoftware PowerFactory senden. In PowerFactory wird dabei eine RMS (Root Mean Square) Simulation durchgeführt. Damit die Konzepte angewendet werden können, ist in dem SiSKIN-Projekt ein Labortest geplant. Als Netz dient dabei das Smart-Grid-Labor an der Bergischen Universität

Wuppertal, welches ein reales Niederspannungsnetz abbildet. Das Netz verfügt über einen netzbildenden Wechselrichter, wodurch alle drei Konzepte umgesetzt werden können. Außerdem befinden sich in dem Netz Umrichter, welche weitere einspeisende Anlagen nachbilden können. Eine weitere Besonderheit sind fernsteuerbare Leistungsschalter, die sich im Smart-Grid-Labor befinden. Da der Aufbau eines Inselnetzes auf Verteilnetzebene schrittweise erfolgen muss, da es ansonsten zu starken Schwingungen kommen kann, können die Leistungsschalter einzeln Lasten, in Form von Lastbänken, zuschalten.

## Simulation

Bei dem klassischen Konzept wird die Frequenz mithilfe des internen Frequenzreglers des Netzbildners konstant auf 50 Hz gehalten. Die folgende Abbildung 5.4 zeigt die Netzfrequenz im betrachteten Szenario. In dem untersuchten Szenario wird zuerst eine Last mit 9 kW und anschließend ein Einspeiser zugeschaltet, um den Netzbildner zu unterstützen und zu entlasten. Anschließend wird eine zweite Last mit 9 kW hinzugeschaltet. Zum Schluss wird eine dritte Last mit einer Wirkleistung von 6,216 MW und einem Blindleistungsanteil von 4,662 Megavoltampere Reaktiv (Mvar) hinzugeschaltet.

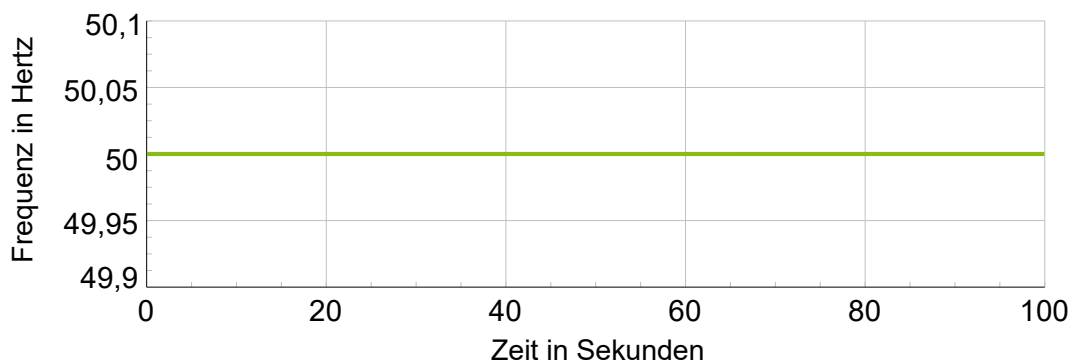


Abbildung 5.4: Frequenzverhalten des klassischen Konzepts

Bei diesem Konzept wurde eine Statik für die  $f(P)$ -Regelung des Netzbildners von 5 % gewählt. Die  $P(f)$ -Regelung des Einspeisers wurde ebenfalls auf 5 % festgelegt. Die folgende Abbildung 5.5 zeigt das Frequenzverhalten in dem untersuchten Szenario.

### Droop Konzept

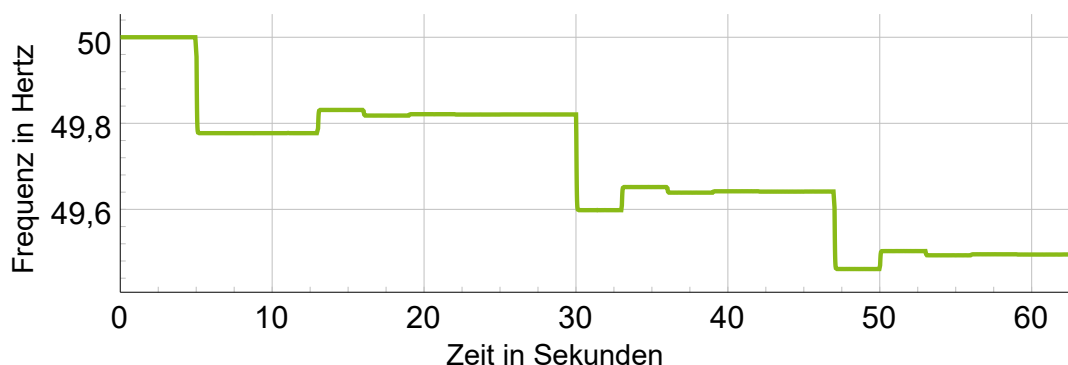


Abbildung 5.5: Frequenzverhalten des Droop Konzepts

### Regler Konzept



Im Regler Konzept wirkt zunächst die Statik des Netzbinders, wodurch die Frequenz nach einer Lastschaltung auf einen festen Wert eingestellt wird. Anschließend übernimmt der Regler die Aufgabe, die Frequenz wieder auf die Nennfrequenz zurückzuführen und die Leistung auf die Anlagen zu verteilen. Die folgende Abbildung 5.6 zeigt das Frequenzverhalten des Regler Konzepts.

