



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



DIPLOMARBEIT

Planung und Netzintegration einer thermochemischen Anlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff aus Biomasse und Elektrolyse in Kombination mit Photovoltaik

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieur (Dipl.-Ing.)

unter der Leitung von
Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Albana ILO

E370
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der
Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von
Ing. Philipp Kodritsch, BSc
Matrikelnummer: 1127316

Wien, am 28. April 2022

Erklärung zur Verfassung der Arbeit

Hiermit erkläre ich, dass ich diese Arbeit selbständig und insbesondere gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis, Beschluss des Rektorates vom 23. Oktober 2007, verfasst habe. Die Stellen in dieser Arbeit, in denen Daten oder Konzepte aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommen wurden, habe ich auf jeden Fall unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Wien, am 28. April 2022

Philipp Kodritsch

Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Planung einer Wasserstoffproduktionsanlage, gekoppelt mit dem Mittelspannungsnetz zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt. In erster Linie werden wesentliche elektrische und verfahrenstechnische Betriebsmittel ermittelt.

Das Industrienetz und das Schutzkonzept wird mit Hilfe elektrotechnischer Überlegungen auf Basis von in Österreich geltenden Richtlinien, Normen und Regelwerken für den Netzbetrieb entwickelt. Mit NEPLAN werden wesentliche Betriebsweisen simuliert und analysiert. Die Wasserstofferzeugung geschieht durch zwei unterschiedliche Verfahren: Erstens, durch den thermochemischen Prozess bestehend aus Biomassevergasung und Wasserdampfreformierung; zweitens, durch elektrische Elektrolyse von Strom aus der integrierten Photovoltaikanlage und negativer sekundärer Regelenenergie aus dem Netz.

Die gesamte Anlage ist auf eine Wasserstoffproduktion von 200kg/h bemessen. Die elektrische Elektrolyse stellt ein Viertel davon und das thermochemische Verfahren den Rest. Herzstück der Anlage für die thermochemische Umwandlung ist der Wirbelschichtvergaser, welcher auf dem an der TU Wien entwickelten Fast Internal Circulating Fluidised Bed (FICFB) Vergasungsverfahren basiert. Die Elektrolyse wird durch die Photovoltaikanlage, die Überschussleistung aus dem Netz und dem Blockheizkraftwerk versorgt. Die Erzeugungsspitzen der Photovoltaikanlage und der zugewiesene Leistungsüberschuss am vorgelagerten Mittelspannungsnetz werden in einer Batterieanlage zwischengespeichert und bei niedriger Erzeugung in der Elektrolyseanlage zu Wasserstoff umgewandelt.

Die Netzintegration der Anlage ins Mittelspannungsnetz geschieht durch das *LINK*-Modell, welches die Einbindung komplexer netzgekoppelter Betriebsfahrweisen einfacher gestaltet als derzeit angewendete Lösungen. Mit Hilfe von Lastflussberechnungen werden Betriebszustände analysiert und die Pla-

nung überprüft. Auf Basis der anschließenden Kurzschlussberechnung werden Lösungen für die Umsetzung der Schutztechnik vorgeschlagen.

Als Abschluss werden wesentliche Fahrweisen der Gesamtanlage untersucht, welche in der Praxis je nach Einsatzzweck und den Rahmenbedingungen des Betreibers angewendet werden können. Der Autor wünscht sich, durch die erarbeiteten Planungs- und Analyseergebnisse einen hilfreichen Beitrag zum weiteren Ausbau der Wasserstofftechnologien und Abbau der fossilen Energieabhängigkeiten Österreichs sowie Europas geschaffen zu haben.

Abstract

This thesis deals with planning of a hydrogen production plant coupled to the medium-voltage grid to participate in the control energy market. First and foremost, essential electrical and process engineering equipment is determined. The industrial network and the protection concept are developed with the help of electrical engineering considerations based on the guidelines, standards and regulations for network operation valid in Austria. NEPLAN is used to simulate the basic operating modes of the facility. Hydrogen is produced using two procedures: firstly, by the thermochemical process of biomass gasification and steam reforming; secondly, by the electrical electrolysis of electricity from the integrated photovoltaic system and negative secondary control energy from the grid. The electrical electrolysis process is designed to produce a quarter of the maximal hydrogen production of 200kg/h. The thermochemical process provides the rest. The centerpiece of the plant for the thermochemical conversion is the fluidized bed gasifier, which is based on the FICFB gasification process developed at the TU Vienna. The electrolysis draws the power from the photovoltaic system, the electricity surplus from the grid and the combined heat and power plant. The generation peaks of the photovoltaic system and the allocated excess power on the upstream medium-voltage grid are temporarily stored in a battery system and converted to hydrogen at lower generation in the electrolysis plant. The grid integration of the system into the medium-voltage grid is carried out by the *LINK* model, which is much simpler compared to the current integration solutions. With the help of load flow calculations, operating states are analyzed and the planning checked. Based on the short-circuit calculations, suggestions for implementing the discussed protection technology are given. In conclusion, essential driving styles of the entire system are examined, which in practice depends on the intended use and the general conditions of the operator can be applied. Through the developed planning and analysis of the

hydrogen production plant, the author wishes results to be helpful for the further expansion of hydrogen technologies and reduce created fossil energy dependencies in Austria and Europe.

Inhaltsverzeichnis

Symbolverzeichnis		xvii
1 Einleitung		1
1.1 Ausgangssituation		1
1.2 Motivation		2
1.3 Zielsetzungen		2
1.3.1 Hauptziele		3
1.3.2 Zusatzziele		3
1.4 Umfang		4
1.5 Struktur der Arbeit		4
2 Technische Grundlagen		6
2.1 Wasserstoff		6
2.1.1 Klassifizierung von Wasserstoff		7
2.2 Wasserelektrolyse		8
2.2.1 Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse		10
2.2.1.1 Leistung und Effizienz		10
2.2.1.2 Dynamik		10
2.2.1.3 Möglichkeiten		11
2.2.1.4 Prognose		12
2.3 Biomassevergasung		15
2.3.1 FICFB-Verfahren		15
2.3.2 Dampfreformierung		16
2.3.3 CO-Shift		16
2.4 Photovoltaik		16
2.5 Blockheizkraftwerk		17
2.6 <i>LINK</i> -Modell		18

3	Rahmenbedingungen	19
3.1	Umweltschutz	19
3.1.1	Emissionen	19
3.1.2	Standortwahl	20
3.2	Technische Rahmenbedingungen	21
3.2.1	Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbereich	21
3.2.2	Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger	22
3.2.3	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen	22
3.2.4	TOR Teil C Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV	23
3.2.4.1	Anschlussbedingungen	23
3.2.5	TOR Teil D2 Richtlinie zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen	24
3.2.5.1	relative Spannungsänderung	24
3.2.5.2	Schaltbedingte Spannungsänderung	25
3.2.5.3	Flicker	25
3.2.5.4	Kommutierungseinbrüche	25
3.2.6	TOR D4 Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen	26
3.2.6.1	TOR D4 Erzeuger Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen des Typs B	26
3.2.7	Vermeidung von Großstörungen	31
3.2.8	EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen	33
3.3	Sekundärregelreserve	33
4	Bemessung verfahrenstechnischer Betriebsmittel	35
4.1	Konzeptvorstellung	35
4.2	Gaszusammensetzungen	38
4.2.1	Produktgas	38
4.2.2	Rauchgas	38
4.3	Volumen und Massenströme	38
4.3.1	Berechnung über ideale Gaseigenschaften	39
4.3.2	Stoff- und Energiebilanz Wasserquenche	39
4.3.3	Stoff- und Energiebilanz Wärmetauscher	40
4.3.4	Ergebnisse Volumen und Massenströme	40
4.4	Leistungsberechnung der Betriebsmittel	42
4.4.1	Feuerungsleistung und Holzbedarf	42

4.4.1.1	Leistungsbedarf Holzzerkleinerer	42
4.4.1.2	Leistungsbedarf Schnecke	43
4.4.2	Blockheizkraftwerk	43
4.4.3	Lüfter und Gebläse	44
4.4.4	Verdichter	46
4.4.5	Pumpen	48
4.4.6	Elektrolyseanlage	50
5	Bemessung elektrischer Betriebsmittel	51
5.1	Grundkonzept Energieversorgung	51
5.2	Synchronmaschine	53
5.3	Transformator	54
5.3.1	Netztransformator	54
5.3.2	Eigenbedarfstransformator	55
5.4	Unterbrechungsfreie Stromversorgung	56
5.5	Batterieanlage	57
5.6	Allgemeine Verbraucher	57
5.7	Photovoltaikanlage	58
5.7.1	Modelle und Annahmen	58
5.7.2	Erzeugungsprofile	60
5.8	Kabeldimensionierung	63
5.8.1	Niederspannung	63
5.8.2	Mittelspannung	64
5.8.3	Leitungswiderstand	65
5.8.4	Kapazitätsbelag	65
5.8.5	Induktivitätsbelag	66
5.8.6	Induktivitätsbelag im Nullsystem	66
5.8.7	Widerstandsbelag im Nullsystem	66
5.9	Blindleistungshaushalt	66
5.9.1	Spannungsstabilität	67
5.9.2	Resonanzerscheinungen	69
5.9.3	Auslegung Kondensatorbatterieanlage	71
6	Modellierung der Betriebsmittel	73
6.1	Transformator	73
6.1.1	Modell für Lastflusssimulation	73
6.1.2	Modell für Kurzschlussberechnung	74
6.2	Leitungen	75
6.3	Asynchronmaschine	77
6.3.1	Asynchronmaschine direkt am Netz	77

6.3.1.1	Modell für Lastflusssimulation und Motorhochlauf	77
6.3.1.2	Modell für Kurzschlussberechnung	79
6.3.2	Asynchronmaschine mit Frequenzumrichter	79
6.3.2.1	Modell für Lastflusssimulation	79
6.3.2.2	Modell für Kurzschlussberechnung	80
6.4	Synchronmaschine	80
6.4.1	Modell für Lastflusssimulation	80
6.4.2	Modell für Kurzschlussberechnung	81
6.5	Elektrolyseanlage	81
6.5.1	Modell für Lastflusssimulation	82
6.5.2	Modell für Kurzschlussberechnung	82
6.6	Unterbrechungsfreie Stromversorgung	82
6.6.1	Modell für Lastflusssimulation	82
6.6.2	Modell für Kurzschlussberechnung	82
6.7	Batterieanlage	82
6.7.1	Modell für Lastflusssimulation	82
6.7.2	Modell für Kurzschlussberechnung	83
7	Simulation und Überprüfung der elektrischen Betriebsmittel	84
7.1	Netzparallelbetrieb – bestimmungsgemäßer Betrieb	84
7.1.1	Szenario Bezug negativer sekundärer Regelleistung	84
7.1.2	Szenario geringster Leistungsfluss	85
7.1.3	Szenario maximale Photovoltaik Einspeiseleistung	85
7.2	Betrieb im Fehlerfall	86
7.2.1	Betrieb Verfahrenstechnik und Elektrolyseanlage mit Netzstrom	86
7.2.2	Szenario Ausfall Blockheizkraftwerk	86
7.3	Stillstandsbetrieb	87
7.3.1	Szenario Ausfall Wasserstoff erzeugende Anlagen bei maximaler Photovoltaik Einspeiseleistung	87
7.4	Motoranlauf	87
7.5	Dynamische Analyse	90
8	Kurzschlussberechnung und Schutzmaßnahmen	92
8.1	Kurzschlussberechnungsverfahren Theorie	92
8.1.1	IEC909 1988	92
8.1.2	IEC60909 Ed. 2. 2016	93
8.1.2.1	Innenimpedanz Netz	93
8.1.2.2	Innenimpedanz Transformator	94
8.1.2.3	Innenimpedanz Synchronmaschine	94

8.1.2.4	Innenimpedanz Asynchronmaschine	94
8.1.2.5	Innenimpedanz Asynchronmaschine mit Um- richter	94
8.1.2.6	Ersatzquelle Photovoltaikanlage	95
8.1.3	Kurzschlusskenngrößen	95
8.2	Einfluss von Motoren am Kurzschlussstrom	96
8.3	Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt	97
8.4	Kurzschlussleistung an den Sammelschienen	97
8.4.1	Minimale Kurzschlussleistung	97
8.4.2	Maximale Kurzschlussleistung	98
8.5	Kurzschlussberechnung	99
8.5.1	Dreipoliger Kurzschlussstrom	99
8.5.2	Zweipoliger Kurzschlussstrom ohne Erdberührung	101
8.5.3	Zweipoliger Kurzschlussstrom mit Erdberührung	101
8.5.4	Einpoliger Erdschluss	104
8.5.5	Einpoliger Kurzschluss	108
8.6	Schutzmaßnahmen	111
8.6.1	Generator	111
8.6.2	Transformator	112
9	Analyse des Betriebsverhaltens bei Netzkopplung	114
9.1	Netzkopplung anhand des <i>LINK</i> -Modells	114
9.1.1	Spannungshaltung durch Blindleistungsregelung	115
9.1.2	Frequenzerhaltung durch Wirkleistungsregelung	116
9.2	Szenarien Auslastung Elektrolyseanlage	118
9.2.1	Vereinfachungen	118
9.2.2	Szenario 1: Batterie	118
9.2.3	Szenarien: Betrieb mit BHKW-Leistungsanpassung	123
9.2.3.1	Szenario 2: Batterie Vorzug	123
9.2.3.2	Szenario 3: BHKW Vorzug	127
9.2.4	Szenario 4: BHKW Vorzug mit Nutzung von negativer Residuallast	131
9.2.5	Fazit und Auswahl Batteriespeichergröße	136
10	Zusammenfassung und Ausblick	138
	Abbildungsverzeichnis	148
	Tabellenverzeichnis	151
	Literatur	153

Contents	x
Glossar	154
Akronyme	156
Anhang	159
A Prozessschema	160
B Plan Dachflächenkonstellation	162
C Kabelberechnung	164
D Lastflussberechnung	166
E Kurzschlussberechnung	175

Symbolverzeichnis

Allgemein

- h spezifische Enthalpie
 H_u unterer Heizwert
 $H_{u(wf)}$ unterer Heizwert wasserfrei
 P_{el} elektrische Leistung
 P_{th} thermische Leistung

Kabeldimensionierung

- α Temperaturkoeffizient
 Δu Spannungsabfall
 ϵ Permittivität
 η Geometrieabhängiger Hilfsparameter zur Berechnung von k_{sR}
 κ Stoßfaktor
 μ Permeabilität
 ω Kreisfrequenz
 d Leiterabstand
 I''_{k3p} dreipoliger Anfangs-Kurzschlusswechselstrom
 I_{th} thermische wirksamer Kurzzeitstrom

k_{sL}	induktiver Stromverdrängungsfaktor
k_{sR}	resistiver Stromverdrängungsfaktor
m	Faktor für den Wärmeeffekt des Gleichstromanteils
n	Faktor für den Wärmeeffekt des Wechselstromanteils
R	Radius Leitungs­bündel
r	Leiterradius
$R'(\vartheta)$	Längenbezogener temperaturabhängiger Widerstand
R'_E	längenbezogener Erdungswiderstand
S_{th}	thermische Kurzzeitnennstromdichte
t_k	Abschaltzeit
t_{kr}	Bemessungsabschaltzeit

Lüfter und Gebläse

\dot{V}_g	Volumenstrom
$\eta_{(-\kappa)}$	isentropen Gütegrad
κ	Isentropenexponent des Gases
p_D	Druck Druckseite
p_S	Druck Saugseite
$P_{L,F}$	Förderleistung Lüfter
T_0	Anfangstemperatur
T_1	Temperatur nach Temperaturänderung
V_A	Volumen bei Temperatur T_A
V_E	Volumen bei der Temperatur T_E

Verdichter

η_n	Gütegrad Verdichter
$\eta_{VD,el}$	elektrischer Wirkungsgrad Verdichter

γ_V	Volumenfaktor
ε_{Sch}	relativer Schadraum
n	Polytropenexponent des Gases
p_D	Druck Druckseite
p_S	Druck Saugseite
$P_{VD,th}$	innere Leistung Verdichter
$V_{g,H}$	spezifisches Volumen des Gases
V_{Hub}	gesamter Hubraum
V_{Sch}	Schadraum

Pumpe

H_F	Förderhöhe
H_{geo}	geodätische Höhe
H_{RV}	Reibungsverluste
$P_{Pumpe,el}$	elektrische Leistung Pumpe
$P_{Pumpe,F}$	theoretische Pumpenleistung

LINK-Begriffe

$\mathbf{Cns}_{NbrMS}^{CP}$	Blindleistungsvorgabe am Grenzknoten zum Mittelspannungsnetz
\mathbf{DiC}_{RPD}^{MS}	Direkte Steuerung der Geräte zur Blindleistungsbereitstellung im Mittelspannungsnetz
\mathbf{PC}_{Pr}^{CP}	Sollwerte für Spannung und Blindleistung der primären Regelung von Erzeugern in der kundenspezifischen Anlage
\mathbf{PC}_{RPD}^{CP}	Sollwerte der primären Regelung der kundenspezifischen Anlage für die Schalterstellungen der Kondensatorbatterieanlage (KOBA)
\mathbf{PC}_{St}^{CP}	Sollwerte für Spannung und Blindleistung der primären Regelung von Speichern in der kundenspezifischen Anlage
\mathbf{SC}_{NbrCP}^{MS}	Sollwerte der sekundären Blindleistungsregelung von benachbarten kundenspezifischen Anlagen

SC_{NbrNS}^{MS} Sollwerte der sekundären Blindleistungsregelung von benachbarten Niederspannungsnetzen

H_zWSC Sekundäre Wirkleistungsregelung

$VvSC$ Sekundäre Blindleistungsregelung

$WCns_{NbrH_s}^{CP}$ Wirkleistungsvorgabe am Grenzknoten zum benachbarten Hochspannungsnetz

WPC_{Pr}^{CP} Sollwerte für Wirkleistung der primären Regelung von Erzeugern in der kundenspezifischen Anlage

WPC_{St}^{CP} Sollwerte für Wirkleistung der primären Regelung von Speichern in der kundenspezifischen Anlage

WSC_{NbrCP}^{MS} Sollwerte der sekundären Wirkleistungsregelung von benachbarten kundenspezifischen Anlagen

WSC_{NbrNS}^{MS} Sollwerte der sekundären Wirkleistungsregelung von benachbarten Niederspannungsnetzen

Leitungsmodell

γ Übertragungsmaß

C' Auf Länge bezogene Querkapazität

G' Auf Länge bezogener Querleitwert

L' Auf Länge bezogene Induktivität

R' Auf Länge bezogene Resistanz

Z_W Wellenimpedanz

Bemessung elektrischer Betriebsmittel

AL Auslastung

f_P Exponent spannungsabhängige Leistungsaufnahme Wirkanteil

f_Q Exponent spannungsabhängige Leistungsaufnahme Blindanteil

f_{Sperr} Sperrfrequenz

I_2 Auslösestrom / großer Prüfstrom der Schutzeinrichtung

I_B	Betriebsstrom
I_n	Bemessungsstrom der Schutzeinrichtung
I_v	Oberschwingungsströme der Ordnung v
I_Z	zulässige Dauerstrombelastbarkeit des Kabels
P_2	wirksame Wirkleistungsaufnahme der Last
$P_{2,n}$	Wirkleistungsaufnahme der Last wenn die Klemmenspannung ihrem Normwert $U_{2,n}$ entspricht
P_{avg}	Durchschnittlicher flächenbezogener Gebäudeleistungsbedarf
$P_{USV,in}$	Eingangsleistung USV
$P_{USV,out}$	Ausgangsleistung USV
Q_2	wirksame Blindleistungsaufnahme der Last
$Q_{2,n}$	Blindleistungsaufnahme der Last wenn die Klemmenspannung ihrem Normwert $U_{2,n}$ entspricht
S''_k	Kurzschlussleistung
$S_{TRA,N}$	Bemessungsscheinleistung Netztransformator
$S_{TRA_{EB},N}$	Bemessungsscheinleistung Eigenbedarftransformator
X_C	Kondensatorreaktanz
X_Q	Innenreaktanz des Netzes am Anschlusspunkt Q

Photovoltaik

α_Z	Azimutwinkel
λ_{geo}	geographische Länge
ϕ_{geo}	geographische Breite
G	Bestrahlungsstärke
G'	Bestrahlungsstärke bezogen auf G_{STC}
G_{STC}	Bestrahlungsstärke bei standardisierten Testbedingungen $G_{STC} = 1000W/m^2$

T' Modultemperatur relativ zu T_{STC}

T_{amb} Außentemperatur

T_{mod} Modultemperatur

T_{STC} Temperatur bei standardisierten Testbedingungen $T_{STC} = 25^\circ C$

Rohrleitungs- und Instrumentenfließschema

ASM Asynchronmaschine

LT Leitung

Pumpe Pumpe

SM Synchronmaschine

TR Transformator

VD Verdichter

VENT Ventilator, Gebläse

WT Wärmetauscher

Fördertechnik

λ_{VWBW} Verschiebewiderstandsbeiwert

g Fallbeschleunigung

H_F Förderhöhe

I_m Massenstrom

L_{Sch} Schneckenlänge

Modell Transformator

I_0 Leerlaufstrom in % bezogen auf S_r und U_{r1}

P_{Fe} Eisenverluste in kW

S_r Nennscheinleistung in MVA

$U_{kr}(0)$ Kurzschlussspannung im Nullsystem in % bezogen auf S_r und U_{r1}

$U_{kr}(1)$ Kurzschlussspannung im Mitsystem in % bezogen auf S_r und U_{r1}

$U_{Rr}(0)$ Kupferverluste im Nullsystem in % bezogen auf S_r und U_{r1}

$U_{Rr}(1)$ Kupferverluste im Mitsystem in % bezogen auf S_r und U_{r1}

Z_{e2} Erdungsimpedanz auf Seite 2

Technische Rahmenbedingungen

Δu relative Spannungsänderung

d Schaltbedingte Spannungsänderung

d_{Kom} relative Kommutierungseinbruchstiefe

P_{lt} Langzeit-Flickerstärke

r Wiederholrate

Modell Asynchronmaschine

$\cos(\varphi)$ Leistungsfaktor

$\cos(\varphi_{an})$ Leistungsfaktor bei Anlauf

$\cos(\varphi_{st})$ Leistungsfaktor bei festgebremsten Rotor

h_a Hilfsfaktor

h_b Hilfsfaktor

h_c Hilfsfaktor

h_d Hilfsfaktor

I_a Anlaufstrom

I_r Bemessungsstrom

M_a Anlaufmoment

M_k Kippmoment

M_r Bemessungsmoment

R'_r bezogener Rotorwiderstand

R_S Statorwiderstand

s Schlupf

s_r Bemessungsschlupf

X_σ Streufeldreaktanz

X_h Hauptfeldreaktanz

Modell Synchronmaschine

x''_d bezogene gesättigte subtransiente Reaktanz in d Richtung

x''_q bezogene gesättigte subtransiente Reaktanz in q Richtung

X_E Erdungsreaktanz

Schutztechnik

c Spannungsfaktor

I_b Ausschaltwechselstrom

I_{dc} Gleichstromanteil des Kurzschlussstroms

I_{k1p} einpoliger Kurzschlussstrom

I_{k2p} zweipoliger Kurzschlussstrom

I_{k3p} dreipoliger Kurzschlussstrom

I''_k Anfangs-Kurzschlusswechselstrom

I_{LR} symmetrischer Anzugsstrom an den Klemmen eines Asynchrongenerators oder -motors

I_p Stoßkurzschlussstrom

I_{th} thermisch Wirksamer Kurzschlussstrom

S''_k Kurzschlussleistung

u_{kr} Kurzschlussspannung Transformator

KAPITEL 1

Einleitung

1.1 Ausgangssituation

Aufgrund von Klima- und Umweltschutzgründen, politischen sowie volkswirtschaftlichen Nutzen strebt Europa in Richtung Dekarbonisierung. Dazu wurde Wasserstoff von der EU als Energieträger für Sektoren bestimmt, welche sich nicht für die Elektrifizierung eignen. Aus diesem Grund ist ein intensiver Ausbau und eine Weiterentwicklung dieser Technologie zu erwarten. Laut der Wasserstoffstrategie der EU sollen von 2020 bis 2024 mindestens 6 GW Elektrolyseleistung und die Erzeugung von 1 Million Tonnen erneuerbarer Wasserstoff unterstützt werden. Von 2025 bis 2030 sollen 40GW Elektrolyseleistung installiert und 10 Millionen Tonnen erneuerbarer Wasserstoff erzeugt werden. [Tim McPHIE, 2020] Wasserstoff kann unter anderem aus Biomasse wie Holz gewonnen werden. Holz ist ein lokales Gut in Österreich und deren Nutzung trägt zur lokalen Wirtschaft bei, wohingegen sich bei der Nutzung von z.B. Erdgas oder Öl nur eine geringe lokale Wertschöpfung ergibt. In Wien müssen 100% des Erdgases importiert werden, in Österreich ca. 85%. [Vogl, Geier und Kinsperger, 2019] Derzeit werden etwa 18.6% der primären Heizsysteme in Österreich mit Holz, Hackschnitzel, Pellets oder Holzbriketts betrieben. Spitzenreiter ist Burgenland mit 34.4% gefolgt von Kärnten mit 28.68%. [AUSTRIA, 2019] Ein frühzeitiger Ausbau von Biomassetystemen würde das Risiko von Versorgungsengpässen minimieren. Damit ist gemeint, dass im Laufe der nächsten Jahre das Preisniveau fossiler Energieträger laufend ansteigen wird und eine sprunghafte Steigerung der Nachfrage an Biomasseprodukten erwartet wird, was zu Engpässen führen könnte. Weiters würden bei einem Umstieg Treibhausgase reduziert und die Abhän-

gigkeit von fossilen Energieträgern gesenkt werden. Auch würde das Handelsbilanzdefizit gesenkt und die Preisstabilität der Brennstoffe erhöht werden. Zusätzlich würden strukturschwache Regionen an Arbeitsplätzen gewinnen. Auf der anderen Seite würden dem Plus an Einkommensabgaben der Entfall von Energiesteuern gegenüberstehen. Kommt es zu einer Steigerung der Preise fossiler Energieträger, erhöhen sich die positiven Effekte, während sich auch noch bei niedrigen Preisen positive volkswirtschaftliche Effekte einstellen. Biomasse ist daher eine Absicherung gegen die negativen Folgen hoher Preise fossiler Energieträger. [Haas und Kranzl, 2002]

1.2 Motivation

Die Prognosen in Abschnitt 1.1 sowie Abschnitt 2.2.1.4 und die derzeitige Entwicklung in der Politik lassen den Schluss zu, dass in Zukunft sehr große Investitionen in die Entwicklung und den Ausbau der Wasserstofftechnologie fließen werden. Für Österreich ist es demzufolge von wirtschaftlichem Interesse, Potentiale als Wasserstoffstandort zu schaffen und den Wettbewerb zu sichern. [Prof. DI Dr. Alfons Haber MBA, 2021] Für Österreich könnte der Aufbau einer Elektrolyseleistung von 1GW bei Investitionskosten von 937.4 Millionen Euro 4791 vollzeitäquivalente Arbeitsplätze im Zeitraum von 2020–2030 schaffen und eine Bruttowertschöpfung von 367.9 Millionen Euro generieren. [Helmenstein und Kleissner, 2020] Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geht europaweit von 5.4 Millionen Arbeitsplätzen und 800 Milliarden Euro Jahresumsatz bis 2050 und einen jährlich weltweiten Wasserstoffverbrauch von 600 Milliarden Kubikmetern aus. [BMW, 2021] Die prognostizierten Investitionssummen, die hohe prognostizierte Nachfrage und der damit verbundene Fachkräftebedarf lassen auf eine intensive Forschung und Weiterbildungsprojekte im Themenfeld Wasserstoff schließen, um für Kleinprojekte sowie auch europäische Großprojekte den Bedarf decken zu können. [BMW, 2020] Aus den genannten Gründen wird in dieser Diplomarbeit ein Wasserstoffkonzept vorgestellt und einige Punkte vertiefend näher betrachtet.

1.3 Zielsetzungen

Das primäre Ziel dieser Arbeit ist die ganzheitliche Entwicklung einer Wasserstoffproduktionsanlage und deren elektrotechnische Modellierung in einer dezentralen Stromnetzarchitektur. Insgesamt soll die Wasserstoffproduktionsmenge bei etwa 200kg/h liegen. Der Anteil des aus Elektrolyse gewonnenen

Wasserstoffs soll aufgrund der großen Schwankungen der erneuerbaren Energieerzeugungsanlage (EEA) im Tages- und Jahresverlauf etwa 50kg/h und jener aus Biomasse 150kg/h betragen. Die Biomasseumsetzung zu Wasserstoff wird anhand des Fast Internal Circulating Fluidised Bed (FICFB) Vergasungsverfahrens durchgeführt. Dazu wird ein vorhandenes Prozessschema auf eine Wasserstoffproduktionsleistung von 150kg/h hochskaliert und die Leistungen der elektrischen Betriebsmittel (BM) bestimmt. Der erforderliche Strom für die Verbraucher des Prozesses wird durch das Blockheizkraftwerk (BHKW), der Leistungsbedarf der Elektrolyseanlage (ELA) durch die Photovoltaikanlage und das BHKW gedeckt. Bei negativem Residuallastbezug nimmt die ELA die entsprechende Leistung aus dem Netz auf. Bei Bedarf wird das BHKW sowie die Photovoltaikanlage (PVA) gedrosselt. Die Erzeugungsspitzen der PVA sowie Stromüberschuss am vorgelagerten Mittelspannungsnetz werden in einer Batterieanlage (BA) gespeichert und bei niedriger Erzeugung in der ELA zu Wasserstoff umgewandelt. Das elektrotechnische Modell soll auf Basis des *LINK*-Modells aufgebaut werden.

1.3.1 Hauptziele

- Entwickeln eines verfahrenstechnischen Prozessschemas zur thermochemischen Herstellung von Wasserstoff mittels FICFB Vergaser und Wasserdampfpreformierung für eine Wasserstoffproduktionsleistung von etwa 150kg/h
- Volumen- und Massenströme berechnen und elektrische Maschinen für den Prozess auslegen
- Integration einer PVA in das Industrienetz (IN) zur Deckung einer ELA mit einer Erzeugungsleistung von 50kg/h
- Es soll das IN für die Anlage entwickelt werden
- Modellierung des IN nach dem *LINK*-Modell (*LINK*)
- Validierung des elektrotechnischen Konzepts mittels Lastfluss- und Kurzschlussberechnung in NEPLAN Netzberechnungsprogramm[©] (NEPLAN).
- Normgemäße Bestimmung der Schutztechnik

1.3.2 Zusatzziele

- Berechnung des Erzeugerprofils der PVA für einen Standort in Österreich

- Auslegung der ELA
- Integration einer BA

1.4 Umfang

Zuerst soll ein verfahrenstechnisches Konzept erarbeitet werden, welches eine potentiell hohe Wasserstoffproduktionsleistung bei vertretbarem Aufwand vermuten lässt. Für die sich daraus ergebende Verfahrenstechnische Anlage (VTA) werden die Volumen- und Massenströme bestimmt. Im Anschluss werden daraus die erforderlichen elektrischen BM wie Pumpen, Verdichter und Gebläse ermittelt. PVA sind heutzutage gängige Praxis. Auf Basis vorgegebener Dachflächen soll eine PVA dimensioniert und integriert werden. Im nächsten Schritt wird das elektrotechnische Konzept entwickelt, welches einen stabilen Betrieb der VTA sowie der ELA ermöglicht. Anschließend wird die Anlage auf Basis des *LINK*-Modells dargestellt und in NEPLAN werden wesentliche Betriebszustände berechnet und ausgewertet. Im nächsten Schritt werden anhand von Kurzschlussberechnungen und gängigen Normen Überlegungen zur Schutztechnik der Anlage angestellt. Im letzten Schritt werden verschiedene Betriebsszenarien in Abhängigkeit von Batteriegröße und negativem Residuallastbezug analysiert.

1.5 Struktur der Arbeit

In dieser Arbeit wird im zweiten Kapitel »Technische Grundlagen« die Basis der zu entwickelnden Anlage gelegt. Es werden die Kernkomponenten bestehend aus Vergaser, Reformer, BHKW, Photovoltaik und Elektrolyse erläutert. Zudem wird auf das *LINK*-Modell, den derzeitigen Wasserstoffherzeugungsmarkt, deren Prognosen und die erwartbare Preisentwicklung von Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL)-ELAs eingegangen. Das dritte Kapitel »Rahmenbedingungen« stellt Umgebungsbedingungen, rechtliche Auflagen zum Umweltschutz sowie rechtlich bindende Vorgaben für den Netzanschluss vor. Im vierten Kapitel »Bemessung verfahrenstechnischer Betriebsmittel« wird kurz das Konzept und die BM der VTA vorgestellt. Im Anschluss folgt die Massen- und Volumenstromberechnung. Darauf aufbauend wird die Feuerungsleistung des Vergasers bestimmt sowie die BM ausgelegt um die vorgegebene Funktion der VTA zu erreichen. Im fünften Kapitel »Bemessung elektrischer Betriebsmittel« werden die elektrischen BM definiert und ausgelegt. Weiters wird das Konzept der Energieversorgung entwickelt und das sich daraus ergebende *LINK*-Modell grafisch dargestellt. Im

sechsten Kapitel »Modellierung der Betriebsmittel« wird die für die Berechnung zu Grunde liegende Modellierung für die verwendeten BM vorgestellt. Im siebenten Kapitel »Simulation und Überprüfung der elektrischen Betriebsmittel« werden Lastflussberechnungen verschiedener Betriebsszenarien in NEPLAN analysiert. Besonderes Augenmerk liegt hier an Grenzzuständen, welche die Anlage besonders belasten. Im Anschluss werden im Kapitel »Kurzschlussberechnung und Schutzmaßnahmen« Grundlagen zu betreffenden Normen vorgestellt, Überlegungen zur möglichen Schutztechnik angestellt und Fehlerstromberechnungen in NEPLAN durchgeführt. Im letzten Kapitel »Analyse des Betriebsverhaltens bei Netzkopplung« wird die Kopplung der Anlage mit dem Mittelspannungsnetz untersucht und wesentliche Betriebsszenarien bei variabler Batteriegröße analysiert. Abschließend sind im Kapitel »Zusammenfassung und Ausblick« Schlussfolgerungen formuliert.

KAPITEL 2

Technische Grundlagen

2.1 Wasserstoff

Wasserstoff ist ein zweiatomiges Molekül. Das Gas ist farb- und geruchlos und kommt auf der Erde praktisch nur in Form von Wasser, Kohlenwasserstoffen oder in Mineralien vor. [Töpler und Lehmann, 2017] Derzeit bestehen mehrere Möglichkeiten, Wasserstoff technisch mit einem bestimmten Reinheitsgrad zu erzeugen. Zur Herstellung von Wasserstoff gibt es unter anderem die Vergasung und Vergärung von festen Brennstoffen, die Reformierung von Kohlenwasserstoffen, in der Kohlendioxid und Kohlenmonoxid als Abfallprodukt anfallen, die Wasserelektrolyse, die Pyrolyse, welche Erdgas in Wasserstoff und festen Kohlenstoff zerlegt, die Chlor-Alkali-Elektrolyse zur Erzeugung von Chlor, Natron- bzw Kalilauge mit Wasserstoff als Nebenprodukt und die thermochemischen, photobiologischen und photoelektrochemischen Wasserspaltungsverfahren. [Roeb, Brendelberger, Rosenstiel, Agrafiotis, Monnerie, Budama und Jacobs, 2020] [Horng und Kalis, 2020] Grundlegende Eigenschaften des Wasserstoffs sind in Tabelle 2.1 dargestellt.

Tabelle 2.1: Grundlegende Eigenschaften des Wasserstoffs aus [Töpler und Lehmann, 2017]

Eigenschaft	Wert	Einheit
Dichte gasförmig	0,0899	kg/Nm ³
Dichte flüssig	70,79	kg/m ³
Schmelztemperatur	14,1	K
Siedetemperatur	21,15	K
Unterer Heizwert	3	kWh/Nm ³ (volumetrisch)
	33,33	kWh/kg (gravimetrisch)
	2,79 (verflüssigt)	kWh/l
Oberer Heizwert	3,5	kWh/Nm ³
molare Masse	2,016	g/mol
spezifische Gaskonstante R	4,125	kJ/(kgK)
Isentropenexponent κ	1,409	–

2.1.1 Klassifizierung von Wasserstoff

Der Wasserstoff wird je nach Ausgangsstoffen und Erzeugungstechnologie klassifiziert. Dies dient wohl auch dazu, klimaschützende Verfahren positiv zu zertifizieren und das eine vermehrte Nutzung von Wasserstoff nicht zu Lasten des Klimaschutzes geht. [Roeb, Brendelberger, Rosenstiel, Agrafiotis, Monnerie, Budama und Jacobs, 2020] Eine der umfassendsten Klassifizierungen wird in [Hornig und Kalis, 2020] nach folgender Struktur aufgeschlüsselt und ist in Abbildung 2.1 grafisch dargestellt:

- **Schwarzer Wasserstoff:** Herstellung aus Steinkohle
- **Brauner Wasserstoff:** Herstellung aus Braunkohle
- **Grauer Wasserstoff:** Herstellung aus Erdgas (gewöhnlich über Dampferformierungsprozess)
- **Blauer Wasserstoff:** Herstellung aus Erdgas, jedoch mit Speicherung des CO₂
- **Türkiser Wasserstoff:** Herstellung über Methanpyolyse von Methan in Wasserstoff und festen Kohlenstoff
- **Grüner Wasserstoff:** Herstellung des Wasserstoffs aus erneuerbaren Quellen
- **Orangefarbener Wasserstoff:** Herstellung des Wasserstoffs aus Bioenergie. Bioenergie ist kohlenstoffneutrale Energie aus organischen Stoffen

fen wie Biomasse, Biokraftstoff, Biogas oder Biomethan. Als Unterscheidung zu erneuerbaren Quellen basiert Bioenergie auf organischen Materialien, erneuerbare Quellen sind unbegrenzt.

- **Roter Wasserstoff:** Herstellung mit Kernenergie
- **Weißer Wasserstoff:** Wasserstoff aus natürlichen Vorkommen

Schwarz	Steinkohle
Braun	Braunkohle
Grau	Erdgas
Weiß	Natürliche Vorkommen
Blau	Fossile Energieträger + CCS
Rot	Kernenergie
Orange	Bioenergie
Türkis	Methanpyrolyse
Grün	Erneuerbare Energien

Abbildung 2.1: Eigene Darstellung: Farbenlehre Wasserstoff nach [Hornig und Kalis, 2020]

2.2 Wasserelektrolyse

Bei der Wasserelektrolyse wird mit elektrischen Strom Wasser nach der Reaktionsgleichung 2.1 in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt.



Nach heutigem Stand gibt es die etablierte Alkalischer Elektrolyse (AEL), welche schon seit etwa 100 Jahren im Einsatz ist, die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL), welche sich durch einen guten Teillastbetrieb, Produktgasreinheit, gutes dynamisches Verhalten und Betrieb unter Druck auszeichnet, und die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL), welche bei hohen Betriebstemperaturen eine deutlich höhere Effizienz erreicht, sich aber noch in Entwicklung befindet. [Roeb, Brendelberger, Rosenstiel, Agrafiotis, Monnerie, Budama und Jacobs, 2020] Eine Gegenüberstellung der drei Technologien findet sich in Tabelle 2.2 nach [Hebling, 2019]. In [Milanzi, Spiller, Grosse, Hermann, Kochems und Müller-Kirchenbauer, 2018] wird der Systemwirkungsgrad von AEL mit 68%, von PEMEL mit 70% und von HTEL mit 82% beziffert.

2. Technische Grundlagen

Tabelle 2.2: Elektrolyseverfahren nach [Hebling, 2019]

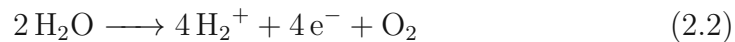
	AEL	PEMEL	HTEL
Investitionskosten	900 – 1500€/kW _{el}	1000 – 2000€/kW _{el}	> 3000€/kW _{el}
Systemwirkungsgrad	51% – 60%	46% – 60%	75% – 80%
Temperaturbereich	50 – 90°C	50 – 80°C	700 – 900°C
Vorteile	Hohe Lebensdauer, ausgereift	Kompakte Bauweise, Eignung zum Druckbetrieb, hohe Dynamik bei schnellem Lastwechsel	Guter elektrischer Wirkungsgrad wenn vor Ort Prozesswärme von +200°C vorliegt (Kopplung mit Industrieprozessen)
F&E Potential	Hohe Strom und Leistungsdichte	<ul style="list-style-type: none"> – alternative Membrantechnologien – Senkung Bedarf an Edelmetallen – passende Recyclingkonzepte 	<ul style="list-style-type: none"> – Erhöhung Langzeitstabilität und Zyklusfestigkeit – Kostengünstigere Zellherstellung – Zellen höherer Leistung

F&E Potential für alle:

- Energetische und ökonomische Optimierung von peripheren Anlagenkomponenten
- Gasaufbereitung

2.2.1 Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse

In dieser Abhandlung kommt die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL) zum Einsatz und wird im Folgenden näher erklärt. Der Aufbau der PEMEL-Zelle ist in Abbildung 2.2 schematisch dargestellt. An der Anodenseite wird Wasser nach der Reaktionsgleichung 2.2 zerlegt und Sauerstoff abgegeben. Die Polymer-Membran leitet die Wasserstoffkerne zur Kathode durch. An der Kathodenseite wird Wasserstoff nach der Reaktionsgleichung 2.3 gebildet. Direkt an der Membran befindet sich auf der Anodenseite ein Katalysator wie Iridium und auf der Kathodenseite Platin. Die poröse leitfähige Schicht leitet den Strom direkt zur Katalysatorschicht und lässt einen Wasser- und Gastransport durchs Material zu.