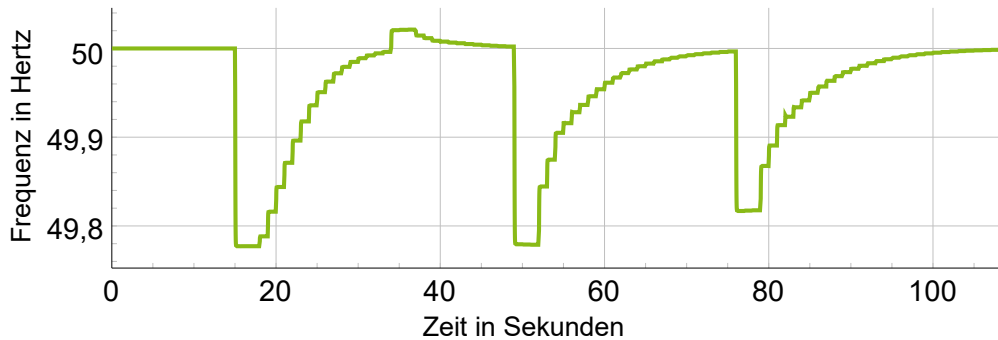


Abbildung 5.6: Frequenzverhalten des Regler Konzepts

Zusätzlich zu dem automatisierten Aufbau eines Inselnetzes auf Verteilebene wurde eine Automatisierung entwickelt, die die Integration von Photovoltaikanlagen in das Inselnetz ermöglicht und vorübergehend die Erweiterung des Inselnetzes durch Zuschaltung von KRITIS erlaubt.

Dieses Konzept wurde in dem Smart-Grid Labor getestet, bei dem bei hoher Photovoltaik-Einspeisung weitere Lasten in das Inselnetz zugeschaltet wurden. Bei einem Wegfall der Einspeisung wurden diese Lasten wiederum abgeschaltet. Die folgende Abbildung 5.7 zeigt das Konzept des atmenden Netzes.

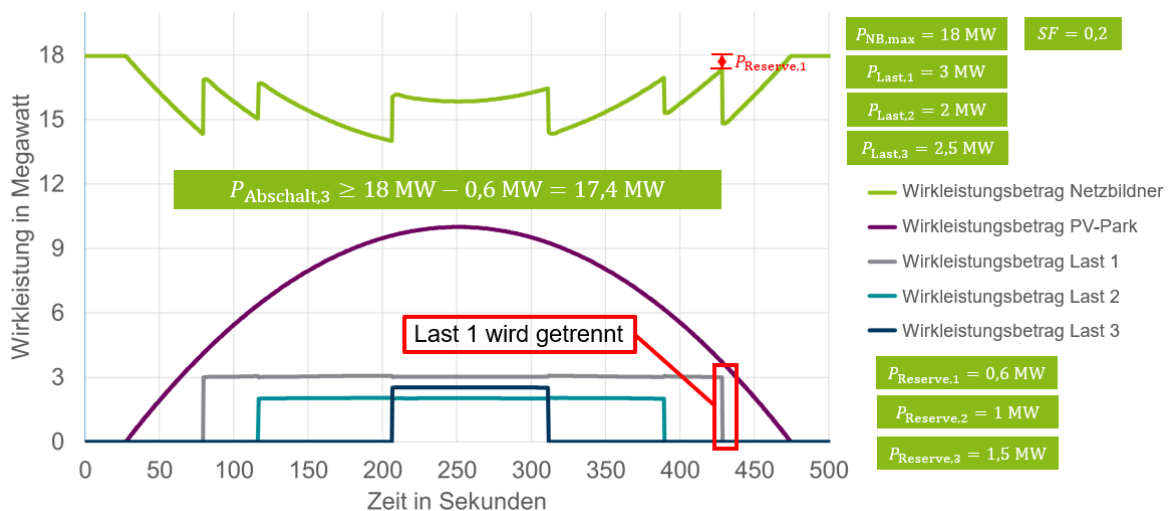


Abbildung 5.7: Konzept des atmenden Netzes

Hierbei sieht man in der Abbildung die Einspeisung der Photovoltaikanlage, die einen typischen Verlauf aufweist. Dabei erreicht sie bei Sekunde 250 ihre volle Einspeisung und sinkt dann wieder ab, was einen typischen Tagesverlauf darstellt, wobei die Zeit verkürzt wurde.