2.2.1.1 Leistung und Effizienz

Für die PEMEL gibt es schon seit 2015 Anlagen mit Eingangsleistungen über 1 MW_{el}, deren Mediansystemeffizienz bei 70% liegt. Hersteller bieten derzeit schon Anlagen mit einer Anlageneffizienz von 75% und Minimallast 5% Nennleistung im zweistelligen Megawatt-Bereich an. [Siemens, 2018a]

2.2.1.2 Dynamik

Elektrolyseure können von ihrer Nennlast abweichend betrieben werden, jedoch entsteht bei Alkalischer Elektrolyse (AEL) im Teillastbereich eine erhöhte Fremdgaskonzentration (AEL Betriebsbereich 20%-150%) und bei Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) ist der Lastwechsel und eine Überbeanspruchung aufgrund der Materialbeanspruchung bei hohen thermischen Spannungen eingeschränkt (Betriebsbereich 30%-120% Nennleistung). In der Literatur wird für die PEMEL langfristig ein Betriebsbereich von 0-200% der Nennleistung angegeben, wobei es derzeit schon Anlagen gibt, die mit 300% Überlast herausstechen. Der Teillastbereich ist auf 5% aufgrund des Eigenbedarfs beschränkt. Der Lastgradient wird bei AEL mit bis zu 33%/s und bei PEMEL mit 10%/s-100%/s angegeben. Beim PEMEL Projekt LocalHy gibt der Betreiber an, bei einem Betriebsdruck von 100 bar innerhalb einer Sekunde von 0% Nennleistung auf 100% Nennleistung fahren zu können. [Milanzi, Spiller, Grosse, Hermann, Kochems und Müller-Kirchenbauer, 2018]

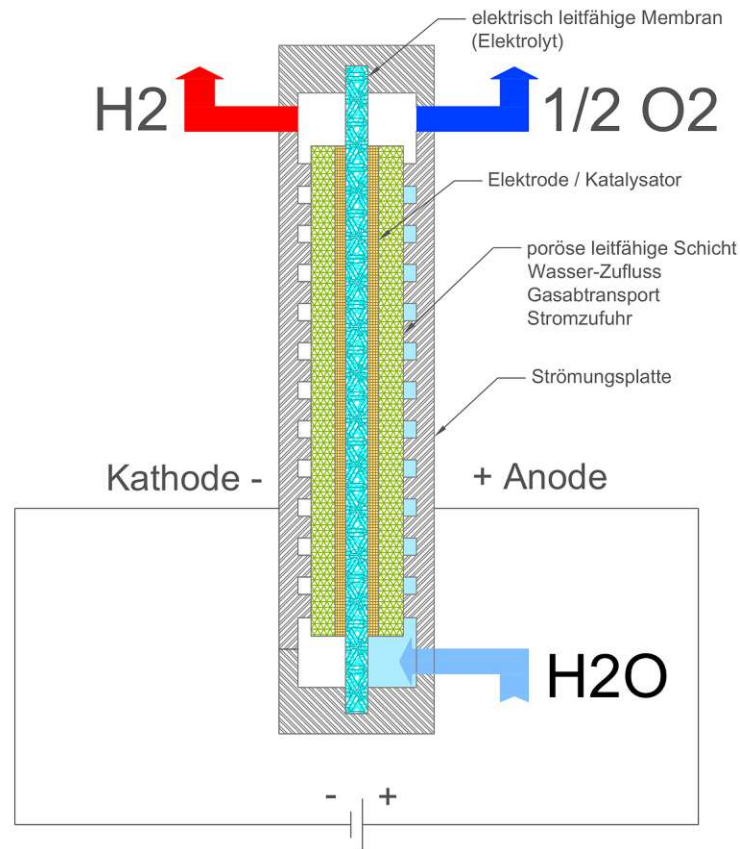


Abbildung 2.2: Schema PEMEL-Zelle

2.2.1.3 Möglichkeiten

Derzeit reicht der Spread der schwankenden Strompreise aufgrund der Einspeisung von PV-Strom nicht mehr zur Deckung der Betriebskosten abgegebener Pumpspeicherkraftwerke aus. Jedoch ist aufgrund des weiteren Ausbaus von Erneuerbaren eine Umkehrung dieser Situation zu erwarten, sobald in Zeiten von wenig Wind und Sonne entsprechend hohe Preise für die Ausspeicherung und in Überangebotsphasen niedrige Einspeicherungspreise zur Verfügung stehen. Mit einem ähnlichen Strom-Speicher-Strom Wirkungsgrad von PEMEL ist anzunehmen, dass dies bei Elektrolyseuren, die wieder ins Netz einspeisen können, auch zutrifft. Ebenfalls kann ein Elektrolysesystem durch eine schnelle Gradientensteuerung speziell Verteilnetze entlasten. Durch Einsatz an überlasteten Netzknoten können PEMEL Engpasssituationen entschärfen und beispielsweise die Abregelung erneuerbarer Erzeuger verhindern. Die fluktuirierende Einspeisung der erneuerbaren und damit verbundenen steilen Gradienten der Residuallast können durch Speicher, wie

Wasserstoffspeicher-Brennstoffzellensysteme oder Batteriesysteme, direkt am Netzknoten verringert werden. Die Grundidee der Technologie ist primär der volkswirtschaftliche Nutzen wie die Reduktion von Treibhausgasen und Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz. [Sternner und Stadler, 2017] Im Jahr 2017 waren 45.2% der Abrufe negativer Sekundärregelleistung im Bereich 0 – 25MW. In diesem Leistungsband würden Elektrolyseure, die ausschließlich mit negativer Sekundärregelleistung betrieben werden, auf über 3000 Volllaststunden (VLh) kommen. Ebenfalls lässt die gute Überlastfähigkeit den Einsatz zur Primärregelung zu. Aus diesen Gründen sind PEMEL Elektrolyseure für Regelleistungsanbieter attraktiv. [Edler und Gawlik, 2018]

2.2.1.4 Prognose

Das Fraunhofer-Institut hat 2019 Szenarien zum Ausbau von Wasserstoffelektrolysekapazitäten ermittelt. In diesem Bericht wird von einer Europäischen Elektrolysekapazität 2030 von 7 GW bis 35 GW bis hin zu 341 GW bzw. 511 GW für 2050 und einer Wasserstoffnachfrage von 30 TWh bis 140 TWh für 2030 bis hin zu 800 TWh bzw. 2250 TWh für 2050 ausgegangen. Für Deutschland steigt die prognostizierte Elektrolysekapazität von 1 GW bis 4.5 GW im Jahr 2030 auf 50 GW bis 80 GW im Jahr 2050. In Deutschland wird für das Jahr 2030 eine Wasserstoffnachfrage von 4 TWh bis 20 TWh und im Jahr 2050 von 250 TWh bis 800 TWh erwartet. [Hebling, 2019] In Abbildung 2.3 für Europa und Abbildung 2.4 für Deutschland ist die Prognose der Elektrolysekapazität unter der Annahme, dass der Ausbau über die Jahre linear verteilt ist, dargestellt.

Es wird davon ausgegangen, dass aufgrund der derzeit überwiegenden positiven Eigenschaften gegenüber anderen Elektrolysetechnologien 90% der Elektrolyseanlagen mit PEMEL-Elektrolyseuren ausgestattet werden. Aufgrund dessen lässt sich das Lernphänomen nach der Kostenfunktion in Gleichung 2.4 ermitteln. [Reinhard und Perger, 2019]

$$C(t) = C(T) \left(\frac{Y(t)}{Y(T)} \right)^{-b} \quad (2.4)$$

Prognostizierte Preise für 2020 und 2030 wurden aus [Kleinertz, Guminski, Regett, Kessler, Gamze, Conrad, Fattler, Pichlmaier, Rouyrre und Roon, 2019] entnommen, für 2050 nach Gleichung 2.4 berechnet und sind in Tabelle 2.3 dargestellt. Die sich daraus ergebende Kapitalkostenkurve ist in Abbildung 2.5 dargestellt. Der Lerneffekt beträgt $b = 22.93\%$ und entspricht der Kapitalkostenenkung bei Verdoppelung der Menge.

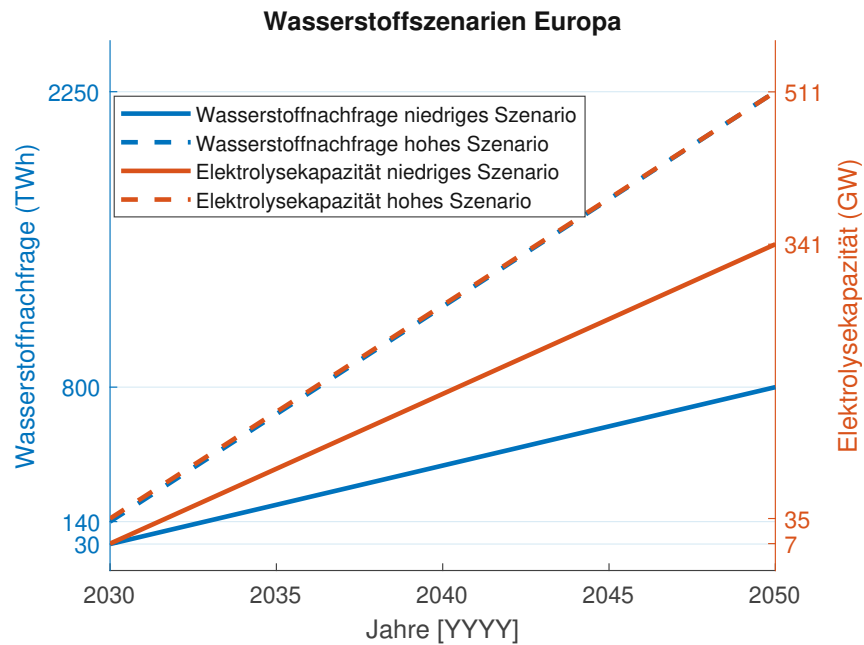


Abbildung 2.3: Eigene Darstellung: prognostizierter Wasserstoffausbau für Europa nach [Hebling, 2019]

Tabelle 2.3: Prognose Installierter PEM-Elektrolyseleistung in Deutschland

Jahr	Preis [€/kW]	Leistung PEM
2020	1720	0.160GW
2030	820	4.05GW
2050	424	72GW

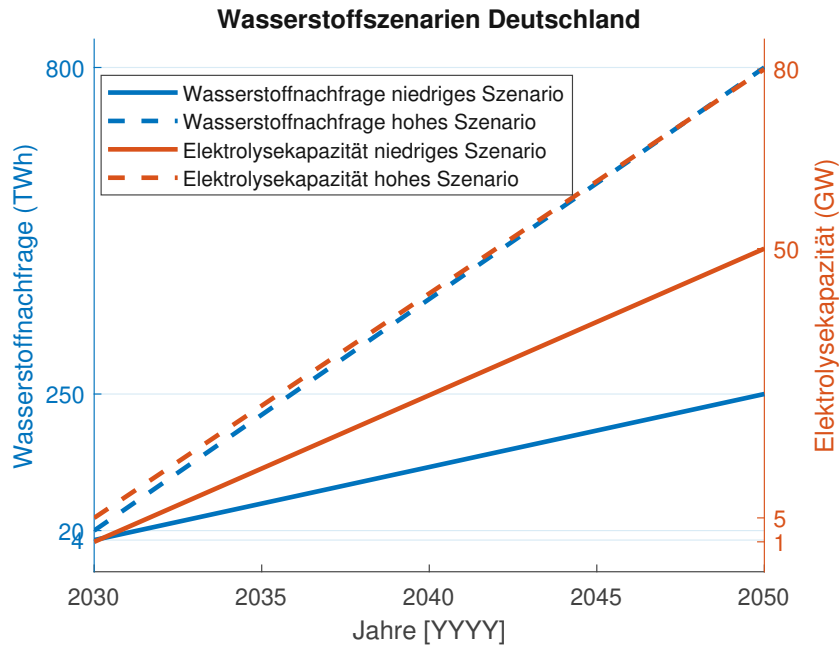


Abbildung 2.4: Eigene Darstellung: prognostizierter Wasserstoffausbau für Deutschland nach [Hebling, 2019]

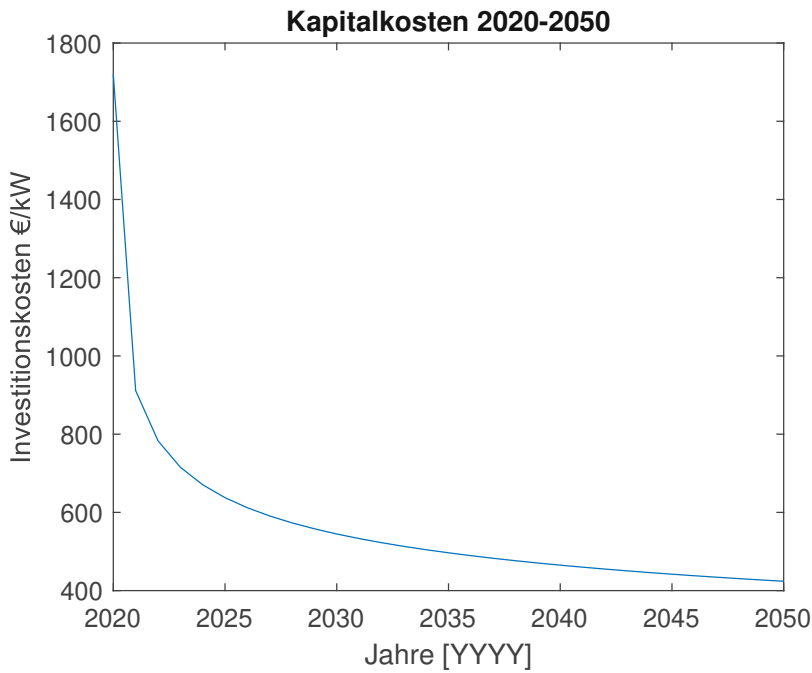


Abbildung 2.5: Prognose Investitionskosten von PEMEL-Elektrolyseuren für die Jahre 2020 bis 2050

2.3 Biomassevergasung

Bei der Vergasung wird unter Zugabe eines Reaktionsgases biogener Festbrennstoff thermo-chemisch in ein Brenngas umgesetzt. Grundsätzlich gibt es drei wesentliche Reaktortypen. Zum einen den Festbett Schachtreaktor für niedrigere Leistungen, der sich in Gleichstromvergaser und Gegenstromvergaser untergliedert. Beim Festbettvergaser sind die Brennstoffprozesse Oxidation, Reduktion, Pyrolyse und Trocknung im selben Reaktionsraum. Die Anlagengröße ist nach oben hin limitiert und die Prozessgrößen lassen sich schwer steuern. Auf der anderen Seite ist der Festbettreaktor der günstigste dieser drei vorgestellten Vergasungstechnologien. Weiters gibt es den Wirbelschichtreaktor, welcher konstruktiv entweder mit einer stationären oder zirkulierenden Wirbelschicht arbeitet. Die Feuerungswärmeleistung des Wirbelschichtvergasers ist nach oben hin kaum limitiert und zeichnet sich durch geringe Baugrößen und gute Regelbarkeit aus. [Böhning und Beckmann, 2013] Zu guter Letzt gibt es noch den Flugstromvergaser, bei welcher der Brennstoff zusammen mit dem Vergasungsmittels in den Reaktor eingeblasen und dann vergast wird. Flugstromvergaser werden bei Temperaturen von 1200°C-2000°C betrieben, lassen sich gut regeln, weisen eine gute Rohgasqualität auf und werden bevorzugt für Anlagen mit einigen 100MW_{th} Feuerungsleistung verwendet. [Gellert, 2013] Es gibt noch eine ganze Bandbreite anderer Vergasungstechnologien, die der geneigte Leser in einschlägiger Literatur finden kann.

2.3.1 FICFB-Verfahren

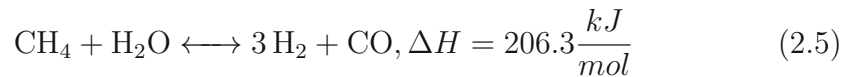
Bei diesem Verfahren erfolgt die Verbrennung und Vergasung räumlich getrennt voneinander. Die Wärmezufuhr wird durch ein inertes Bettmaterial, welches in einem räumlich getrennten Raum durch Verbrennung eines Teiles der Biomasse erhitzt und dann dem Vergasungsraum zugeführt wird, realisiert. Im Jahr 2001 wurde in Güssing eine 8MW_{th} Anlage in Betrieb genommen, welche nicht zuletzt wegen des problemlosen Betriebs und der Förderung für Ökostrom kostendeckend läuft. Das Prozessschema ist anschaulich in [Hofbauer, 2015] dargestellt. Eine genaue Analyse des Fast Internal Circulating Fluidised Bed (FICFB) Verfahrens in Güssing in Kombination mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW) wird in [Miltner, 2010] vorgenommen. Die Gaszusammensetzung und der Heizwert des Rohgases findet sich in Tabelle 2.4.

Tabelle 2.4: Gaszusammensetzung und Heizwert des trockenen Rohgases der Anlage in Güssing aus [Gellert, 2013]

Bestandteil	Konzentration	R_S [J/(kg K)]	c_p [kJ/(kg K)]
H ₂	35 – 45 Vol.-%	4124.2	14.2
CO	25 – 30 Vol.-%	296.8	1.04
CO ₂	~ 20 Vol.-%	188.9	0.8169
CH ₄	~ 10 Vol.-%	518.4	2.156
C ₂ H ₄	2 – 3 Vol.-%	296.36	1.618
N ₂	2 – 5 Vol.-%	296.8	1.039
Teere	2 – 3 g/m ³ _{i.N.}	–	–
H _u	> 12 MJ/m ³ _{i.N.}	–	–

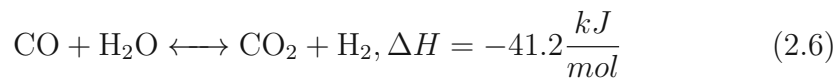
2.3.2 Dampfreformierung

Bei der Dampfreformierung werden Kohlenwasserstoffe nach Gleichung 2.5 in Wasserstoff und Kohlenmonoxid umgesetzt. Das ist wichtig, da ein erheblicher Teil der chemischen Energie des Rohgases in den Kohlenwasserstoffen gebunden ist.



2.3.3 CO-Shift

Bei der Kohlenmonoxid-Konvertierung wird über die Shift-Reaktion nach Gleichung 2.6 Kohlenmonoxid und Wasser in Wasserstoff und Kohlendioxid umgesetzt um die chemische Gleichgewichtslage zu erreichen und die chemische Energie von Kohlenmonoxid in Wasserstoff umzuwandeln.



2.4 Photovoltaik

Prinzipiell werden in Solarzellen eindringende Photonen absorbiert, welche freie Elektron-Loch-Paare erzeugen. Solarzellen kann man sich vereinfacht als pn-Übergang vorstellen. Durch das elektrische Feld am pn-Übergang werden Elektronen zur n-Seite und Löcher zur p-Seite beschleunigt. An den Kontakten der Zelle steht der zur Bestrahlungsstärke G proportionale erzeugte Photostrom I_{Ph} zur Verfügung. [Mertens, 2020] Eine typische Verschaltung der Module bis zum Wechselrichter ist in Abbildung 2.6 dargestellt. Photovoltaik-Kraftwerke weisen in Deutschland Stromgestehungskos-

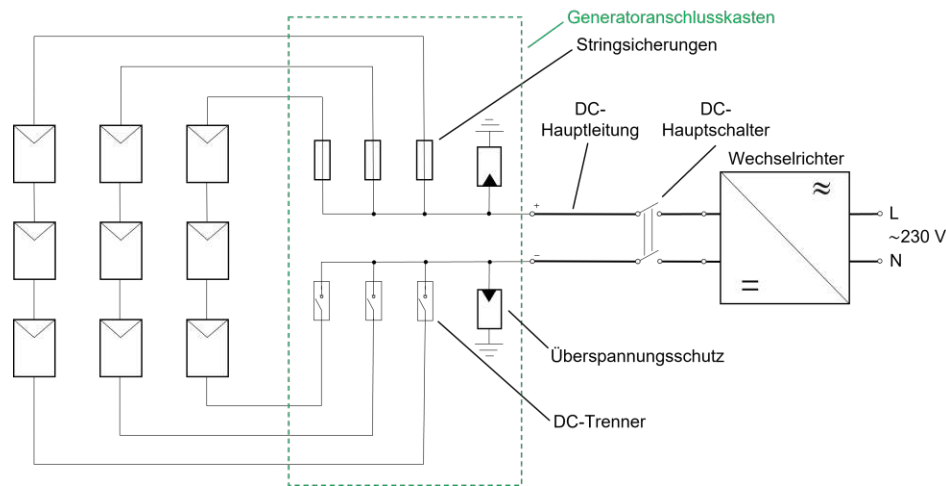


Abbildung 2.6: Eigene Darstellung: Aufbau einer typischen netzgekoppelten Photovoltaikanlage nach [Mertens, 2020]

ten zwischen 3.12 und 11.01€Cent/kWh auf und sind neben Wind Onshore die günstigsten Stromerzeuger. [Kost, Shammugam, Fluri, Peper, Memar und Schlegl, 2021] Dadurch erscheint es nachvollziehbar, dass Österreich eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugung aus Photovoltaik bis zum Jahr 2030 auf 11TWh gesetzlich im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket fest schreibt. Weiters heißt es im Gesetzestext, dass bis 2030 eine Million Dächer mit Photovoltaikanlage (PVA)s ausgestattet werden sollen. [Österreich, 2021] Aufgrund von Förderungen, niedrigen Stromgestehungskosten, Klimazielen und gesetzlichen Vorgaben kann eine PVA in einem Energiesystem Sinn ergeben.

2.5 Blockheizkraftwerk

Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) ist eine oft dezentrale und verbraucher-nahe Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlage kleinerer oder mittlerer Leistung zur Stromerzeugung, deren Abwärme ebenfalls genutzt werden kann. Für den Antrieb des Generators sind Verbrennungsmotoren oder kleine Gasturbinen in Verwendung. In selteneren Fällen werden auch Stirlingmotoren und Brennstoffzellen eingesetzt. BHKW-Anlagen mit Verbrennungsmotoren liefern Nutzwärme bei einer Temperatur von $T_{Nutz} = 90^{\circ}\text{C}$, Anlagen mit Gasmotor eine Abgaswärme von $T_{Abgas} = 500^{\circ}\text{C}$. [Klocke, Heimlich und Petermann, 2020] Im Wesentlichen besteht ein BHKW aus einem Antriebsaggregat zur Bereitstellung der mechanischen Energie, einem Generator, einer Abgasreinigung und einem Wärmetauscher zur Kühlung und Wärmeabgabe. Ein Schema ist in Abbildung 2.7 dargestellt. Aus einer Marktanalyse von

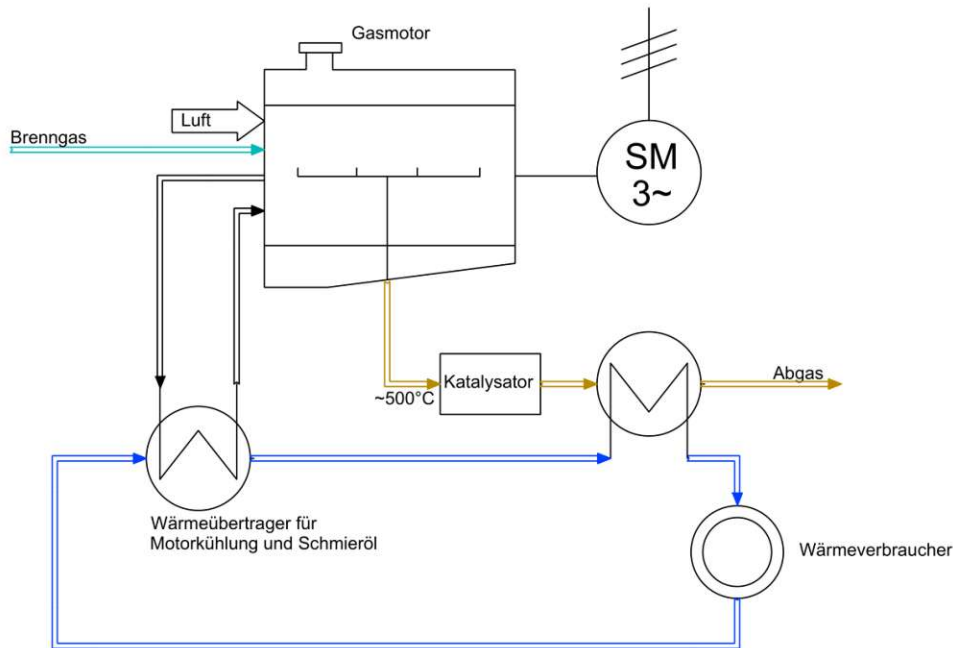


Abbildung 2.7: Eigene Darstellung: Schema Blockheizkraftwerk nach [Oeding und Oswald, 2016a]

BHKW-Anlagen in den Jahren 2014/15 ging ein elektrischer und thermischer Wirkungsgradbereich von $\eta_{el} = 19\% - 48.9\%$ und $\eta_{th} = 31.6\% - 81.8\%$ hervor. [ASUE, 2015]

2.6 LINK-Modell

Das *LINK*-Modell (*LINK*) ist eine dezentralisierte Architektur des Energiesystems. Es unterteilt die Netzinfrastruktur in Einheiten, genannt »Links«. Es sind die folgenden definiert: »Netz-Link«, »Erzeuger-Link« und »Energiespeicher-Link«. Jede Einheit besteht aus ihrer intrinsischen Eigenschaft, ihrem Regelungssystem und definierten Schnittstellen. Es lassen sich damit komplexe Netzstrukturen einfacher modellieren und darstellen und ermöglichen einen anderen visuellen Zugang zum Netzaufbau. Das Schema vom Industrienetz (IN) befindet sich in Kapitel 5.1 unter Abbildung 5.1. Zur schematischen Darstellung wurden wesentliche Elemente des *LINK*-Modells übernommen. [ILO, 2019]

KAPITEL 3

Rahmenbedingungen

3.1 Umweltschutz

Bei Neuanlagen werden hohe Anforderungen an den Umweltschutz gestellt. Bereits vor der Errichtung werden Anlagen einer strengen Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) unterzogen, bei welcher das Augenmerk auf die Vermeidung, Verminderung und Weiterverwendung von Emissionen und Abfällen gelegt wird.

3.1.1 Emissionen

Das Blockheizkraftwerk (BHKW) setzt die Eingangsgrößen, Produktgas und Zuluft, in die Ausgangsgrößen, elektrische und thermische Nutzenergie sowie Abwärme und verunreinigte Abluft, um. [Gawlik, 2019a] In der Abluft befinden sich dabei Verbrennungsprodukte wie Kohlendioxid CO_2 , Kohlenmonoxid CO , Ammoniak NH_3 , Stickoxide NO_x , unverbrannte Kohlenwasserstoffe C_xH_y , Salze und in geringem Umfang Schwermetalle. In Österreich müssen für die hier betrachtete Anlagengröße die Grenzwerte in Tabelle 3.1 und 3.2 eingehalten werden.

Tabelle 3.1: geltende Emissionsgrenzwerte für Gasmotoren mit einer Brennstoffwärmeleistung (Biogas) von 1MW-<50MW nach [Österreich, 2019a]

Emission	Emissionsgrenzwert
SO_2	40mg/Nm ³
NO_x	190mg/Nm ³
CO	150mg/Nm ³

Tabelle 3.2: geltende Emissionsgrenzwerte für Anlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung (feste Biomasse) von >10MW-20MW nach [Österreich, 2019a]

Emission	Emissionsgrenzwert
SO_2	200mg/Nm ³
NO_x	300mg/Nm ³
Staub	30mg/Nm ³
CO	150mg/Nm ³
OGC	30mg/Nm ³
$PCDD/F$	$2 \cdot 10^{-7}$ mg/Nm ³

3.1.2 Standortwahl

Für den Standort der Energieerzeugungsanlage (EEA) müssen die Auswirkungen auf Pflanzen, Tiere, Land- und Forstwirtschaft sowie auf die Gewässer untersucht werden. Dabei empfiehlt es sich folgende Punkte, wie in [Gawlik, 2019a] beschrieben, zu berücksichtigen:

- **geographische Nähe:** Die Anlage sollte in der Nähe von verfügbaren und nutzbaren Holzressourcen sowie Wasserstoffabnehmern angesiedelt werden, um lange Transportwege zu vermeiden. Für den Betrieb der Anlage muss der Holzbedarf von $m_{Holz,30\%,Bedarf} = 4.163t/h$ aus Kapitel 4.4.1 gedeckt werden können.
- **Frischwasserzufuhr:** Am Standort muss genügend Frischwasser für die Elektrolyseanlage (ELA) sowie für die thermochemische Wasserstoffherstellungsanlage zur Verfügung stehen. Aus den Kapiteln 4.4.6 und 4.4.5 errechnet sich der gesamte Wasserbedarf der hier zu betrachteten Anlage zu $\dot{m}_{H_2O,Bedarf,ges} = 4798.8kg/h$
- **Meteorologische Situation des Standortes:** Talkessellagen sollten vermieden werden. Sie können bei Wetter-Inversionslagen zu Problemen bei der Abgasführung führen.
- **Netzanschluss:** Eine ausreichende Anschlusskapazität zur Zu- und Abführung der Energie muss verfügbar sein.

- **Umweltschutzaufgaben:** Die Auswirkungen auf die Umwelt müssen sich im gesetzlichen Rahmen befinden.
- **nutzbare Dachflächen:** Die Anlage benötigt nach Kapitel 5.7.1 bei entsprechender Ausrichtung und Neigung mindestens $A = 26703.82m^2$ an geeigneter und nutzbarer Dachfläche für die Photovoltaikmodule.

3.2 Technische Rahmenbedingungen

Für eine geeignete Sicherstellung des Betriebs des Netzes auf übergeordneter Ebene gelten die nationalen Regelwerke sowie die Regelwerke der Europäischen Union (EU). Andererseits gelten anlagenspezifisch die zugehörigen staatlich festgelegten Normen sowie die fundamentale Physik. Die Hierarchie der zu berücksichtigenden Regelwerke bei Anschluss von Anlagen und den Netzbetrieb ist in Tabelle 3.3 dargestellt.

Tabelle 3.3: Hierarchische Struktur der Regeln für den Anschluss von Anlagen und den Netzbetrieb

1	Verordnungen und Richtlinien der EU
2	Network Codes der EU
3	Nationale Gesetze (z.B. ElWOG)
4	nationale Verordnungen und Bescheide
5	TOR, Sonstige Marktregeln, Allgemeine Bedingungen

3.2.1 Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbereich

Die Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbereich (SO GL) setzt Rahmenbedingungen für den regulären Betrieb der Übertragungsnetze und besteht aus den Teilen:

- Allgemeine Bestimmungen
- Betriebssicherheit
- Betriebsplanung
- Leistungs-Frequenz-Regelung und Regelreserven

Für die EEA in dieser Arbeit wird besonderes Augenmerk auf die Regelungen des Datenaustausches der SO GL gelegt. Dazu werden folgende Anforderungen hinsichtlich des Datenaustausches an EEAs, die als signifikanter Netznutzer (SNN) definiert sind, gestellt:

- Stammdaten
- Fahrplan- und Prognosedaten
- Nichtverfügbarkeitsdaten
- Echtzeitdaten

Dazu legt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit den betreffenden Verteilernetzbetreiber (VNB) und SNN die Anwendbarkeit und den Umfang der vorangegangenen Punkte fest. [EU-Kommission, 2017a]

3.2.2 Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger

Die Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG-VO) ([EU-Kommission, 2016a]) geben »abschließend festgelegte« und »nicht abschließend festgelegte« Anforderungen für im Parallelnetzbetrieb betriebene Anlagen vor. Nicht abschließend festgelegte Anforderungen werden über das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) von österreichischen Behörden modifiziert und in öffentlich zugänglichen Dokumenten rechtlich verankert. Dabei werden beispielsweise in den TOR die in den RfG-VO nicht abschließend festgelegten Anforderungen sowie zusätzliche nationale Anforderungen festgelegt.

3.2.3 Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen

Die Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) werden in Österreich von Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) veröffentlicht und stehen über die Website der E-Control zur allgemeinen Verfügung.¹ Sie werden in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Stromnetzen erarbeitet und dienen als technisches Regelwerk zwischen Netzbetreiber (NBR) und Netzbutzer (NB). [E-Control, 2021a]

¹<https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor> (abgerufen am 06.01.2022)

3.2.4 TOR Teil C Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV

Die NBR sind für die Bereitstellung der folgenden Systemdienste verantwortlich:

- Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung
- Versorgungswiederaufnahme
- Betriebsführung
- Aufrechterhaltung der Spannungsqualität

Bei den Übergabestellen zu EEAs werden zwischen NBR und NB Festlegungen zur Spannungshaltung und zum Blindleistungsaustausch getroffen. Nach TOR Teil C hat der VNB die Möglichkeit, den Kraftwerken die Erzeugung bzw. Aufnahme von Blindleistung unter Berücksichtigung der im Netzzugangsvertrag getroffenen Vereinbarungen anzuordnen und damit einen Beitrag zur Einhaltung des Blindleistungshaushaltes zu leisten. Dazu können bei geringer Netzlast Blindleistungsüberschüsse durch die Blindleistungsregelung von angeschlossenen EEA teilweise kompensiert werden.

Zitat aus TOR Teil C: „Der VNB hat, den Blindleistungshaushalt seiner Netzanlagen (Leitungen und Transformatoren) auszugleichen. Dazu muss er Möglichkeiten zur Kompensation sowohl mittels eigener netzbetrieblicher Maßnahmen bzw. im Rahmen der Verpflichtungen von Kraftwerken als auch gegebenenfalls mittels Verträgen mit anderen Netzbenutzern in geeignetem Umfang und mit geeigneter Charakteristik vorhalten, sodass die Einhaltung der vereinbarten Grenzwerte bzw. Betriebsspannungsbänder ausreichend sichergestellt werden kann.“ [E-Control, 2009]

3.2.4.1 Anschlussbedingungen

Um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb eines Netzes sicherzustellen werden Anlagen von NB vom NBR bewertet. Hierbei wird die technische Eignung der Netznutzung für den Betrieb am geplanten Netzanschlusspunkt (NAP) überprüft. Der NBR legt die zu realisierenden Maßnahmen für die gewünschte Netznutzung fest oder legt ein alternatives Anschlusskonzept vor, falls ein Netzanschluss am gewünschten NAP nicht möglich ist.

Die TOR Teil C empfehlen folgende Punkte bei einem Netzanschluss zu berücksichtigen:

- Netzanbindung (Art und Weise der Ausführung)

- Maximaler Umfang der Netznutzung
- Eingeschränkter Umfang der Netznutzung bei Ersatzversorgung
- Sternpunktbehandlung
- Minimale und maximale Netzkurzschlussleistung
- Maximale und minimale Betriebsspannung
- Schutzkonzept
- Zuschaltbedingungen
- Spannungsqualität an der Übergabestelle
- Zulässige Netzurückwirkungen
- Mess- und Zähleinrichtungen

Ein Netzanschluss ist gemäß den Ausführungsbestimmungen des betreffenden VNB auszuführen. [E-Control, 2009]

3.2.5 TOR Teil D2 Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen

Jede Leistungsänderung an einem Anschlusspunkt verursacht eine Spannungsänderung in allen Netzanschlusspunkten des Netzes. Aus diesem Grund werden Spannungsänderungen rechtlich begrenzt.

3.2.5.1 relative Spannungsänderung

Die relative Spannungsänderung ist die durch den Betrieb der Anlage stationär hervorgerufene Spannungsänderung im Netz.

Zitat aus TOR Teil D2: „Die relative Spannungsanhebung, welche durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen in einem betrachteten Netz verursacht wird, darf an keinem Verknüpfungspunkt dieses Netzes folgende Grenzwerte in Gleichung 3.1 überschreiten.

$$\begin{aligned} \text{Niederspannungsnetz: } \Delta u_{An,zul} &= 3\% \\ \text{Mittelspannungsnetz: } \Delta u_{An,zul} &= 2\% \end{aligned} \quad (3.1)$$

Darüber hinaus kann der NBR davon abweichende, höhere Grenzwerte vorgeben, wenn die Art und Betriebsweise des Netzes dies erlauben (z.B.

bei optimierter Spannungsregelung des HS/MS-Umspanners bzw. bei Einsatz spannungsbeeinflussender Betriebsmittel (BM) wie etwa regelbare Ortsnetztransformatoren oder Einzelstrangregler). In Sonderfällen kann der NBR geringere Werte vorgeben, wenn die Art und Betriebsweise des Netzes oder das im Netz, z.B. bereits durch andere Erzeugungsanlagen verursachte, vorherrschende Spannungsniveau dies erfordern.“ [E-Control, 2017]

3.2.5.2 Schaltbedingte Spannungsänderung

Die schaltbedingte Spannungsänderung d zählt zu den kurzzeitigen Spannungsänderungen. Je nach Wiederholrate r gelten unterschiedliche Grenzwerte. Für Spannungsänderungen mit einer Wiederholrate $r < 0.1\text{min}^{-1}$ (1 Änderung in 10 Minuten) gilt Gleichung 3.2.

$$\begin{aligned} \text{Niederspannungsnetz: } d_{zul} &= 3\% \\ \text{Mittelspannungsnetz: } d_{zul} &= 2\% \end{aligned} \quad (3.2)$$

Für Spannungsänderungen mit einer Wiederholrate $r < 0.01\text{min}^{-1}$ gilt Gleichung 3.3. [ebd.]

$$\begin{aligned} \text{Niederspannungsnetz: } d_{zul} &= 6\% \\ \text{Mittelspannungsnetz: } d_{zul} &= 3\% \end{aligned} \quad (3.3)$$

3.2.5.3 Flicker

Es gilt eine maximal zulässige Langzeit-Flickerstärke $P_{lt,zul} = 0.46\text{p.u.}$ am ungünstigsten Verknüpfungspunkt. [ebd.]

3.2.5.4 Kommutierungseinbrüche

Es gelten die maximal zulässigen relativen Tiefen der Kommutierungseinbrüche im ungünstigsten Betriebszustand für Verbraucheranlagen in Gleichung 3.4 und für Erzeugungsanlagen in Gleichung 3.5. [ebd.]

$$\begin{aligned} \text{Niederspannungsnetz: } d_{Kom} &= 0.10 \\ \text{Mittelspannungsnetz: } d_{Kom} &= 0.05 \end{aligned} \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} \text{Niederspannungsnetz: } d_{Kom} &= 0.05 \\ \text{Mittelspannungsnetz: } d_{Kom} &= 0.025 \end{aligned} \quad (3.5)$$

3.2.6 TOR D4 Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen

Die TOR D4 Erzeuger legt die Regelungen und Voraussetzungen für den Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen am elektrischen Energieversorgungsnetz fest. Dazu werden die EEAs in die in [Österreich, 2019b] gesetzlich festgelegten Leistungskategorien nach Tabelle 3.4 eingeteilt. Für jeden Typ gibt es eine eigene TOR Richtlinie, in welcher die zugehörigen aktuell geltenden Regelungen festgelegt sind. Die EEA in dieser Arbeit entspricht nach Tabelle 3.4 dem Typ B. Aus diesem Grund werden ausschließlich wichtige Punkte aus [E-Control, 2019] dargelegt. Die TOR Erzeuger Typ B legt die grundlegenden rechtlichen Rahmenbedingungen zwischen NB und VNB für EEAs am Verteilernetz mit Maximalkapazität $\geq 250\text{kW}$ und $< 35\text{ MW}$ sowie Nennspannung $< 110\text{kV}$ fest. Das sind einerseits Anschlussbedingungen und andererseits das notwendige Schutz- und Betriebsverhalten.

Tabelle 3.4: Einteilung des Typs nach [E-Control, 2021b]

Typ	Kriterien
Typ A	Maximalkapazität $< 250\text{kW}$ und Nennspannung $< 110\text{kV}$
Typ B	Maximalkapazität $\geq 250\text{kW}$ und $< 35\text{ MW}$ und Nennspannung $< 110\text{kV}$
Typ C	Maximalkapazität $\geq 35\text{MW}$ und $< 50\text{MW}$ und Nennspannung $< 110\text{kV}$
Typ D	Maximalkapazität $\geq 50\text{MW}$ oder Nennspannung $\geq 110\text{kV}$

3.2.6.1 TOR D4 Erzeuger Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen des Typs B

Die TOR D4 Erzeuger Typ B legt die grundlegenden rechtlichen Rahmenbedingungen zwischen NB und VNB für EEAs am Verteilernetz mit Maximalkapazität $\geq 250\text{kW}$ und $< 35\text{ MW}$ sowie Nennspannung $< 110\text{kV}$ fest. Das sind einerseits Anschlussbedingungen und andererseits das notwendige Schutz- und Betriebsverhalten. Aus Sicht des Autors wichtige Auszüge aus der betreffenden TOR werden kurz vorgestellt. Auf die in der TOR angeführten geltenden Richtlinien zum Datenaustausch, der Sicherstellung der Konformität, den Netzanschluss, den laufenden Betrieb (Bedienung, Instandhaltung, ...) und die Zählung wird in dieser Arbeit nicht eingegangen.

Frequenz- und statische Spannungshaltung Für die Spannungs- und Frequenzhaltung wird gefordert, dass bei Abweichung der Frequenz oder der Spannung die EEA noch für die festgelegten Zeiträume in Tabelle 3.5 und Tabelle 3.6 die Verbindung zum Netz und den Betrieb aufrechterhalten muss.

Tabelle 3.5: Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Abweichungen von der Nennfrequenz ohne Trennung vom Netz zu arbeiten, aus [E-Control, 2019]

Frequenzbereich	Mindestzeitraum
47.5Hz – 48.5Hz	60 Minuten
48.5Hz – 49.0Hz	90 Minuten ²
49.0Hz – 51.0Hz	unbegrenzt
51.0Hz – 51.5Hz	30 Minuten

Tabelle 3.6: Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene in der Lage sein muss, bei Abweichungen der Spannung vom Referenzwert 1p.u. ohne Trennung vom Netz zu arbeiten, aus [E-Control, 2019]

Spannungsbereich	Mindestzeitraum
0.85p.u.– 0.9p.u.	180 Sekunden
0.9p.u. – 1.1p.u.	unbegrenzt

Blindleistung Der NB ist verpflichtet, dass er in Abhängigkeit der Anschlussleistung seiner EEA Blindleistung bereitstellt. Der NBR kann eines der folgenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung vorgeben: » $\cos\varphi$ fest«, » $\cos\varphi(P)$ «, »Blindleistungs-/Spannungskennlinie (Q(U))« und »Q fix«. EEAs mit NAP an der Mittelspannungsebene müssen die Q(U)-Regelung beherrschen. Eine beispielhafte Kennlinie des Q(U)-Verfahrens ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Die Stützpunkte **a**, **b**, **c** und **d** werden hier vom NBR vorgegeben. Prinzipiell ist der NBR dazu ermächtigt, im begründeten Fall Sollwerte für Blind- und Wirkleistung vorzugeben.

Prinzipiell muss eine EEA in der Lage sein, je nach Netzanschlussvertrag die Arbeitsbereiche I, II oder III in den Abbildungen 3.2 und 3.3 abzufahren. Die zugehörigen Werte befinden sich in Tabelle 3.7.

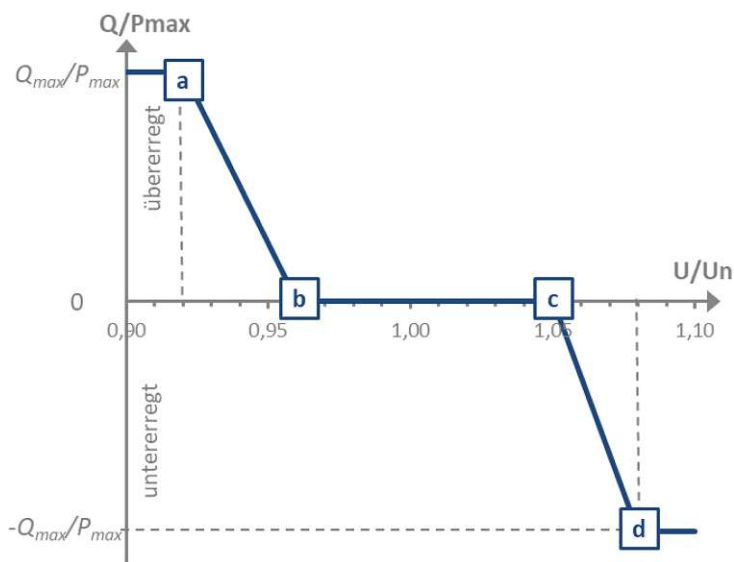
Abbildung 3.1: Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$ aus [E-Control, 2019]

Tabelle 3.7: Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bei Maximalkapazität aus [E-Control, 2019]

Q-Bereich	Q/P _{max} (bei 1p.u.)	Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$
Bereich I	-0.329 bis +0.484	0.95 unter- bis 0.9 übererregt
Bereich II	-0.411 bis +0.411	0.925 unter- bis 0.925 übererregt
Bereich III	-0.484 bis +0.329	0.9 unter- bis 0.95 übererregt

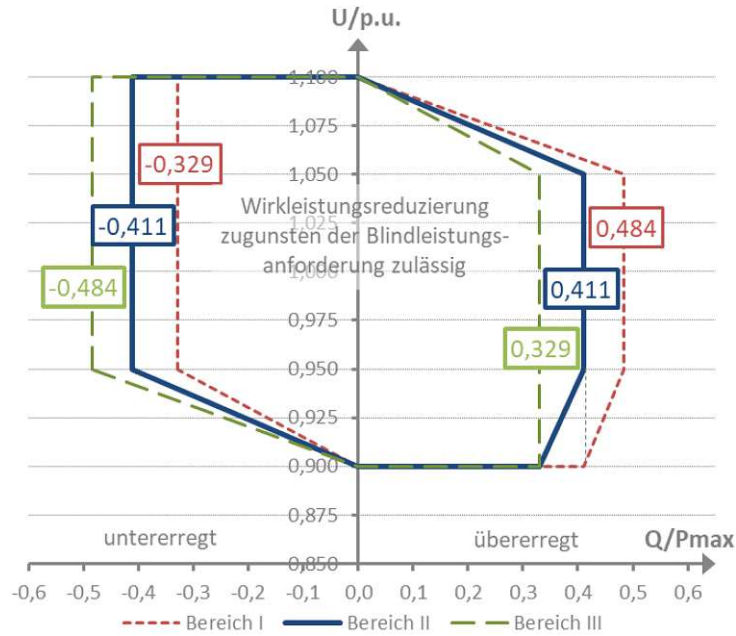


Abbildung 3.2: Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bei Maximalkapazität aus [E-Control, 2019]