Das Konzept funktioniert so, dass ab einer bestimmten Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage eine Last zugeschaltet wird. Die Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage, die dafür erforderlich ist, wird anhand der Einspeiseleistung des Netzbinders abgeleitet. Diese wird nämlich durch die

Photovoltaikanlage beeinträchtigt, sodass weniger Leistung des Netzbildners eingespeist wird. Anhand der gemessenen Leistung des Kraftwerks kann man erkennen, wann eine Last hinzugefügt werden kann. Die Einspeiseleistung des Kraftwerks, bei der eine neue Last hinzugefügt werden kann, wird als  $P_{\text{Abschalt}}$  bezeichnet. Diese definiert sich als die maximale Wirkleistung des Netzbildners abzüglich einer Reserveleistung, die Schwankungen der Photovoltaikanlage auffangen soll. Zusätzlich dazu kann ein Sicherheitsfaktor definiert werden, der zusätzliche Sicherheit bietet, damit der Netzbildner die Schwankungen der Photovoltaikanlage aushalten kann. Dieser Faktor kann beispielsweise in Abhängigkeit von der jeweiligen Wettersituation gewählt werden.

Nachdem diese Leistung  $P_{\text{Abschalt}}$  erreicht wurde, wird die Last zugeschaltet. Im Beispiel wird dabei Last 1 hinzugefügt. Anschließend wird wieder solange gewartet, bis  $P_{\text{Abschalt}}$  erreicht wird, wobei eine neue Reserveleistung definiert wird, die von der zugefügten Last abhängt. Dies hängt mit der Größe der Last zusammen, da diese unterschiedlich viel Leistung beansprucht. Nachdem die Photovoltaikanlage weniger einspeist, werden auch die Lasten abhängig von ihrer Priorität wieder vom Netz genommen.

## Arbeitspaket 6: Labortest

Im Rahmen des Labortests wurden die entwickelten Konzepte getestet und umgesetzt. Dazu wurde das Smart-Grid-Labor zunächst um einen netzbildenden Wechselrichter sowie um fernsteuerbare Leistungsschalter erweitert. Die folgende Abbildung 6.1 und 6.2 zeigen den Aufbau des Smart Grid-Labor mit den einzelnen Komponenten.

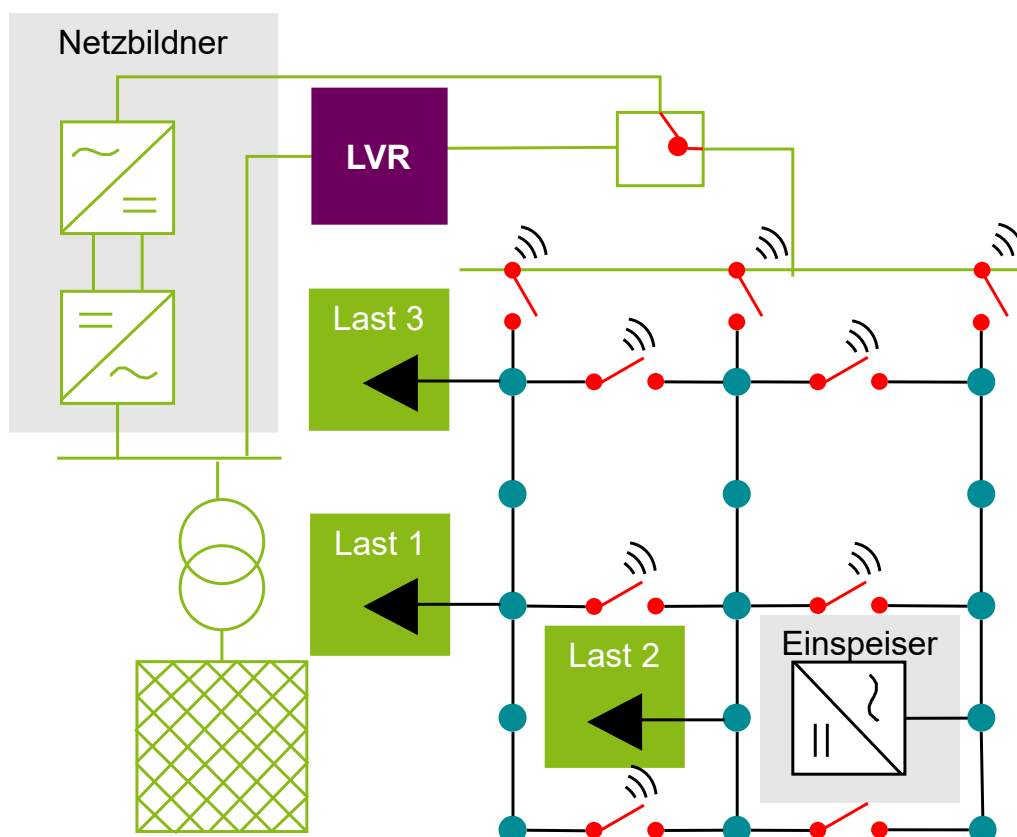


Abbildung 6.1: Schematischer Aufbau des Smart-Grid-Labors an der Bergischen Universität Wuppertal