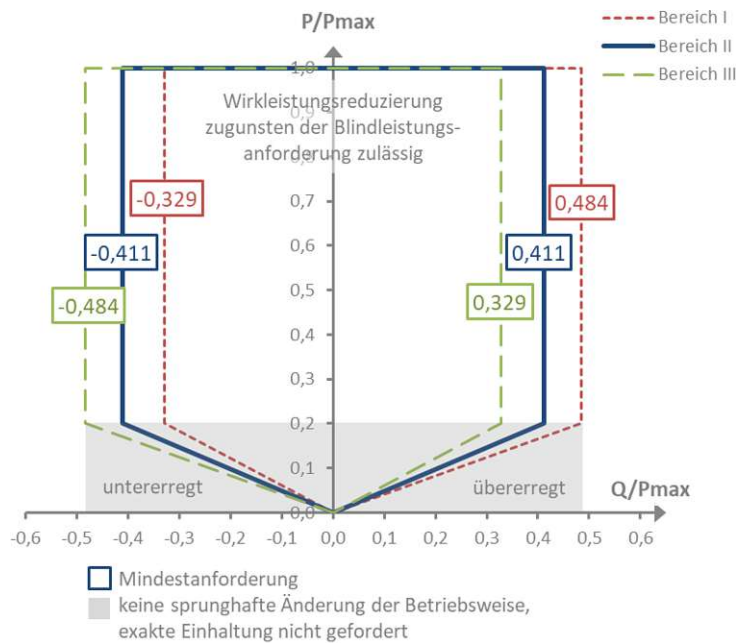


Abbildung 3.3: Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen unterhalb der Maximalkapazität aus [E-Control, 2019]

Synchronisierung Synchrongeneratoren sollen möglichst stoßfrei und mit möglichst geringem Ausgleichsstrom ans Netz zugeschaltet werden, um Netzzurückwirkungen gering zu halten. Aus diesem Grund werden in der TOR wesentliche Zuschaltbedingungen festgelegt:

1. $0.85 \leq U[p.u.] \leq 1.09$
2. $47.5 < f_{\text{Netz}} < 50.10\text{Hz}$
3. kein Auslösekriterium am Netzentkupplungsschutz

Zitat aus TOR Teil D4 Erzeuger Typ B: „*Stromerzeugungsanlagen (mit Ausnahme von Asynchrongeneratoren) oder inselbetriebsfähige Netze mit Anlagen von Netzbenutzern mit integrierten Stromerzeugungsanlagen, die nicht spannungslos zugeschaltet werden, dürfen nur über Synchronisationsvorrichtungen bzw. erst nach Durchführung einer Kontrolle von Frequenzsynchronität und Spannungsgleichheit zwischen Netz und Anlagen von Netzbenutzern an das Netz geschaltet werden.*“ [E-Control, 2019]

Schutztechnik Zwischen NAP und vereinbarter Eigentumsgrenze befindet sich die im Verantwortungsbereich des NBR befindliche Anschlussanlage. Der NBR ist dabei für die betriebsbereite Erstellung, Änderung und Erweiterung zuständig. Für die Anlagenteile ab der Eigentumsgrenze ist der NB verantwortlich. Folgende Schutzaspekte werden in der TOR zur Berücksichtigung erwähnt:

- externe und interne Kurzschlüsse
- unsymmetrische Lasten (negative Phasenfolge)
- Stator- und Rotor-Überlast
- Über-/Untererregung
- Über-/Unterspannung am Netzanschlusspunkt
- Über-/Unterspannung an den Klemmen des Umrichters (Generators)
- Verbundnetzpendelungen
- Einschaltströme
- asynchroner Betrieb (Polschlupf)
- Schutz vor unzulässiger Wellentorsion (z. B. subsynchrone Resonanzen)

- Leitungsschutz der Stromerzeugungsanlage
- Transformatorschutz
- Back-up-Systeme für Schutz- und Schaltfehler
- Übererregung (U/f)
- Rückleistung
- Frequenzgradient
- Verlagerungsspannung

Der NB hat gemäß aktueller Normen unter Berücksichtigung der vorangegangenen Aspekte die Anlagenteile auszulegen und abzusichern. [E-Control, 2019]

Entkuppelungsschutz Bei einer Auslösung der Schutzeinrichtung wird die EEA über eine Entkuppelungsstelle vom Netz getrennt.

Dazu schreibt folgendes Zitat aus TOR Teil D4 Erzeuger Typ B vor: „*Sofern kein Inselbetrieb vorgesehen ist, können die dezentralen Schalteinrichtungen der einzelnen Stromerzeugungseinheiten (Generatorschalter) als Entkuppelungsstelle verwendet werden.*“ [ebd.]

Beispielhaft ist das Schema eines Netzanschlusses in Abbildung 3.4 dargestellt.

3.2.7 Vermeidung von Großstörungen

Die Verordnung (EU) 2017/2196 beschreibt, wie die zurückgezogene TOR Teil E, einen gültigen Netzkodex zur Vermeidung von Großstörungen. Zur Verhinderung eines Spannungseinbruchs sowie zur automatischen Unter- und Überfrequenzregelung sind anhand des Systemschutzplans mehrere Konzepte gültig. Unter anderem beinhalten sie die stufenweise Netztrennung von angeschlossenen Erzeugungs- sowie Verbraucheranlagen der NB. [EU-Kommission, 2017b] Dazu müssen sie die definierten Anforderungen in Verordnung (EU) 2016/1388 hinsichtlich ihrer Vorrichtungen für den Lastabwurf erfüllen. Weiters müssen die Anlagen in definierten Spannungs- und Frequenzbereichen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb in geregelten Zeiträumen aufrechtzuerhalten. Für Industrieanlagen mit einer integrierten Stromerzeugungsanlage ist noch folgendes definiert (betrifft die EEA in dieser Arbeit).

Zitat aus Verordnung (EU) 2016/1388: „*In Bezug auf Industrieanlagen mit*

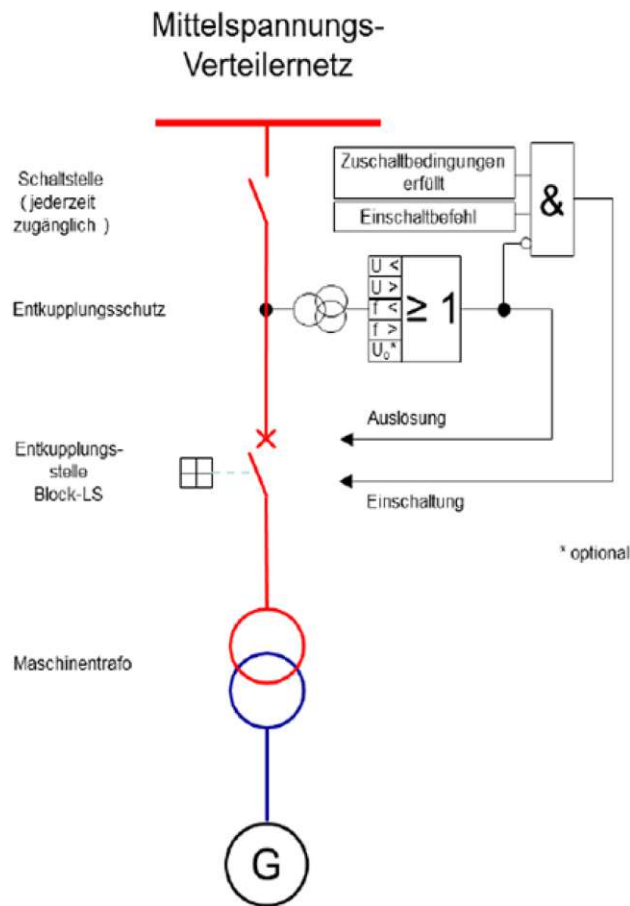


Abbildung 3.4: Netzanschluss an das Mittelspannungsnetz mit Netzentkupplungsschutz aus [E-Control, 2019]

einer integrierten Stromerzeugungsanlage können der Betreiber der Industrieanlage, der Eigentümer der Verbrauchsanlage, der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und der relevante NBR, an dessen Netz die Industrieanlage angeschlossen ist, in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB die Bedingungen für eine Trennung kritischer Lasten vom relevanten Netz vereinbaren. Das Ziel dieser Vereinbarung muss darin bestehen, die Produktionsprozesse der Industrieanlage bei Störungen im relevanten Netz zu sichern.“ [EU-Kommission, 2016b]

Da ein Überschuss an Blindleistung in Netzen hoher Spannung aufgrund beschleunigter Alterung der BMisolierungen vermieden werden sollte, wird der Blindleistungshaushalt sowie die Spannungshaltung in gültigen Bändern lokal gelöst und benötigte Blindleistung daher möglichst verbrauchernah erzeugt.

Die Konzepte in den betreffenden EU Verordnungen lassen sich dahin-

gehend interpretieren, dass zuerst möglichst viele Maßnahmen auf der Netz- und Erzeugerseite ausgeschöpft werden müssen, bevor auf Seite des NB Maßnahmen ergriffen werden.

3.2.8 EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

Die europäische Norm EN 50160 definiert wesentliche, von allen öffentlichen NBRs einzuhaltende, physikalische Eigenschaften der Spannung am NAP. Die Frequenz muss sich zu 99.5% der Zeit zwischen 49.5Hz und 50.5Hz und die vereinbarte Versorgungsspannung U_C muss sich zu 95% im Bereich von $\pm 10\% \cdot U_C$ ($\pm 15\% \cdot U_C$ für entlegene Kunden) befinden. [ÖVE, 2020]

3.3 Sekundärregelreserve

Die Sekundärregelreserve regelt die Netzfrequenz auf ihren Nennwert. Sie löst die Primärregelung ab, um sie wieder zur Verfügung zu haben. Die Sekundärregelung wird nur in der betroffenen Regelzone erbracht, um den Ist-Leistungsaustausch in einem Synchrongebiet, das mehr als eine Regelzone umfasst, auf den Soll-Leistungsaustausch zu regeln. [APG, 2021a] Gegenläufige Aktivierungen von Sekundärregelenergie wird durch das Imbalance Netting der Imbalance Netting Kooperationen vermindert. [APG, 2020]

Ein Anbieter muss die folgenden Anforderungen nach [APG, 2021b] erfüllen:

- Maximale Aktivierungszeit von 5 Minuten
- davon allfällige Reaktionszeit von maximal 30s
- Minimaler Gradient von $\frac{P_{soll}}{270s}$
- Maximaler Fehler: 5% des Sollwerts in Richtung Mindererfüllung
- Überschwingen von maximal 10% des Sollwerts, jedoch nicht mehr als 10MW

Die Sekundärregelreserve kann separat in positiver und negativer Richtung angeboten werden. Das Schema des Arbeitspunktes sowie des zugehörigen Regelbandes ist in Abbildung 3.5 nach [APG, 2015a] dargestellt. Es muss mindestens 1MW angeboten werden und die Angebote sind in ganzen 1MW Schritten zulässig. [APG, 2021c]



Abbildung 3.5: Arbeitspunkt Sekundärregelreserve nach [APG, 2015a]

Bemessung verfahrenstechnischer Betriebsmittel

4.1 Konzeptvorstellung

Das verfahrenstechnische Konzept sowie die Massen- und Energieströme wurden aus [Gellert, 2013] in skaliert Form übernommen und daraus die Verfahrenstechnische Anlage (VTA) entwickelt. Das Gesamtkonzept ist in Abbildung 4.1 schematisch dargestellt. Die Bestimmung der elektrischen Betriebsmittel (BM) folgt aus den erforderlichen Massen- und Energieströmen. Weiters wurde die Feuerungsleistung des Vergasers erweitert, um auch den Biogasbedarf des Blockheizkraftwerk (BHKW) decken zu können. In der vorgestellten VTA wird Biomasse in Form von Holz vergast und über eine Dampfreformierung in ein wasserstoff- und kohlenmonoxidreiches Gas umgewandelt. In der Kohlenmonoxid-Konvertierung wird mittels Shift-Reaktion das CO mit H_2O zu H_2 und CO_2 . Das übriggebliebene CO wird über das Offgas zum Reformier rückgeführt und dient zur Beheizung. Das wasserstoffreiche Produktgas wird in einer Druckwechseladsorptionsanlage gereinigt. Der nun hochreine Wasserstoff wird auf 350bar verdichtet und in Drucktanks gespeichert.

Ein Teil des Biogases aus dem Vergaser wird dem BHKW zugeführt. Das BHKW stellt die Eigenversorgung der Anlage dar und wird durch das Netz und die Batterieanlage (BA) bei kurzzeitigen Überbeanspruchungen und Ausfällen der Energieerzeugungsanlage (EEA) unterstützt. Die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseanlage wird durch die Photovoltaikanlage (PVA), die BA, den Überschuss des BHKW und dem Leistungsüberschuss aus dem Netz versorgt. Die BA ist entsprechend Kapitel 5.5 mit 0.5MW/0.5MWh dimensioniert. Dadurch soll eine gute Auslastung der Elektrolyseanlage (ELA)

sichergestellt werden. Auf Grund der Teillastfähigkeit der ELA ab etwa 20% der Nennleistung soll durchgängig mindestens 20% der Nennleistung an der ELA bereitgestellt werden können, um ein Anfahren aus dem Stillstand zu verhindern. Durch die BA und die Überlastfähigkeit der ELA wäre eine geringere Auslegung der ELA für den Betrieb bei Nutzung von negativer Sekundärregelreserve möglich, da die Leistung nur in kurzen Zeitfenstern anliegt. Die ELA wird mit einem Betriebsdruck von 30 bar betrieben und der Wasserstoff anschließend auf 350bar verdichtet und in einem Drucktank gelagert, aus diesem eine Betankung von Wasserstofffahrzeugen möglich ist. Wenn eine bestimmte Kapazitätsgrenze erreicht ist, wird der überschüssige Wasserstoff auf 700bar verdichtet und in Transportdruckbehälter gespeichert, welche mittels LKW zu Kunden transportiert werden können. Das detaillierte Prozessschema inklusive den Schnittstellen zu den elektrischen BM ist in Abbildung A.1 schematisch dargestellt.

4. Bemessung verfahrenstechnischer Betriebsmittel

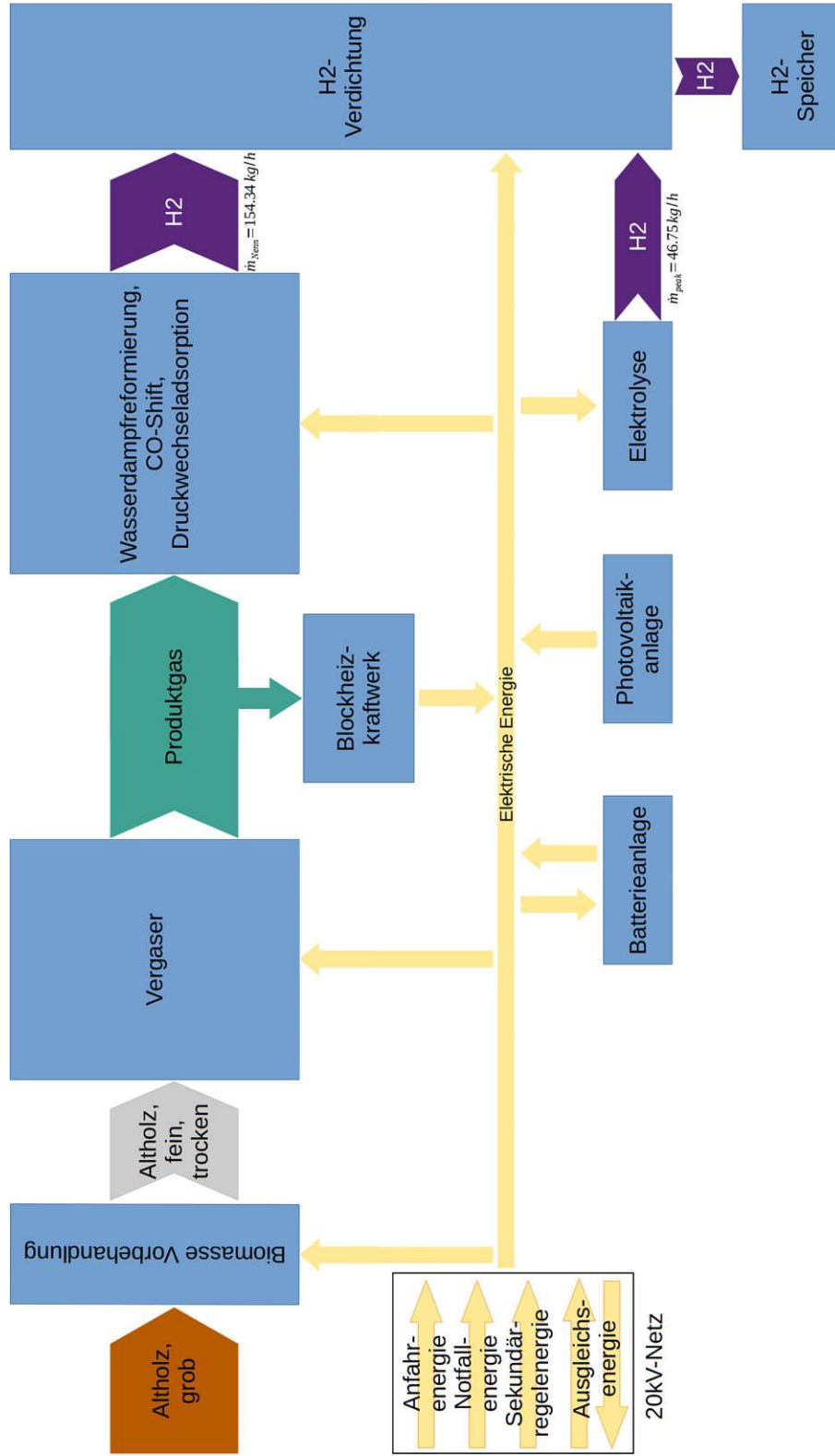


Abbildung 4.1: Vereinfachtes Schema des Gesamtkonzepts

4.2 Gaszusammensetzungen

Die Leistungen der verfahrenstechnischen BMs werden über die Volumen- und Massenströme und der Stoffgrößen bestimmt. Dazu werden eindeutige Gaszusammensetzungen benötigt. Über die Leistungen der einzelnen BM kann ein einfaches elektrotechnisches Modell für anschließende Netzberechnungen und schutztechnische Überlegungen entwickelt werden.

4.2.1 Produktgas

Für das Produktgas wurde die anfängliche Gaszusammensetzung in Tabelle 4.1 gewählt.

Tabelle 4.1: Gaszusammensetzung des trockenen Rohgases

Bestandteil	Konzentration
H ₂	40 Vol.-%
CO	25 Vol.-%
CO ₂	20 Vol.-%
CH ₄	10 Vol.-%
C ₂ H ₄	3 Vol.-%
N ₂	2 Vol.-%

4.2.2 Rauchgas

Die Gaszusammensetzung des Rauchgases wurde nach Tabelle 4.2 angenommen und für die Berechnungen herangezogen.

Tabelle 4.2: Gaszusammensetzung des Rauchgases

Bestandteil	Konzentration
N ₂	71.5 Vol.-%
CO ₂	8.5 Vol.-%
H ₄ O	17.5 Vol.-%
O ₂	2.5 Vol.-%

4.3 Volumen und Massenströme

Die Volumen- und Massenströme werden anhand der Stoffgrößen bestimmt. Die notwendigen Stoffdaten werden einerseits aus der Literatur und anderer-

seits mittels dem Programm CoolProp in Python bestimmt. [Bell, Wronski, Quoilin und Lemort, 2014]

4.3.1 Berechnung über ideale Gaseigenschaften

Der Volumenstrom des trockenen Rohgases wird aus dem Kaltgaswirkungsgrad $\eta_{Kaltgas} = 0.777$, dem Energiestrom der Biomasse, dem unteren Heizwert $H_u = 12\text{MJ}/\text{m}^3_{i.N.}$ des trockenen Rohgases aus Tabelle 2.4 und dem Gesetz von Gay-Lussac in Gleichung 4.1 für eine isobare Zustandsänderung zu $\dot{V}_{RG} = 3.847\text{m}^3/\text{s}$ gebildet. Nach dem Verdichter ergibt sich nach dem Gesetz von Boyle-Mariotte in Gleichung 4.2 für eine isotherme Zustandsänderung ein Volumenstrom von $\dot{V}_{RG} = 3.5\text{m}^3/\text{s}$.

$$V_1 = V_0 \cdot \frac{T_1}{T_0} \quad (4.1)$$

$$p \cdot V = konst. \quad (4.2)$$

4.3.2 Stoff- und Energiebilanz Wasserquenche

Bei der Wasserquenche wird zuerst der Energiebedarf für eine Temperaturerhöhung des Wassers von 20°C auf 540°C bestimmt. Dazu wird die spezifische Enthalpie nach Gleichung 4.3 zu $\Delta h = 3489.618\text{kJ}/\text{kg}$ mit Hilfe von CoolProp in Python bestimmt. [ebd.]

$$\Delta h_{H_2O} = h_{H_2O}(540^\circ) - h_{H_2O}(20^\circ) = 3489.618\text{kJ}/\text{kg} \quad (4.3)$$

Der Massestrom des Wassers wird über den Volumenstrom mit den Werten des Gases aus Tabelle 2.4 nach Gleichung 4.4 zu $\dot{m}_{H_2O} = 247.48\text{kg}/\text{h}$ bestimmt. Der Volumenstrom des Wassers bestimmt sich bei einer Temperatur von 540°C mit der Dichte von $\rho_{H_2O,540^\circ} = 0.2968\text{kg}/\text{m}^3$ zu $\dot{V}_{H_2O,540^\circ} = 0.232\text{m}^3/\text{s}$.

$$\begin{aligned} \dot{m}_{Gas,i} &= \frac{p \cdot \dot{V}_i}{R_{S,i} \cdot T} \\ \Delta \dot{Q}_{Gas} &= \sum_i^n \dot{c}_{p,i} \cdot \dot{m}_{i,Gas} \cdot \Delta T \\ \dot{m}_{H_2O} &= \frac{\Delta \dot{Q}_{Gas}}{\Delta h_{H_2O}} \end{aligned} \quad (4.4)$$

4.3.3 Stoff- und Energiebilanz Wärmetauscher

Beim Wärmeübertrager WT1 wird zuerst der Energiebedarf für eine Temperaturerhöhung des Wassers von 20°C auf 271°C bestimmt. Dazu wird die spezifische Enthalpie nach Gleichung 4.3 zu $\Delta h = 3404.713 \text{ kJ/kg}$ mit Hilfe von CoolProp in Python bestimmt. [Bell, Wronski, Quoilin und Lemort, 2014]

$$\Delta h_{H_2O} = h_{H_2O}(500^\circ) - h_{H_2O}(20^\circ) = 3404.713 \text{ kJ/kg} \quad (4.5)$$

Der Massestrom des Wassers wird über den Volumenstrom mit den Werten des Gases aus Tabelle 2.4 nach Gleichung 4.4 zu $\dot{m}_{H_2O} = 525.4 \text{ kg/h}$ bestimmt. Die Wärmeverluste und die etwas andere Gaszusammensetzung durch die Wasserquenche werden vernachlässigt.