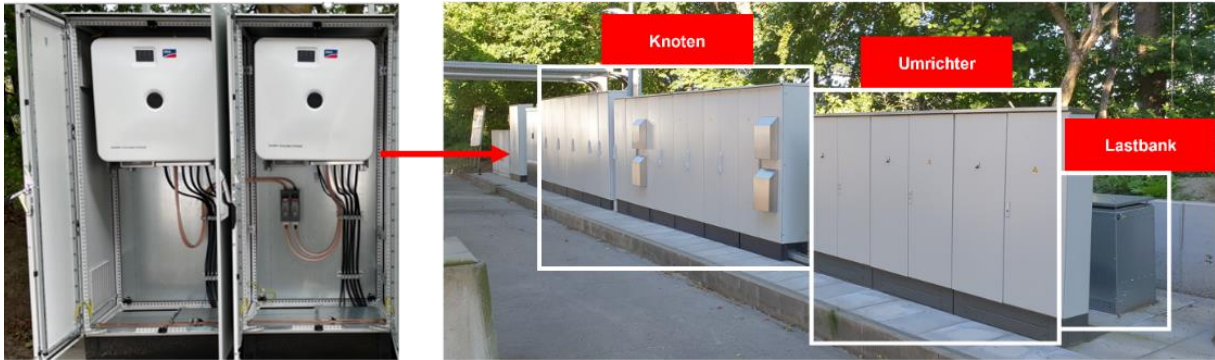


Abbildung 6.2: Aufbau des Smart-Grid-Labors an der Bergischen Universität Wuppertal

Nachdem die Konzepte simuliert wurden, erfolgte deren Realisierung und Test im Labor. Dabei wurden die Simulink-Regler mit dem Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)-System des Smart-Grid-Labors verbunden, sodass Sollwerte direkt an die Wechselrichter und Umrichter gesendet werden konnten. Die zuvor vorgestellten Konzepte wurden nun im Smart-Grid-Labor getestet. Dabei wurde das Inselnetz mithilfe des netzbildenden Wechselrichters aufgebaut. Zunächst versorgte der Wechselrichter Last 1 (9 kW) mit Energie, gefolgt von Last 2 (6 kW). Zur Unterstützung des netzbildenden Wechselrichters wurde anschließend ein zusätzlicher Wechselrichter zugeschaltet. Abschließend wurde Last 3 (9 kW) versorgt.

#### Klassisches Konzept

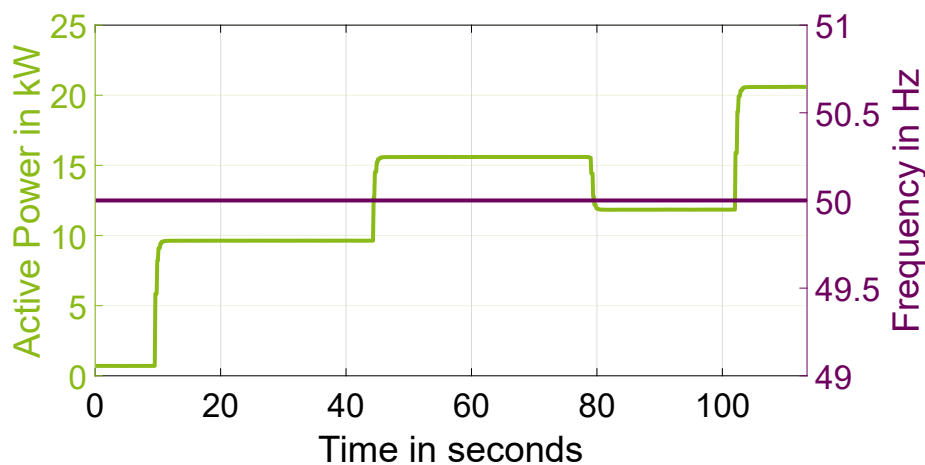


Abbildung 6.3: Messung der Wirkleistung und Frequenz des netzbildenden Wechselrichters im Zeitverlauf während des klassischen Konzepts

Wie in Abbildung 6.3 dargestellt, wurde die erste Lastbank mit 9 kW nach etwa 10 Sekunden eingeschaltet. Zu Beginn liegt die eingespeiste Leistung nicht bei 0 kW, sondern bei 0,7 kW, da der Transformator zwischen dem netzbildenden Wechselrichter und dem Smart Grid-Labor ebenfalls versorgt werden muss. Die zweite Last mit 6 kW wird nach etwa 43 Sekunden zugeschaltet. Der netzbildende Wechselrichter speist nun 15,5 kW in das Mikronetz ein. Nach der Zuschaltung eines zusätzlichen Wechselrichters speist auch dieser Energie in das Mikronetz ein. Bei 78 Sekunden liefert dieser Wechselrichter 5 kW, wodurch der netzbildende Wechselrichter entlastet wird und nun 11,5 kW einspeist. Schließlich wird die letzte Lastbank mit 9 kW zugeschaltet, wodurch die Gesamtleistung des netzbildenden Wechselrichters auf 20,5 kW ansteigt. Während des gesamten Prozesses hielt der netzbildende Wechselrichter die Frequenz konstant bei 50 Hz, was einen reibungslosen Betrieb der Geräte gewährleistete.