4.3.4 Ergebnisse Volumen und Massenströme

Die übrigen Volumen- und Massenströme werden entweder wie in Unterkapitel 4.3.1 über die Gasgleichungen oder über die Energieerhaltung bei Wasserquenchen und Wärmetauschern mittels der Enthalpien wie in Unterkapitel 4.3.2 und 4.3.3 bestimmt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.3 dargestellt.

Tabelle 4.3: Volumen und Massenströme

Leitung	\dot{V} [m ³ /s]	\dot{m} [kg/s]	\dot{m} [kg/h]	p [Pa]
LT1.1	3.847	–	–	101300
LT1.2	3.5	–	–	111300
LT2	2.06	–	–	111300
LT3	1.41	–	–	111300
LT4	1.74	–	–	111300
LT5	2.41	–	–	101300
LT6	0.052	–	–	101300
LT7	0.874	0.619	–	101300
LT8	0.052	–	–	101300
LT9	0.0473	–	–	111300
LT10	0.495	–	–	101300
LT11	0.047	–	–	1800000
LT12	0.095	–	–	1800000
LT13	0.11	–	–	1800000
LT14	0.9	–	–	1800000
LT15	0.065	–	–	1800000
LT16	0.488	–	–	1800000
LT17	0.0324	0.043	154.34	1700000
LT18	0.00181	–	–	35000000
LT19	8.7	2.5	–	101300
LT20	3.1	2.5	–	101300
LT21	0.00533	0.013	46.75	3000000
LT22	0.000549	–	–	35000000
LT23	0.00236	0.056	201.09	35000000
LT24	0.00167	0.056	201.09	70000000
LT25	2.136	0.67	–	111300

4.4 Leistungsberechnung der Betriebsmittel

Für eine Netzberechnung zur Bestimmung des Betriebsverhaltens, der Schutztechnik und der Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben am Anschlusspunktes wird ein möglichst genaues Modell der Anlage benötigt. Aus diesem Grund werden die Leistungen der verfahrenstechnischen und elektrischen BM bestimmt und zu einem Modell zusammengefasst.

4.4.1 Feuerungsleistung und Holzbedarf

Um den Holzbedarf zu ermitteln wird von einem unteren Heizwert für wasserfreies Holz von $H_{u(wf)} = 18,9\text{MJ/kg}$ nach [Kaltschmitt, Hartmann und Hofbauer, 2016] für Fichte ausgegangen. Der Heizwert hängt vom Wassergehalt w des Holzes ab. Für das Holz im Anlieferungszustand wird ein Wassergehalt von 30% und nach der Trocknung von 12% angenommen, was nach Gleichung 4.6 untere Heizwerte von $H_u(30\%) = 12.5\text{MJ/kg}$ und $H_u(12\%) = 16.34\text{MJ/kg}$ ergeben.

$$H_u(w) = \frac{H_{u(wf)}(100 - w) - 2.443w}{100}$$

$$H_u(12\%) = \frac{H_{u(wf)}(100 - 12) - 2.443 \cdot 12}{100} = 16.34\text{MJ/kg} \quad (4.6)$$

$$H_u(30\%) = \frac{H_{u(wf)}(100 - 30) - 2.443 \cdot 30}{100} = 12.5\text{MJ/kg}$$

Mit einem angenommenen Kaltgaswirkungsgrad des Fast Internal Circulating Fluidised Bed (FICFB)-Vergasers von $\eta_{Vergaser} = 0.777$ ergibt dies einen Holzbedarf für das BHKW von $m_{Holz,30\%,BHKW} = 1.685\text{t/h}$. Für die verfahrenstechnische Umwandlung des Biogases zu Wasserstoff wurde in [Gellert, 2013] eine Feuerungsleistung von $P_{th,Vergaser,Verfahren} = 8.6\text{MW}_{th}$ angegeben, was einem Holzbedarf von $m_{Holz,30\%,VT} = 2.478\text{t/h}$ entspricht. Der gesamte Holzbedarf ergibt sich als Summe zu $m_{Holz,30\%,Bedarf} = 2.478 + 1.685 = 4.163\text{t/h}$, aus dem sich die Feuerungsleistung des Vergasers zu $P_{th,Vergaser,ges} = 14.45\text{MW}_{th}$ errechnet.

4.4.1.1 Leistungsbedarf Holzzerkleinerer

Der Leistungsbedarf eines Trommelhackers wird mit 5.6kWh/t nach [Kuptz, Schulmeyer, Hüttl, Dietz, Turowski, Zormaier, Borchert und Hartmann, 2015] für Fichte für Hackschnitzelgrößen von $4\text{cm} \times 4\text{cm}$ angenommen. Das ergibt für $m_{Holz,30\%,Bedarf} = 4.163\text{t/h}$ einen gesamten Leistungsbedarf von $P_{Zerhacker} = 23.32\text{kW}$ welcher in Tabelle 4.4 dargestellt ist. Der gewählte

Schredder ist mit einer dreiphasigen Asynchronmaschine (ASM) mit $P_{N,el} = 132\text{kW}$ ausgestattet, um Schwankungen bei Holzbeschaffenheit und Holzreinheit aus dem Weg zu gehen. [Doppstadt, 2017] In NEPLAN Netzberechnungsprogramm[©] (NEPLAN) wird der Zerkacker durch eine dauerhaft anliegende und gleichbleibende mechanische Belastung der ASM von $P_{mech} = 23.32\text{kW}$ modelliert.

Tabelle 4.4: Leistungszusammenstellung Zerkacker

BM	Leistung P_{mech}	Leistung $P_{el,max}$
Zerkacker	23.32 kW	132 kW

4.4.1.2 Leistungsbedarf Schnecke

Der Leistungsbedarf der zwei Schnecken wurde für den Holzmassenstrom von $m_{Holz,30\%,Bedarf} = 4.163\text{t/h}$ und $m_{Holz,12\%,Bedarf} = 3.184\text{t/h}$ laut Norm [DIN-15262, 1983] in Gleichung 4.7 zu $P_{Schnecke,W30} = 487.8\text{W}$ und $P_{Schnecke,W12} = 373.1\text{W}$ bestimmt. Für den Verschiebewiderstandsbeiwert wurde aus Sicherheitsgründen $\lambda_{VWBW} = 4$ gewählt. Die mechanischen Leistungen der Schnecken werden zur Überwindung des Losbrechmomentes mit $P_{W12} = P_{W30} = 1\text{kW}$ gewählt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.5 dargestellt.

$$P[\text{kW}] = \frac{I_m[\text{t/h}] \cdot g[\text{m/s}^2] \cdot (\lambda_{VWBW} \cdot L_{Sch}[\text{m}] + H_F[\text{m}])}{3600}$$

$$P_{W30} = \frac{4.163[\text{t/h}] \cdot 9.81[\text{m/s}^2] \cdot (4 \cdot 10\text{m} + 3\text{m})}{3600} = 487.8\text{W} \quad (4.7)$$

$$P_{W12} = \frac{3.184[\text{t/h}] \cdot 9.81[\text{m/s}^2] \cdot (4 \cdot 10\text{m} + 3\text{m})}{3600} = 373.1\text{W}$$

Tabelle 4.5: Leistungszusammenstellung Förderschnecken

BM	Leistung P_{mech}
Schnecke W30	1 kW
Schnecke W12	1 kW

4.4.2 Blockheizkraftwerk

Die Spitzenleistung des BHKWs wird mit 2MW_{el} gewählt. Der elektrische und thermische Wirkungsgrad wird nach dem Datenblatt einer in diesem Leistungsbereich ausgelegten Maschine des angeführten Herstellers mit $\eta_{el} =$

44% und $\eta_{el} = 40.3\%$ berücksichtigt. [Jenbacher, 2019]¹ Das ergibt einen gesamten Biogasleistungsbedarf der Maschine von $P_{Gas,BHKW} = 4.546\text{MW}$. Für den externen Kühlkreislauf zur Wärmeabfuhr des Rauchgases und des internen Kühlmediums wird Therminol VP1 gewählt. Der mögliche Betriebstemperaturbereich wird mit $12^\circ\text{C} - 400^\circ\text{C}$ angegeben und Stoffdaten wie Enthalpie und Dichte sind in der CoolProp Datenbank für die Berechnungen verfügbar. [Eastman, 2021]

4.4.3 Lüfter und Gebläse

Die Nutzleistung wird über den Zusammenhang in Gleichung 4.8 nach [Schwister und Leven, 2020] bestimmt. Der Mehraufwand an Energie durch Volumenverkleinerung und Temperaturänderung ist auf Grundlage einer isentropen Zustandsänderung auf Basis der allgemeinen Gasgleichung berücksichtigt.

$$P_{VENT,F} = \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot \dot{V}_g \cdot p_S \cdot \left[\left(\frac{p_D}{p_S} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right] \quad (4.8)$$

Mit einem Druck an der Saugseite von $p_S = 1.013\text{ bar}$, an der Druckseite von $p_D = 1.113\text{ bar}$ und einem isentropen Gütegrad von $\eta_{-\kappa} = 0.75$ ergibt sich nach Gleichung 4.9 eine Leistung von $P_{VENT1,mech} = 49.58\text{ kW}$.

$$\begin{aligned} P_{VENT1,mech} &= P_{VENT1,F} \cdot \frac{1}{\eta_{-\kappa}} \\ &= \frac{1.4}{1.4 - 1} \cdot 3.847 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 1.013\text{bar} \cdot \left[\left(\frac{1.113}{1.013} \right)^{\frac{1.4-1}{1.4}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{0.75} \\ &= 49.58\text{ kW} \end{aligned} \quad (4.9)$$

Die Zusammenstellung der berechneten Ergebnisse für die mechanischen Leistungen der Lüfter und Gebläse findet sich in Tabelle 4.6.

¹Typ J616, 2.433MW_{el} für Biogas

4. Bemessung verfahrenstechnischer Betriebsmittel

Tabelle 4.6: Leistungszusammenstellung Lüfter und Gebläse

BM	\dot{m}	\dot{V}_{Vorher}	$\dot{V}_{Nachher}$	p_{Vorher}	$p_{Nachher}$	κ	$\eta_{-\kappa}$	P_{mech} [kW]
VENT1	–	3.847	3.5	101300	111300	1.4	0.75	49.58
VENT2	–	0.052	0.0473	101300	111300	1.4	0.75	0.67
VENT3	2.50	3.100	2.83	101300	111300	1.4	0.75	39.95
VENT4	0.55	0.453	0.412	101300	111300	1.4	0.75	5.84
VENT5	1.56	1.300	1.18	101300	111300	1.4	0.75	16.75

4.4.4 Verdichter

Eine der effizientesten Methoden der Wasserstoffspeicherung ist nach [Sdanghi, Maranzana, Celzard und Fierro, 2019] die Verdichtung mittels Hubkolbenverdichter. Bei einem Kolbenverdichter bleibt aufgrund des Ventilwiderstandes und der konstruktiv unmöglichen vollständigen Verdrängung eine ungenutzte Hublänge beim Ansaugen übrig. Der ungenutzte Schadraum wird mit dem relativen Schadraum ε_{Sch} als Verhältnis des ungenutzten Hubraumes V_{Sch} zum gesamten Hubraum V_{Hub} nach Zusammenhang 4.10 berücksichtigt.

$$\varepsilon_{Sch} = \frac{V_{Sch}}{V_{Hub}} \quad (4.10)$$

Die innere Leistung des Verdichters wird über den Volumenfaktor nach Gleichung 4.11, der den Schadraum und deren ungenutztes Expansions- und Verdichtungsvolumen berücksichtigt, und den Gütegrad η_n , der die Ungenauigkeit durch die Gleichsetzung des Polytropenexponenten bei Kompression und Expansion berücksichtigt, in Gleichung 4.12 bestimmt. [Schwister und Leven, 2020]

$$\gamma_V = 1 - \varepsilon_{Sch} \cdot \left[\left(\frac{p_D}{p_S} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \right] \quad (4.11)$$

$$\begin{aligned} P_{VD1,mech} &= P_{VD1,th} \cdot \frac{1}{\eta_n} \\ &= \frac{n}{n-1} \cdot \dot{m}_g \cdot p_S \cdot V_{g,H} \cdot \gamma_V \cdot \left[\left(\frac{p_D}{p_S} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{\eta_n} \\ &= 171.81 \text{ kW} \end{aligned} \quad (4.12)$$

Die Zusammenstellung der berechneten Ergebnisse für die mechanischen Leistungen der Verdichter findet sich in Tabelle 4.7.

4. Bemessung verfahrenstechnischer Betriebsmittel

Tabelle 4.7: Leistungszusammenstellung Verdichter

BM	\dot{m}	\dot{V}_{Vorher}	$\dot{V}_{Nachher}$	p_{Vorher}	$p_{Nachher}$	n	ε_{Sch}	γ_V	$V_{g,H}$	η_n	P_{mech} [kW]
VD1	0.043	0.0324	0.00181	1700000	30000000	1.42	0.05	0.63	0.718	0.94	171.81
VD2	0.013	0.00533	0.000549	3000000	35000000	1.42	0.05	0.77	0.353	0.94	40.61
VD3	0.056	0.00236	0.00167	35000000	70000000	1.42	0.05	0.97	0.0423	0.94	65.72
VD4	0.619	0.495	0.047	101300	1800000	1.4	0.05	0.66	0.66	0.94	157.1

4.4.5 Pumpen

Die Pumpenleistung kann allgemein über den Massenstrom der Flüssigkeit $\dot{m}_f = \rho_f \cdot Q_V$, der Fallbeschleunigung g , der Förderhöhe H_F und des Pumpenwirkungsgrads η_{Pumpe} nach Gleichung 4.13 bestimmt werden.

$$P_{Pumpe,mech} = \frac{P_{Pumpe,F}}{\eta_{Pumpe}} = \frac{\rho_f \cdot Q_V \cdot g \cdot H_F}{\eta_{Pumpe}} \quad (4.13)$$

Die Förderhöhe wird als Verhältnis aus nutzbarer mechanischer Förderarbeit zur Gewichtskraft der zu fördernden Flüssigkeit definiert. Aus diesem Grund setzt sich die Förderhöhe aus mehreren Größen zusammen, die insgesamt die Förderarbeit der Pumpe bestimmen. Das wäre zum einen die geodätische Höhe H_{geo} , welche dem Höhenabstand des Flüssigkeitspegels an der Eintrittsseite zum Flüssigkeitspegels an der Austrittsseite entspricht, die Druckdifferenz $\Delta p = p^{Aus} - p^{Ein}$ zwischen Anfang und Ende der Leitung und zum anderen die Reibungsverluste in den Förderleitungen H_{RV} . Die effektive Förderhöhe ergibt sich demnach aus dem Zusammenhang in Gleichung 4.14. [Schwister und Leven, 2020]

$$H_F = H_{geo} + \frac{p^{Aus} - p^{Ein}}{\rho_f \cdot g} + \sum H_{RV} \quad (4.14)$$

Die Zusammenstellung der berechneten Ergebnisse für die mechanischen Leistungen der Pumpen findet sich in Tabelle 4.8.

4. Bemessung verfahrenstechnischer Betriebsmittel

Tabelle 4.8: Leistungszusammenstellung Pumpen

BM	\dot{m}	p_{Vorher}	$p_{Nachher}$	ρ	H_{geo}	H_{RV}	H_F	η_{Pumpe}	P_{mech} [W]
Pumpe1	0.069	101300	111300	1000	8	2	11.0	0.92	8.1
Pumpe2	0.670	101300	111300	1000	8	2	11.0	0.92	78.7
Pumpe3	0.18	101300	3000000	1000	8	2	305.5	0.92	586.3
Pumpe4	0.138	101300	111300	1000	8	2	11.0	0.92	16.2
Pumpe5	0.276	101300	1800000	1000	8	2	183.2	0.92	539.0
Pumpe6	2.820	1050000	1060000	704	4	1	6.4	0.92	193.9

4.4.6 Elektrolyseanlage

Die ELA kann vereinfacht durch das Schema in Abbildung 4.2 dargestellt werden. Dabei wird der ELA durch die Speisewasserpumpe Frischwasser zugeführt. Für die chemische Reaktion pumpt die Zirkulationspumpe einen gleichmäßigen Wasserstrom durch den Stack. Nach der Elektrolyse wird im Gasabscheider das Gas heruntergekühlt und das abfallende Kondensat dem Kühlwasserkreislauf zugeführt. Die nachgeschaltete Adsorptionstrockenstrecke reduziert die Restfeuchte weiter. Durch seriell geschaltete Zellen und parallel geschaltete Stacks wird die gewählte Nennleistung des Moduls von $P_{PEMEL} = 2.5\text{MW}$ erreicht. Die Versorgung wird durch eine Trafo-Gleichrichter Kombination am 10kV Netz sichergestellt. [Edler und Gawlik, 2018] Der Wasserbedarf einer Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL)-ELA, welche einer ähnlichen Leistungsklasse wie der sich in dieser Arbeit Befindliche angehört, wird vom Hersteller mit $\dot{m}_{H_2O} = 260\text{kg}/(\text{MWh})$ angegeben.² [H-TEC, 2021] Skaliert auf $P_{PEMEL} = 2.5\text{MW}$ entspricht das einem Wasserbedarf von $\dot{m}_{H_2O,2.5\text{MW}} = 650\text{kg}/\text{h}$.

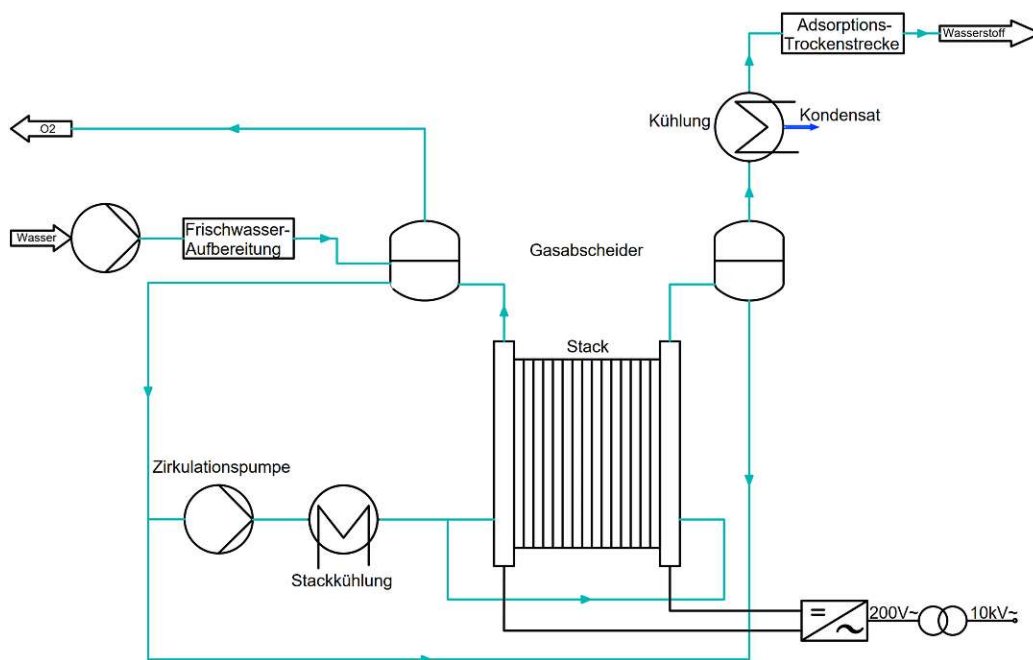


Abbildung 4.2: Schematischer Aufbau einer PEM-ELA nach [Edler und Gawlik, 2018]

² $P_{PEMEL} = 1.0\text{MW}_{el}$, H_2 -Produktion nominal 450kg/d, Anschlussleistung: 1.707MVA

Bemessung elektrischer Betriebsmittel

5.1 Grundkonzept Energieversorgung

In dieser Diplomarbeit wird das Normalnetz mit 10kV betrieben und ist als IT-Netz ausgeführt. Es dient einerseits als Übertragungsnetz für die örtlich voneinander getrennte Photovoltaikanlage (PVA) und andererseits als Anschluss für das Blockheizkraftwerk (BHKW), die Batterieanlage (BA) und die Elektrolyseanlage (ELA).

Das Niederspannungsnetz wird durch zwei Transformatoren von der Mittelspannungssammelschiene gespeist und versorgt die Verfahrenstechnische Anlage (VTA), den Eigenbedarf und dient als Anschluss der an der Dachkonstellation verbauten PVA. Das Niederspannungsnetz ist als TN-S Netz ausgeführt. Nach visuellen Gesichtspunkten des *LINK*-Modells wird die Grundstruktur des Energieversorgungskonzeptes anhand des Netzschemas in Abbildung 5.1 dargestellt. Die funktionelle Architektur ist in Abbildung 5.2 dargestellt.