## Droop Konzept

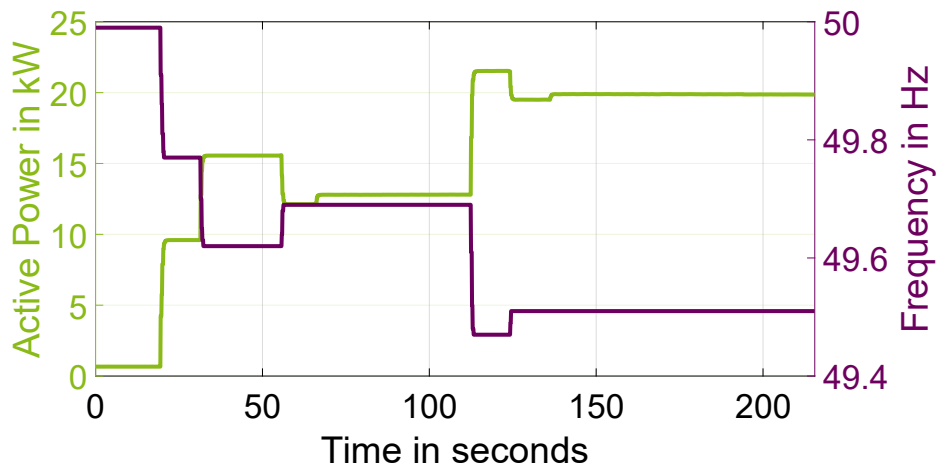


Abbildung 6.4: Messung der Wirkleistung und Frequenz des netzbildenden Wechselrichters im Zeitverlauf während des Droop-Konzepts

Zunächst wurde die Last mit 9 kW nach 18 Sekunden zugeschaltet, wobei die Frequenz vom netzbildenden Wechselrichter auf 49,78 Hz geregelt wurde. Die zweite Last mit 6 kW wurde anschließend nach 30 Sekunden eingeschaltet, was zu einem Frequenzwert von 49,6 Hz führte. Der netzbildende Wechselrichter versorgt allein diese beiden Lasten und erzeugt dabei eine Wirkleistung von 15,6 kW. Davon werden, wie im klassischen Konzept erwähnt, 0,7 kW vom Transformator verbraucht. Danach wird der Wechselrichter nach 111 Sekunden zugeschaltet. Dieser speist unmittelbar eine Wirkleistung von 3,4 kW ein, abhängig von der Frequenz. Dadurch wird der netzbildende Wechselrichter entlastet, der seine eingespeiste Wirkleistung entsprechend reduziert. Die vom netzbildenden Wechselrichter eingespeiste Wirkleistung stabilisiert sich dann bei 12,797 kW. Schließlich wird die letzte Last von 9 kW zugeschaltet. Nun tragen beide Wechselrichter zur eingespeisten Wirkleistung bei. Nach Abschluss der Übergangsphase speist der netzbildende Wechselrichter 19,9 kW und der zusätzliche Wechselrichter 4,8 kW ein.

## Regler Konzept

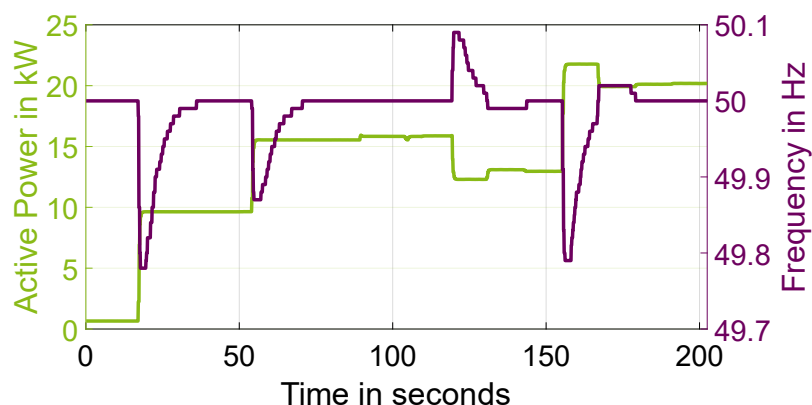


Abbildung 6.5: Messung der Wirkleistung und Frequenz des netzbildenden Wechselrichters im Zeitverlauf während des Reglerkonzepts

Zunächst versorgt der netzbildende Wechselrichter die Grundlast von 0,7 kW. Nach 16 Sekunden wird die erste Lastbank mit 9 kW zugeschaltet. Dabei ist erkennbar, dass die Frequenz zunächst auf 49,78 Hz geregelt wird, da der netzbildende Wechselrichter eine Droop-Charakteristik von 5 % aufweist. Anschließend reguliert der PI-Regler die Netzfrequenz zurück auf 50 Hz. Nach 52 Sekunden wird eine

weitere Last von 6 kW zugeschaltet, wodurch die Frequenz zunächst auf 49,89 Hz absinkt. Auch hier reguliert der PI-Regler die Frequenz erneut auf 50 Hz, indem er dem netzbildenden Wechselrichter lediglich Sollwerte für  $\Delta f$  übermittelt. Nachdem die Frequenz wieder auf 50 Hz stabilisiert wurde, wird ein zusätzlicher Wechselrichter zugeschaltet, was zu einem Frequenzanstieg führt. Der netzbildende Wechselrichter wird dadurch entlastet und speist nur noch 12,3 kW ein. Die restliche Leistung wird nun vom zusätzlichen Wechselrichter geliefert. Schließlich wird eine weitere Lastbank mit 9 kW zugeschaltet, was zu einem erneuten Frequenzabfall auf 49,78 Hz führt. Auch in diesem Fall regelt der PI-Regler die Frequenz zurück auf 50 Hz. Der netzbildende Wechselrichter liefert hierbei 20,18 kW, während der zusätzliche Wechselrichter 3,42 kW einspeist. Abbildung 8 zeigt die gemessenen Werte für das untersuchte Szenario.