5. Bemessung elektrischer Betriebsmittel

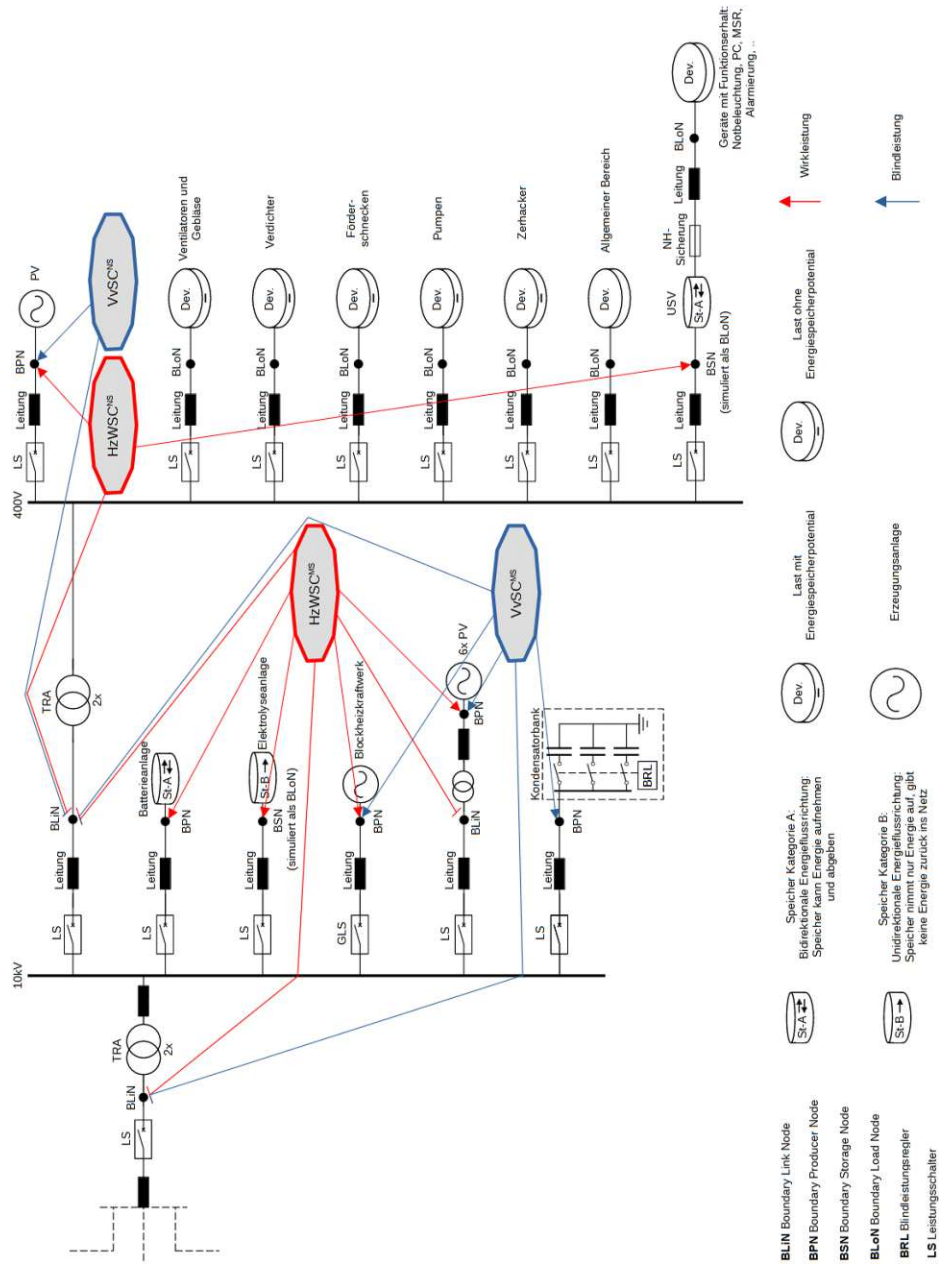


Abbildung 5.1: Schema des Industrienetz (IN) nach [ILO, 2019]

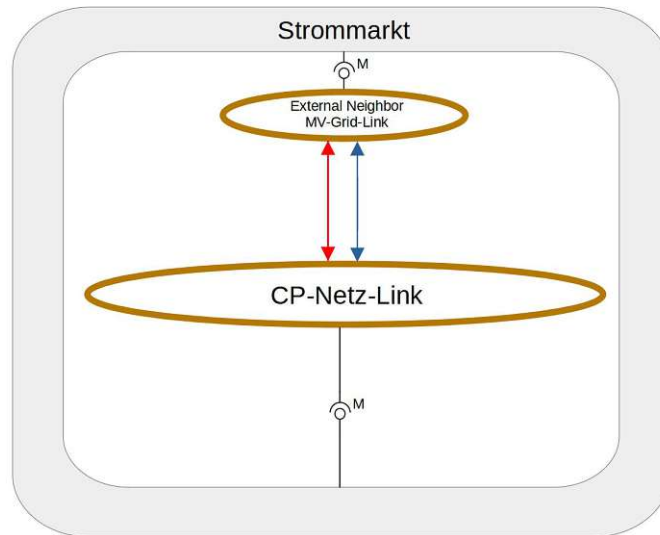


Abbildung 5.2: Funktionelle Architektur des IN nach [ILO, 2019]

5.2 Synchronmaschine

Die 4-polige Synchronmaschine (SM) ($S_N = 2.509\text{MVA}/\cos(\varphi) = 0.8$) mit Schenkelpollläufer wird im BHKW vom Gasmotor angetrieben und liefert die elektrische Leistung für die Anlage zur thermochemischen Wasserstoffherzeugung. Mit dem Erregersystem, welches prinzipiell den Erregerstrom I_{fd} mit der Erregerspannung einstellt, wird die Spannung an der 10kV-Hauptsammelschiene mithilfe von Blindleistungsaufnahme bzw. Blindleistungsabgabe geregelt. Die je nach Betriebspunkt maximal zur Verfügung stehende Blindleistung ist im P/Q-Diagramm in Abbildung 5.3 dargestellt. Die Kenndaten der gewählten SM befinden sich im Datenblatt des Herstellers: [ABB, 2021]. In der Lastflussberechnung für eine Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) von $0.92 \cdot U_N$ (Abbildung D.2) und von $1.08 \cdot U_N$ (Abbildung D.4) wird deutlich, dass die Blindleistungsabgabe der Synchronmaschine nicht ausreicht, um die Spannung an der 10kV-Hauptsammelschiene auf $U_{SS_MS_10kV} = 1.00 \cdot U_N$ anzuheben bzw. abzusenken. Jedoch werden durch die Spannungsstützung Betriebsmittel (BM) wie Transformatoren, Frequenzumrichter und Asynchronmaschine (ASM) entlastet. Der Strom steigt bei Abfall der Spannung durch die näherungsweise konstante Leistungsaufnahme der Frequenzumrichter und direkt angeschlossenen ASMs. Dadurch könnten BM thermisch überlastet werden.

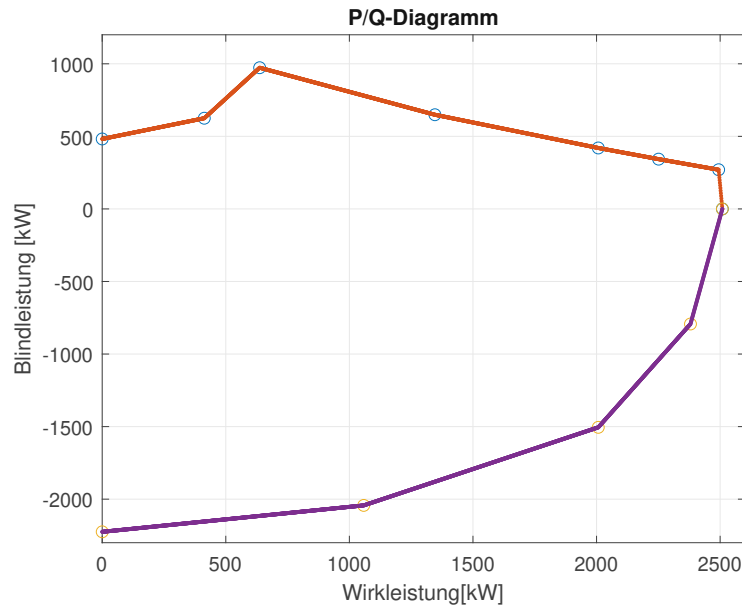


Abbildung 5.3: PQ-Diagramm, Kurve interpoliert aus den Betriebspunkten nach [ABB, 2021]

5.3 Transformator

Für die Bestimmung der Bemessungsleistung der Transformatoren wird der Betriebsfall zur Bereitstellung von 2MW negativer Sekundärregelleistung herangezogen. Die zugehörige Lastflussberechnung ist im Anhang in Abbildung D.7 zu finden.

5.3.1 Netztransformator

Die Auslastung der Transformatoren soll bei etwa $AL_{Tr} = 60\%$ liegen, damit auch bei Ausfall eines Transformators die Überbelastung mit etwa $AL_{Tr} = 120\%$ noch im Rahmen liegt (nach DIN IEC 60076-7 sind etwa $AL_{Tr} = 150\%$ möglich, wenn bestimmte Parameter eingehalten werden). [DKE, 2008] Bei 2MW Leistungsbezug ergibt das nach Gleichung 5.1 eine Nennleistung von $S_{TRA,N} = 1.66\text{MVA}$. Für die Simulation wurde die typische Transformator-nennleistung $S_{TRA,N} = 1.6\text{MVA}$ mit einer Nennauslastung von $AL_{TRA_1,N} = AL_{TRA_2,N} = 62.5\%$ gewählt. Aufgrund des Blindleistungsbedarfs und der nicht exakt justierten BHKW Einspeiseleistung sind die Transformatoren in NEPLAN Netzberechnungsprogramm[©] (NEPLAN) mit einer Auslastung von $AL_{TRA_1,N} = AL_{TRA_2,N} = 64.75\%$ berechnet. Für die Netztransformatoren wurde die Schaltgruppe **Yd5** mit dem zugehörigen Symbol in Abbil-

dung 5.4 und Zeigerdiagramm in Abbildung 5.5 gewählt. Damit sind die Netztransformatoren überspannungsseitig voll sternpunktbelastbar sowie aufgrund der Wicklung in Sternschaltung isolationsfreundlich.

$$S_{TRA_1,N} = S_{TRA_2,N} = \frac{2\text{MVA}}{0.6 \cdot 2} = 1.66\text{MVA} \quad (5.1)$$

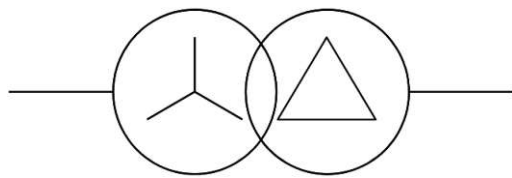


Abbildung 5.4: Symbol Yd-Transformator

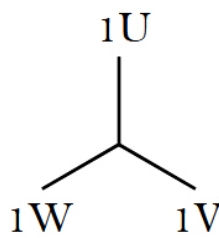
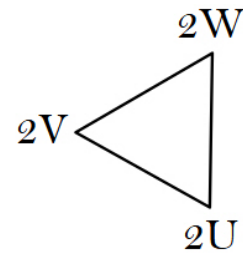


Abbildung 5.5: Zeigerbild Yd5-Transformator



Zeigerbild Yd5-Transformator

5.3.2 Eigenbedarfstransformator

Der Leistungsfluss der Eigenbedarfstransformatoren wird mit Hilfe der Lastflussberechnung in Abbildung D.7 mit $S_{TRA_EB1} = 356.99\text{kVA}$ ermittelt. Für eine 60%-ige Auslastung ergibt sich nach Gleichung 5.2 eine Bemessungsleistung von $S_{TRA_EB,N} = 594.98\text{kVA}$. Für die Simulation wurde die typische Transformatorbemessungsleistung $S_{TRA_EB,N} = 630\text{kVA}$ gewählt. Die Netzberechnung ergibt eine Auslastung von $AL_{TRA_EB1,N} = AL_{TRA_EB2,N} = 53.59\%$. Für die Eigenbedarfstransformatoren wurde die Schaltgruppe **Dyn5** mit dem zugehörigen Symbol in Abbildung 5.6 und Zeigerdiagramm in Abbildung 5.7 gewählt. Die Unterspannungsseite ist damit voll sternpunktbelastbar. Aufgrund des herausgeführten Sternpunkts stehen 400V sowie 230V für dreiphasige und einphasige Verbraucher zur Verfügung.

$$S_{TRA_EB1,N} = S_{TRA_EB2,N} = \frac{356.986\text{kVA}}{0.6} = 594.98\text{kVA} \quad (5.2)$$

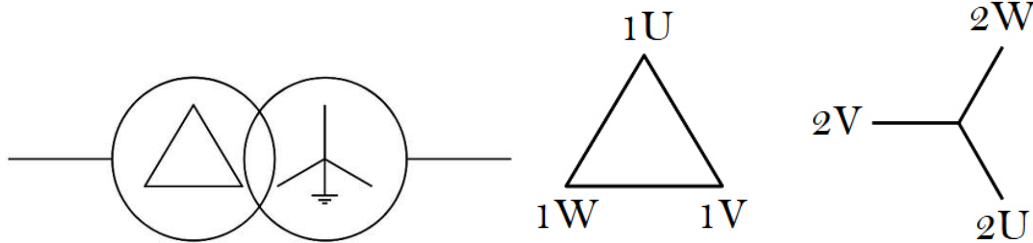


Abbildung 5.6: Symbol Dyn-Transformator mit geerdetem Sternpunkt

Abbildung 5.7: Zeigerbild Dy5(n)-Transformator

5.4 Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Die Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) stellt die Energieversorgung kritischer BM sicher, filtert Störungen und überbrückt Netzausfälle für eine bestimmte Zeit, um Anlagenteile in einen sicheren Zustand überführen zu können. USV-Systeme lassen sich nach der Norm DIN EN 62040 wie folgt klassifizieren:

- **VFD** (Output Voltage and Frequency Dependent from mains supply): Ausgangsspannung und Ausgangsfrequenz abhängig von USV-Versorgung
- **FI** (Output Voltage Independent from mains supply): Ausgangsspannung unabhängig von USV-Versorgung
- **VFI** (Output Voltage and Frequency Independent from mains supply): Ausgangsspannung und Ausgangsfrequenz unabhängig von USV-Versorgung [DKE, 2018]

Für die Anlage wurde eine USV-Anlage mit der Klassifizierung VFI gewählt. Ein typisches Schema einer solchen Anlage ist in Abbildung 5.8 dargestellt. Die Leistung der Geräte mit Funktionserhalt wurde mit $P_{USV} = 5\text{kW}$ und eine Überbrückungsdauer von 30min eingeplant, um ein sicheres und geregeltes Herunterfahren der Anlage zu gewährleisten. Mit Berücksichtigung von einer Leistungs- und Energiereserve von 30% ergibt sich eine Leistung am Ausgang von $P_{USV,out} = 6.5\text{kW}$. Der Wirkungsgrad der Anlage wird mit $\eta = 0.94$ angenommen, was zu einer Leistungsaufnahme von $P_{USV,in} = 6.91\text{kW} \approx 7\text{kW}$ und einer Kapazität von $E_{USV} = 3.5\text{kWh}$ führt. Es wird $\cos(\varphi) = 1$ angenommen.

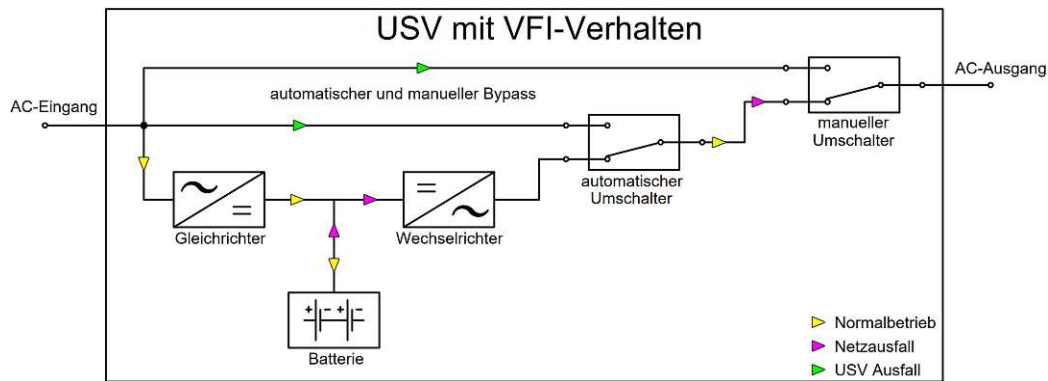


Abbildung 5.8: Schema einer unterbrechungsfreien Stromversorgung mit VFI-Verhalten

5.5 Batterieanlage

BA sind, wie Abbildung 5.9 verdeutlicht, prinzipiell ähnlich aufgebaut wie USV-Anlagen. Über die Leittechnik ist es möglich, dem Speichersystem die Wirkleistungsaufnahme und -abgabe vorzugeben. Für eine gute Wahl der Speicherkapazität und Leistung werden im Kapitel 9 verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Batteriegrößen untersucht. Daraus zeigt sich, dass sich ein 0.5MW/0.5MWh Lithium-Ionen-Batteriesystem als guter Kompromiss eignet. Lithium-Ionen-BA wie beispielsweise die BA im Projekt BatterieSTABIL (2.5MVA/2.25MWh) erreichen Schnelligkeiten von etwa 4MW/s, welche sich mitunter gut zur Bereitstellung von Regelleistung eignet. [Marchgraber, Alács, Gawlik, Kathan, Wurm, Wailzer und Vitovec, 2018] Preise für Lithium-Ionen-BA werden für 2025 mit 83€/kWh prognostiziert. [Kords, 2021] Für die Berechnung wird von einer Leistung von $P_{BAT} = 0.5MW$ und $\cos(\varphi) = 0.98$ ausgegangen.

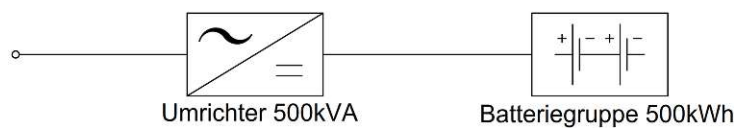


Abbildung 5.9: Aufbau Batteriespeichersystem

5.6 Allgemeine Verbraucher

Es sei angenommen, dass der durchschnittliche Leistungsbedarf von Gebäuden dieser Nutzungsart $P_{avg} \approx 10.5 \frac{W}{m^2}$ entspricht. Die Leistungsaufnahme der Verbraucher wird demnach nach Gleichung 5.3 mit Berücksichtigung ei-

ner Gleichzeitigkeit von $g = 0.4$ zu $P_{\text{allgemein}} = 16\text{kW}$ ermittelt. [ÖVE, 2019] Es wird zudem $\cos(\varphi) = 0.9$ angenommen.

$$\begin{aligned} P_{\text{allgemein}} &= A_{\text{Gebude}} [\text{m}^2] \cdot P_{\text{avg}} \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] \cdot g \\ &= 3808.2\text{m}^2 \cdot 10.5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot 0.4 = 15.99\text{kW} \approx 16\text{kW} \end{aligned} \quad (5.3)$$

5.7 Photovoltaikanlage

Für die notwendige Leistung sollen mehrere Industriegebäude ihre Dachfläche zusammenlegen (ergibt eine Industriegebäudekonstellation (IGK)), um die benötigte Erzeugungsleistung bereitzustellen. Es stehen insgesamt sieben gleich aufgebaute IGKs für die PVA zur Verwendung. Jede IGK befindet sich im Abstand von einem Kilometer zur IGK, welche die VTA und die Hauptsammelschiene beinhaltet. Die entfernten PVAs stellen ihre Leistung im $U = 10\text{kV}$ IN an der Hauptsammelschiene parallel zur Verfügung. Zukünftig wäre auch denkbar, dass kostengünstig ein weiterer Leistungsbedarf über das öffentliche Stromnetz gedeckt oder ein Stromüberschuss der PVA direkt an Kunden vermarktet werden kann, wenn sich der P2P-Stromhandel mit Hilfe der Blockchaintechologie durchsetzt. [Mika und Goudz, 2020] Anhand von Modellen und Annahmen wird folgend ein Erzeugerprofil für die Netzberechnungen bestimmt.

5.7.1 Modelle und Annahmen

Zur Bestimmung eines adäquaten Erzeugerprofils wurde die stündliche Bestrahlungsstärke $G(i)$ und die stündliche Umgebungstemperatur $T_{\text{amb}}(i)$ über das Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)¹ an einem Standort im Nordosten Österreichs mit den Koordinaten $\phi_{\text{geo}} = 48.348^\circ$ und $\lambda_{\text{geo}} = 15.730^\circ$ ermittelt. Die vorgegebenen Flachdächer einer IGK sind im Anhang in Abbildung B.1 mit den zugehörigen Flächen nach Tabelle 5.1 dargestellt. Mit dem gewählten Photovoltaikmodul² aus [energetica-pv, 2021] mit 390kWp ergibt sich pro Industriegebäudekonstellation eine Spitzenleistung der PVA von $P_{\text{pv,p}} = 731.640\text{kWp}$. Die Summe der Spitzenleistungen aller verwendeten PVAs entspricht demnach $P_{\text{pv,ges}} = 5121.480\text{kWp}$.

Der von der Modultemperatur abhängige Wirkungsgrad wurde mit Hilfe des Modells in Gleichung 5.4 mit den bezogenen Koeffizienten für kristallines

¹https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

²Energetica Industries GmbH, e.Classic M HC 390, $\eta_{\text{Modul,STC}} = 21,08\%$

Silizium $k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6$ und k_7 nach Tabelle 5.2 berücksichtigt. [Huld, Friesen, Skoczek, Kenny, Sample, Field und Dunlop, 2011]

$$P(G', T') = G'(P_{STC,m} + k_1 \ln(G') + k_2 \ln(G')^2 + k_3 T' + k_4 T' \ln(G') + k_5 T' \ln(G')^2 + k_6 T'^2) \quad (5.4)$$

Tabelle 5.1: Flächenzusammenstellung Industriegebäude

Gebäude	Fläche [m ²]	Flächennutzung	Nutzbare Fläche m ²
Gebäude A	2104.05	92%	1935.72
Gebäude B	787.50	92%	724.50
Gebäude C	627.37	92%	577.18
Gebäude D	295.91	86%	254.48
Gesamtfläche	3814.83		3491.89
Gesamtfläche×7	26703.82		24443.23

Dabei ist $G' = G/G_{STC}$ die bezogene Bestrahlungsstärke und $T' = T_{mod} - T_{STC}$ die Temperatur relativ zu den standardisierten Testbedingungen (STC). Für die Ermittlung der von der Außentemperatur abhängigen Modultemperatur wurde das einfache lineare Modell nach Gleichung 5.5 verwendet. Der Koeffizient k_T wird für flach am Dach installierte Module mit $k_T = 0.026 \text{Km}^2/\text{W}$ aus der Literatur entnommen. [Skoplaki und Palyvos, 2009]

$$T_{mod} = T_{amp} + k_T \cdot G \quad (5.5)$$

Als Wechselrichter wird der Sunny Tripower Core2 von Fronius gewählt. [Fronius, 2020] Aufgrund der angegebenen maximalen PV-Generatorleistung von $P_{DC,max} = 165 \text{kWp}$ werden pro Industriebetrieb jeweils fünf Wechselrichter parallel ans IN geschaltet. [ebd.] Der Wirkungsgrad wird mit $\eta_{WR} = 98\%$ und die Verluste aus der Verkabelung, dem Teillastbetrieb des Wechselrichters und der Verschmutzung werden mit $\eta_{V,sonstige} = 10\%$ berücksichtigt.