## Arbeitspaket 7: Feldtest

Im Rahmen des SiSKIN-Projekts wurden zwei Feldtests durchgeführt. Beim ersten Feldtest wurde die Zuschaltung und die „Bestromung“ eines 10-kV-Transformators über die Sekundärseite des Transformators unter Einsatz einer NEA untersucht. Im Rahmen eines Feldtests an der Kläranlage Buchenhofen wurde diese Zuschaltung am Donnerstag, den 26.07.2024, vorbereitet und dreimal erfolgreich durchgeführt. Hierbei wurde der 10-kV-0,4-kV-Transformator „Trafo 1“ (1 MVA) mit Hilfe einer NEA mit einer Scheinleistung von 1.388 kVA sekundär eingespeist. Bei der Messung wurden deshalb folgende Messgrößen (Momentanwerte) mit zwei Störschreibern erfasst: Leiter-Erd-Spannungen je Phase und die Ströme je Phase. Aus diesen Störschreibern können dann folgende Größen berechnet werden: Frequenz, Scheinleistung, Blindleistung. Die folgende Abbildung 7.1 zeigt die Einbausituation der Messtechnik:



Abbildung 7.1: Einbausituation der Messtechnik des Feldtests beim Wupperverband

Hintergrund der Messungen war die Bestimmung des Inrush-Stroms, der beim Zuschalten eines Transformators entsteht. Bei der Zuschaltung von spannungslosen Netzabschnitten müssen zahlreiche unbelastete Transformatoren zugeschaltet werden, was einen sogenannten Inrush-Strom verursacht. Dieser Strom ist um ein Vielfaches größer als der dauerhafte Betriebsstrom und muss vom netzbildenden Generator zur Verfügung gestellt werden können. Wie hoch dieser Strom ausfallen kann wurde in einem Feldtest auf dem Gelände des Klärwerkes Buchenhofen getestet. Die folgende Abbildung 7.2 zeigt die Zuschaltung des Transformators mit den Effektivwerten.

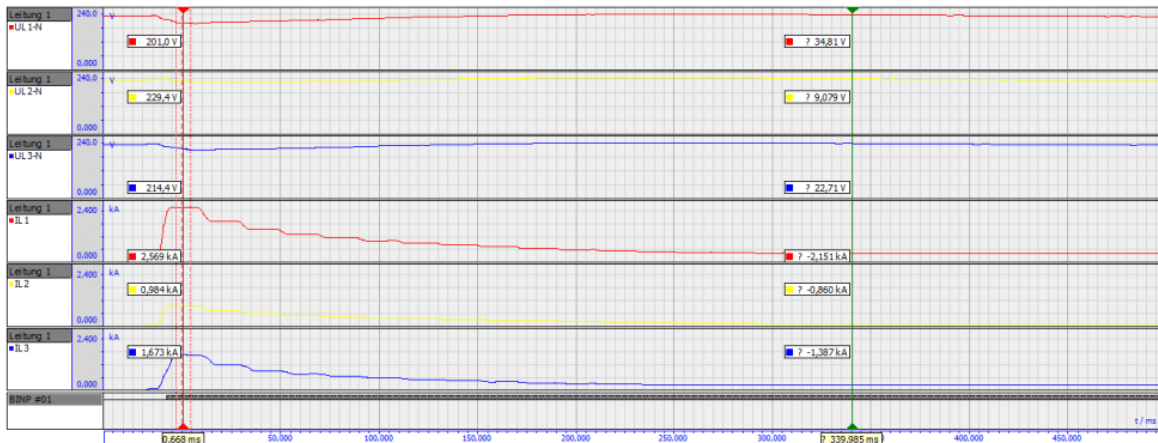


Abbildung 7.2: Gemessene Effektivwerte bei der Zuschaltung des Transformators

Hierbei ist zu erkennen, dass bei der Zuschaltung der Einschaltstrom auf 2,669 kA ansteigt, was den Inrush-Strom auf Phase 1 auf mehr als das 600-fache des Dauerbetriebsstroms erhöht. Die folgende Abbildung 7.3 zeigt die finalen Messergebnisse der drei durchgeführten Zuschaltungen.

Messgröße	Zuschaltung um 11:40 Uhr	Zuschaltung um 11:52 Uhr	Zuschaltung um 11:55 Uhr
$I_{max}$	2,56 kA (L1)	2,23 kA (L1)	2,63 kA (L3)
$i_{peak}$	5,98 kA (L1)	5,37 kA (L1)	6,13 kA (L3)
$U_{min}$	201 V (L1)	205 V (L1)	205 V (L3)
$\Delta f$	0,127 Hz (L1)	0,125 Hz (L1)	0,250 Hz (L3)
$S_{max}$	351 kVA (L1)	303 kVA (L1)	349 kVA (L3)
$Q_{max}$	350 kvar (L1)	300 kvar (L1)	349 kvar (L3)

Abbildung 7.3: Effektivwerte bei der Zuschaltung des Transformators.

Weiterhin wurde ein Feldtest in Leverkusen durchgeführt, bei dem ein Müllheizkraftwerk der AVEA einen Wasserturm in einer Insel versorgt hat. Hierzu wurden zunächst Lastbänke versorgt, um auf das Regelverhalten des Kraftwerks rückschließen zu können und um im Vorfeld zu testen, ob die Versorgung des Wasserturms möglich ist. Die folgende Abbildung 7.4 zeigt das Kraftwerk der AVEA.



Abbildung 7.4: Müllheizkraftwerk der AVEA

Wichtig bei dem Feldtest war das Regelverhalten des Kraftwerks zu analysieren, insbesondere wie das Kraftwerk die Frequenz bei einem Lastsprung regelt. Dazu wurden Lastbänke mit einer maximalen Leistung von 800 kW zugeschaltet. Die folgende Abbildung 7.5 zeigt das Frequenzverhalten bei einem Lastsprung von 800 kW.

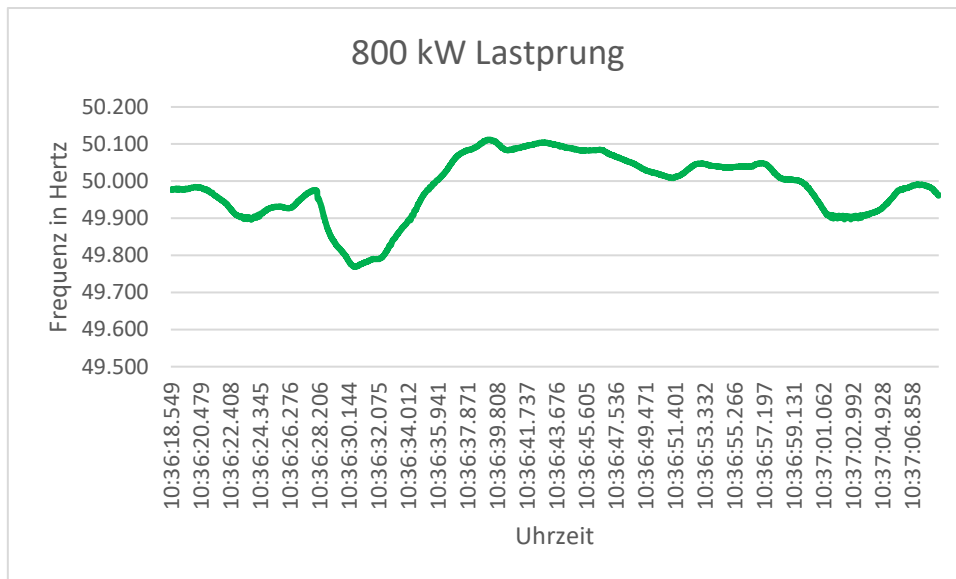


Abbildung 7.5: Frequenzregelverhalten des Kraftwerks der AVEA bei einem Lastsprung von 800 kW

Hierbei ist erkennbar, dass um 10:36:28 Uhr die Lastbank zugeschaltet wurde und die Frequenz zunächst einbricht. Anschließend sinkt die Frequenz auf 49,77 Hz und wird vom Kraftwerk wieder auf 50 Hz geregelt. Dadurch konnte gezeigt werden, dass das Kraftwerk in der Lage ist, die Frequenz auf 50 Hz zu stabilisieren und einen Lastsprung von 800 kW zu bewältigen. Dies diente als Grundlage für den Hauptfeldtest mit der Versorgung der Wasserpumpen im Wasserturm.

Beim Hauptfeldtest wurde die Omegapumpe des Wasserturms untersucht. Die folgende Abbildung 7.6 zeigt die erzeugte Leistung des Kraftwerks bei der Zuschaltung der Omegapumpe.

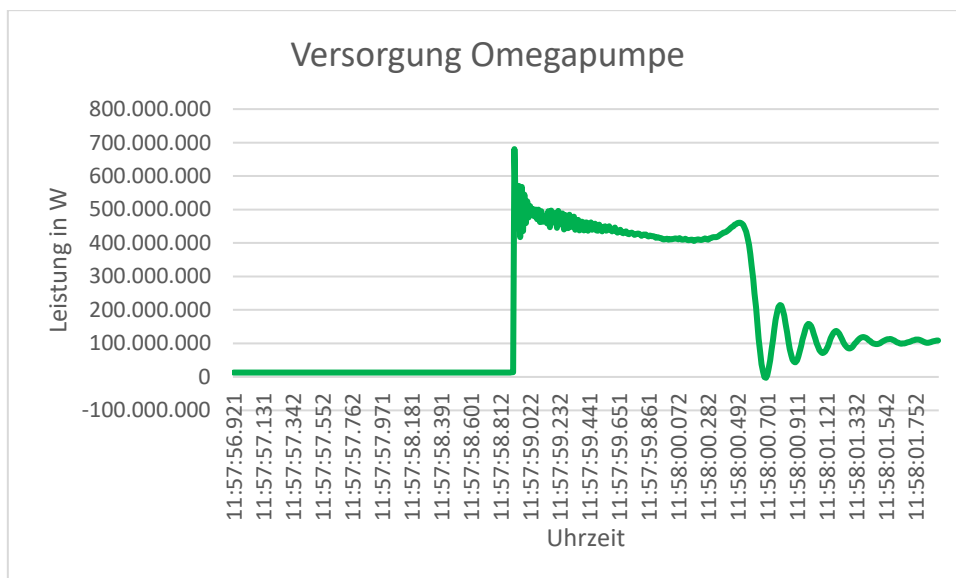


Abbildung 7.6: Leistung des Kraftwerks bei Versorgung der Omegapumpe

Dieses Arbeitspaket wurde trotz des Ausfalls von Herrn Siebert seitens der AWG erfolgreich durchgeführt.

### WSW-Netz

Im Herbst 2023 wurde das Heizkraftwerk Barmen umgebaut und erweitert, sodass nun ein Schwarzstart möglich ist. Ein erfolgreicher Test zeigte, dass das 110 kV-Netz über separate Sammelschienen bis zum übernächsten Umspannwerk durchgeschaltet werden konnte. Durch den

gleichzeitigen Einsatz eines HS/MS-Trafos und einer Ladestromkompensationsspule wurde ein stabiles Inselnetz aufgebaut.

Zudem wurden harte Ausfalltests der USV und Notstromaggregate an der Verbundleitwarte durchgeführt, wobei die Notversorgung der IT- und Kommunikationssysteme erfolgreich funktionierte. Allerdings zeigte das SAT-Telefon Mängel in der Zuverlässigkeit, weshalb ein neues Gerät beschafft und erfolgreich getestet wurde.

## **Arbeitspaket 8: Entwicklung von Handlungsempfehlungen und optimierten Krisenkonzepten**

Aus den Untersuchungen im SiSKIN-Konzept wurden viele Erkenntnisse gezogen. Hierbei wurde zunächst ein Konzept entwickelt, welches programmiertechnisch umgesetzt wurde. Anschließend wurde die entwickelte Software mit unterschiedlichen Nutzern getestet und validiert. Danach wurde ein Algorithmustest durchgeführt, um die Software in idealen Strömen zu überprüfen. Zum Schluss wurde ein Feldtest durchgeführt, welcher ein Inselnetz auf Verteilebene aufgebaut hat und eine praktische Infrastruktur mithilfe eines schwarzstartfähigen Müllheizkraftwerks versorgt. Die wesentlichen Erkenntnisse wurden in Form von Handlungsempfehlungen verarbeitet. Wichtig für den Aufbau eines Inselnetzes auf Verteilebene ist dabei, dass im Vorhinein ein Plan vorliegt, welche KRITIS in das Inselnetz aufgenommen werden sollen bzw. müssen.

Eine Prioritätenliste sollte vorhanden sein, die KRITIS mit ihren jeweiligen Prioritäten umfasst. Somit muss im Vorfeld klar definiert werden, welche KRITIS nacheinander in das Inselnetz integriert werden müssen, damit der Aufbau des Inselnetzes erfolgreich durchgeführt werden kann. Zusätzlich muss klar geregelt sein, welche Schalthandlungen ausgeführt werden müssen, um das Inselnetz zu etablieren. Es muss außerdem eindeutig festgelegt sein, welche Mitarbeitenden wohin fahren müssen und welche Schalter manuell per Hand und welche Schalter ferngesteuert betätigt werden können. Aus diesem Grund wurde eine Software entwickelt, welche alle Schalthandlungen berechnet, die für den Aufbau des Inselnetzes benötigt werden. Hierzu muss jedoch das Netz digital vorliegen, damit es in eine Simulationssoftware eingebracht werden kann. Eine weitere Handlungsempfehlung ist, Tests mit dem schwarzstartfähigen Kraftwerk durchzuführen.

Da Kraftwerksbetreiber selten Tests im Inselnetz durchführen, sind solche Tests von großer Bedeutung, um die Funktionalität des Kraftwerks zu prüfen. Dabei lernt man nicht nur das Verhalten des Kraftwerks kennen, sondern auch alle Arbeitsschritte, die für den Aufbau des Inselnetzes notwendig sind. Zudem lernen sich die unterschiedlichen Mitarbeitenden des Netzbetriebs und des Kraftwerksbetriebs kennen. Dadurch wird im Ernstfall ein höheres Maß an Sicherheit geschaffen und eine bessere Kommunikation ermöglicht.

Aus diesem Grund wurde im SiSKIN-Projekt das Nachfolgeprojekt SiSKIN-Applied angestoßen, das ebenfalls von der Bergischen Universität Wuppertal durchgeführt wird. Dabei soll das SiSKIN-Konzept auf weiteren Netzen angewendet werden, um weitere Problemstellungen beim Aufbau eines Inselnetzes auf Verteilebene zu identifizieren. Zudem werden Workshops durchgeführt, in denen das Krisenszenario *Blackout* besprochen wird.