Tabelle 5.2: Koeffizienten der relativen Effizienz von kristallinen Siliziumzellen

$k'_1(-)$	-0.01724
$k'_2(-)$	-0.04047
$k'_3(^{\circ}\text{C}^{-1})$	-0.0047
$k'_4(^{\circ}\text{C}^{-1})$	$1.49 \cdot 10^{-4}$
$k'_5(^{\circ}\text{C}^{-1})$	$1.47 \cdot 110^{-4}$
$k'_6(^{\circ}\text{C}^{-1})$	$5.0 \cdot 110^{-6}$

5.7.2 Erzeugungsprofile

Aus den genannten Zusammenhängen wurde das Erzeugerprofil des Jahres 2015, dargestellt in Abbildung 5.10, ermittelt.

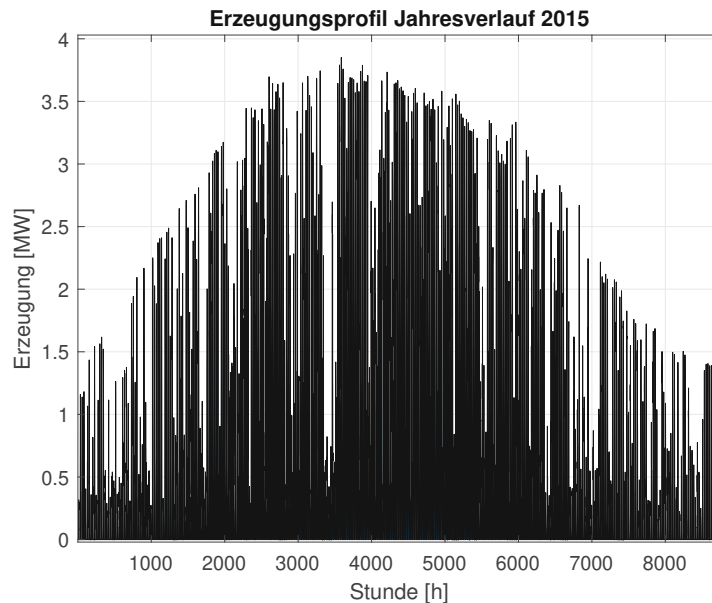


Abbildung 5.10: Erzeugerprofil Jahr 2015

Aus dem Jahresprofil wurde der Tag mit der niedrigsten Erzeugerleistung und der Tag mit der höchsten Erzeugerleistung als 19. Dezember und 28. Mai identifiziert. Die Profile dieser Tage wurden herausgepickt, mittels Spline-Interpolation interpoliert und werden für die anschließenden Berechnungen verwendet. Die Gesamterzeugung des Sommertages ist in Abbildung 5.12 und des Wintertages in Abbildung 5.11 dargestellt.

Die Erzeugung einer IGK ist in Abbildung 5.13 und das Profil eines zugehörigen Wechselrichters ist in Abbildung 5.14 dargestellt mit einer jeweiligen Leistungsspitze von $P_{IGK,ST,max} = 544.5\text{kW}$ und $P_{WR,ST,max} = 108.908\text{kW}$.

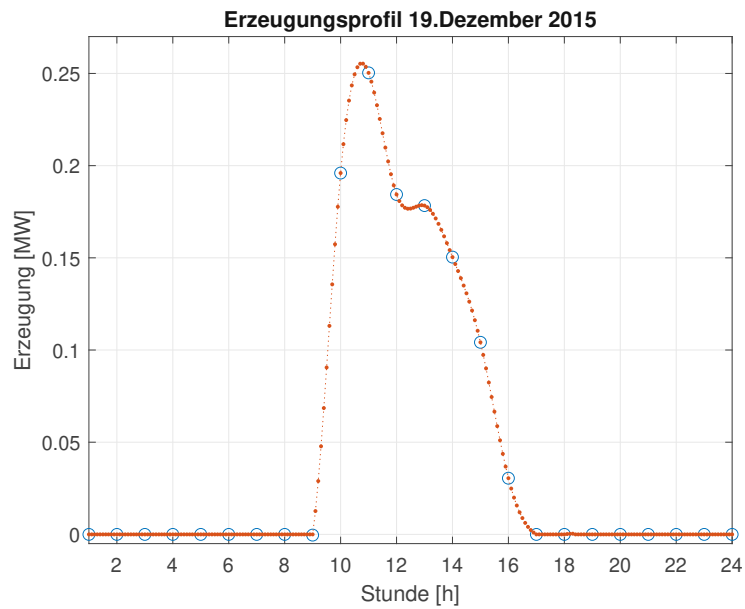


Abbildung 5.11: Erzeugerprofil - niedrigste Spitzenleistung Jahr 2015

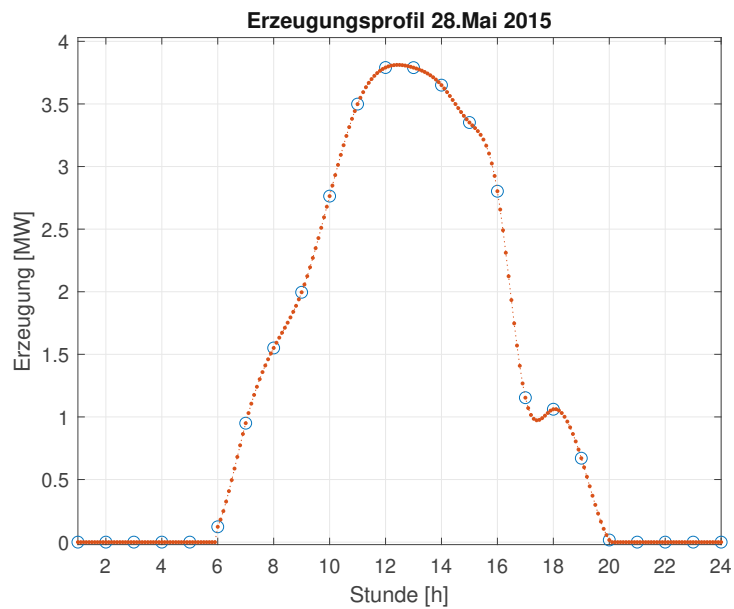


Abbildung 5.12: Erzeugerprofil - höchste Spitzenleistung Jahr 2015

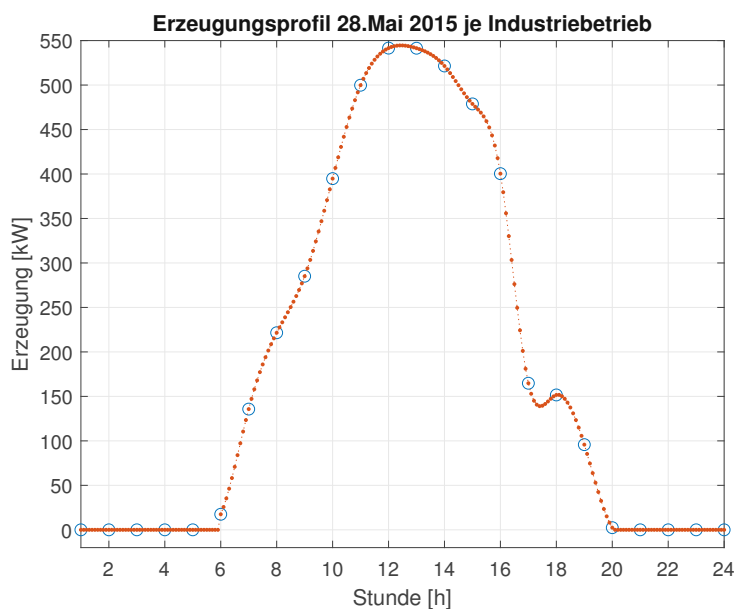


Abbildung 5.13: Erzeugerprofil - Industriegebäudekonstellation Sommertag

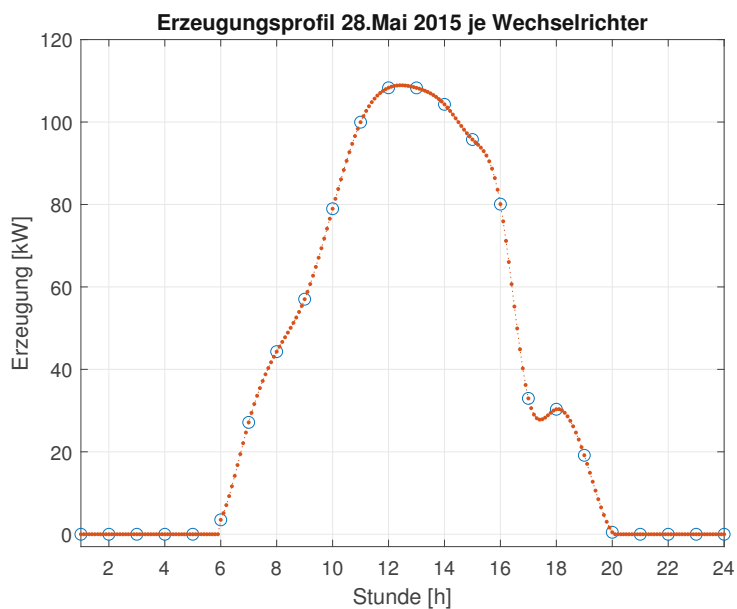
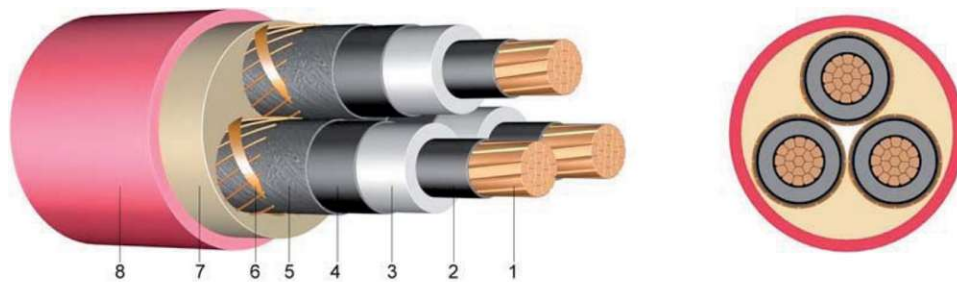


Abbildung 5.14: Erzeugerprofil - Wechselrichter Sommertag

5.8 Kabeldimensionierung

Um den Einfluss der Kabel in der Netzberechnung zu berücksichtigen, werden sie anhand geltender Normen und technischer Aspekte dimensioniert. Einerseits werden die in der Standardbibliothek von NEPLAN hinterlegten Kabel zur Simulation herangezogen und andererseits werden Kabeldaten für Querschnitte, welche nicht hinterlegt sind, aus den Datenblättern von Herstellern entnommen und fehlende Kennwerte mittels Näherungsgleichungen aus der Literatur bestimmt.

Es werden für die Mittelspannung VPE-isolierte Kabel mit PVC-Außenmantel, dargestellt in Abbildung 5.15, und für die Niederspannung PVC-isolierte Starkstromkabel, dargestellt in Abbildung 5.16, gewählt.

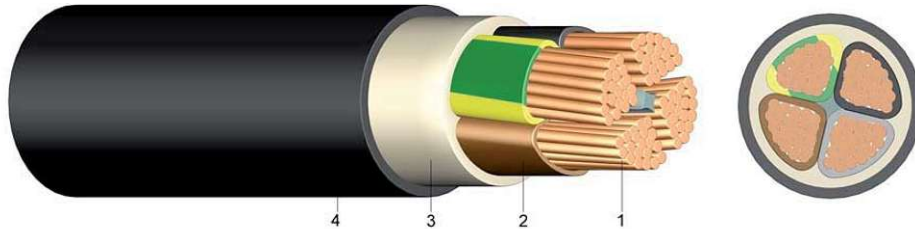


- Aufbau:**
- 1 Kupferleiter, blank, mehrdrätig
 - 2 innere Leitschicht
 - 3 Aderisolation aus vernetztem Polyethylen (VPE)
 - 4 äußere Leitschicht
 - 5 leitendes Band
 - 6 Kupferdrahtschirmung mit Gegenwendel
 - 7 Füllmantel
 - 8 Außenmantel aus Polyvinylchlorid (PVC), rot

Abbildung 5.15: N2XSEY: Dreiadriges VPE-isoliertes Kabel mit PVC-Außenmantel für $U_N \leq 10kV$. Abbildung aus [MEINHART, 2009]

5.8.1 Niederspannung

Der Querschnitt der Niederspannungskabel muss einerseits so ausgelegt werden, dass der zulässige Spannungsabfall von $\Delta u \leq 8\%$ an der Strecke zwischen Messeinrichtung und letztem Verbrauchsgerät eingehalten wird. Für Beleuchtung gilt ein zulässiger Spannungsabfall von $\Delta u \leq 6\%$. Die zulässigen Spannungsfälle gelten für Niederspannungsanlagen, die von einem privaten Energieversorgungsnetz versorgt werden. [DKE, 2013] Andererseits müssen die Bedingungen in Gleichung 5.6 zum Schutz bei Überlast erfüllt sein. Der



- Aufbau:**
- 1 Kupferleiter, blank, ein-(RE) oder mehrdrähtig(RM/SM)
 - 2 Aderisolation aus Polyvinylchlorid (PVC)
 - 3 PVC - Füllmantel oder Bänderung
 - 4 Außenmantel aus Polyvinylchlorid, schwarz

Abbildung 5.16: NYY-J: PVC-isoliertes Starkstromkabel für $U_N \leq 1kV$. Abbildung aus [MEINHART, 2009]

Spannungsabfall wird näherungsweise nach Gleichung 5.7 für Drehstrom bestimmt. [ÖVE, 2019] Für die Anlage wird der Spannungsabfall an den Kabeln auf $\Delta u \leq 3\%$ begrenzt, um hohe Verluste zu vermeiden. Die Ergebnisse der Kabelberechnung befinden sich im Anhang in Abbildung C.1.

$$\begin{aligned} I_B &\leq I_N \leq I_Z \\ I_2 &\leq 1.45 \cdot I_Z \end{aligned} \quad (5.6)$$

$$\Delta u \leq 100 \cdot \frac{1}{U_0} \cdot \frac{I_B \cdot \sqrt{3} \cdot l \cdot \cos(\varphi)}{\gamma \cdot A} \quad (5.7)$$

5.8.2 Mittelspannung

Der Querschnitt der Mittelspannungskabel bestimmt sich einerseits aus den Kriterien in Kapitel 5.8.1 und andererseits aus dem Kurzschlussstrom. Es wird eine Abschaltzeit von $t_k = 0.5s$ und eine Fehlerschleife von $R = 0.1\Omega$ und $X = 1\Omega$ angenommen. Der dreipolige Kurzschlussstrom wird mit NEPLAN zu $I''_{k3p} = 4.17kA$ berechnet. Der thermische Kurzzeitstrom bestimmt sich nach Gleichung 5.9 und 5.8 zu $I_{th} = 3.591kA$. Die thermische Kurzzeitnennstromdichte für ein VPE-Kabel mit CU-Leiter entspricht $S_{thr}(1s) = 141 \frac{A}{mm^2}$. Aus Gleichung 5.10 ergibt sich die zulässige thermische Kurzzeitstromdichte für 0.5 Sekunden zu $S_{th,zul} = 199.40 \frac{A}{mm^2}$. Die thermische Kurzzeitstromdichte des VPE-Kabels mit einem Querschnitt von $A = 35mm^2$ ergibt sich nach Gleichung 5.11 zu $S_{th} = 103.18 \frac{A}{mm^2}$. NEPLAN berechnet den thermischen Kurzschlussstrom aufgrund unterschiedlich gewählter Faktoren zu $I_{th} = 4.21kA$. Daraus bestimmt sich die thermische Kurzzeitstromdichte

te zu $S_{th} = 120.3 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$. Der Querschnitt ist damit in beiden Fällen zulässig ($S_{th}(35\text{mm}^2) < S_{th,zul}$). [Gawlik, 2019b]

$$\kappa = \left(1 + e^{-t \frac{R}{L}}\right) = 1.73$$

$$m(\kappa = 1.73) = 0.1$$

$$n(I_k''/I_k = 3.0) = 0.65$$

$$I_{th} = I_k'' \cdot \sqrt{m + n} = 3.61 \text{ kA} \quad (5.9)$$

$$I_{th,zul} = I_{thr} \sqrt{\frac{t_{kr}}{t_k}} = I_{thr} \sqrt{\frac{1\text{s}}{0.5\text{s}}} = I_{thr} \sqrt{2} \quad (5.10)$$

$$S_{th,zul} = S_{thr} \sqrt{2} = 141 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \cdot \sqrt{2} = 199.40 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

$$S_{th}(A = 35\text{mm}^2) = \frac{I_{th}}{A} = \frac{3.61 \text{ kA}}{35\text{mm}^2} = 103.18 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \quad (5.11)$$

5.8.3 Leitungswiderstand

Der auf die Länge bezogene und temperaturabhängige Leitungswiderstand $R'(\vartheta)$ lässt sich nach Gleichung 5.12 berechnen. Der Skineneffekt bei Wechselstrom wird durch den Proportionalitätsfaktor k_{sR} berücksichtigt und lässt sich nach Gleichung 5.13 bestimmen. [Crastan, 2015]

$$R'(\vartheta)_{\text{Leitung}} = k_{sR} \cdot \frac{\varrho_{20^\circ\text{C}}}{A} \cdot [1 + \alpha(\vartheta - 20^\circ\text{C})] \quad (5.12)$$

$$\eta = \frac{r}{2} \cdot \sqrt{\frac{\omega\mu}{2\varrho}}$$

$$\eta > 1 \implies k_{sR} = \eta + \frac{1}{4} \quad (5.13)$$

$$\eta < 1 \implies k_{sR} = \eta + \frac{1}{3}\eta^4$$

5.8.4 Kapazitätsbelag

Der Kapazitätsbelag des Null- und Mitsystems wird für Radialfeldkabel nach Gleichung 5.14 angenähert. [ebd.]

$$C'_0 = C'_1 = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{R}{r}} \quad (5.14)$$

5.8.5 Induktivitätsbelag

Der synchrone Induktivitätsbelag für dreipolige Kabel wird näherungsweise nach Gleichung 5.15 bestimmt. Die Flussverdrängung durch die Stromverdrängung bei Wechselstrom (Skinneffekt) wird durch den induktiven Stromverdrängungsfaktor k_{sL} berücksichtigt. [Crastan, 2015]

$$L'_1 = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\operatorname{acosh} \left(\frac{d}{2r} \right) + \frac{\mu_r}{4} k_{sL} \right) \quad (5.15)$$

$$\eta > 1 \implies k_{sL} = \frac{1}{\eta}$$

$$\eta < 1 \implies k_{sL} = 1$$

5.8.6 Induktivitätsbelag im Nullsystem

Der Induktivitätsbelag des Nullsystems wird nach Gleichung 5.16 bestimmt. [ebd.] Als Abschätzung des Nullsysteminduktivitätsbelags kann für ein Niederspannungs-Vierleiterkabel N(A)YY und ausschließlicher Rückleitung über den vierten Leiter $X_0/X_1 = L_0/L_1 = 4$ nach Abbildung 5.17 angenommen werden. [Oeding und Oswald, 2016b]

$$L'_0 = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{R_M}{r_e d^2} \right) + \frac{1}{4n} k_{sL} \right) \quad (5.16)$$

5.8.7 Widerstandsbelag im Nullsystem

Der Widerstandsbelag des Nullsystems ergibt sich nach Gleichung 5.17 aus dem synchronen Widerstandsbelag und dem dreifachen Neutralleiterwiderstandsbelag. [Crastan, 2015] Als Abschätzung des Nullsystemwiderstandsbelags kann für ein Niederspannungs-Vierleiterkabel N(A)YY und ausschließlicher Rückleitung über den vierten Leiter $R_0/R_1 = 4$ nach Abbildung 5.18 angenommen werden. [Oeding und Oswald, 2016b]

$$R'_0 = R' + 3R'_E \quad (5.17)$$

5.9 Blindleistungshaushalt

Blindleistung tritt bei Wechselstromkreisen beim periodischen Auf- und Abbau des magnetischen und elektrischen Feldes auf. Da sich die Wirkleistungs-

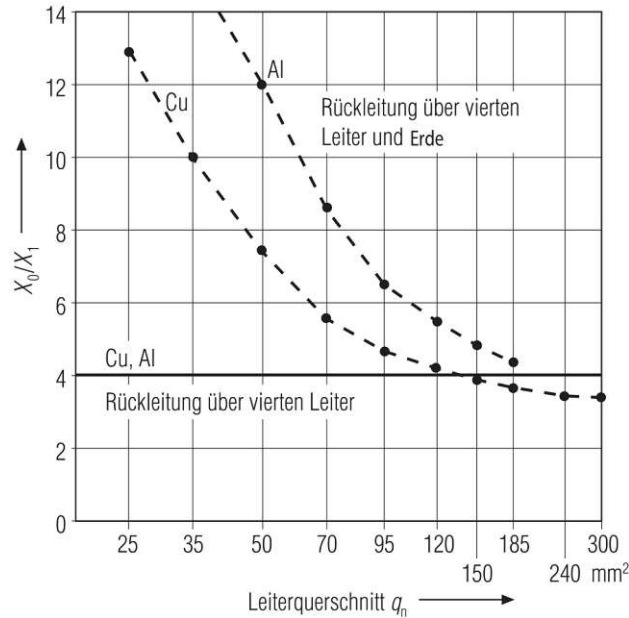


Abbildung 5.17: Quotienten der Reaktanzen im Null- und Mitsystem für Niederspannungsvierleiterkabel N(A)YY ohne Schirm und Mantel bei $f = 50\text{Hz}$. Abbildung aus [Oeding und Oswald, 2016b]

flüsse der Energiespeicherung und -entspeicherung gegenseitig aufheben, wird keine Wirkleistung von der Quelle zur Last übertragen. Das bedeutet, dass die Energie zwischen elektrischem und magnetischem Feld periodisch hin und her pendelt. Da Blindströme BM durch Spannungsabfälle und Stromwärmeverluste zusätzlich belasten, werden sie möglichst lokal durch entsprechende kapazitive/induktive Kompensationslasten oder erzeugte Blindleistung durch SMs und Flexible AC-Transmission Systems (FACTS)-BM kompensiert. [Schwab, 2020]

5.9.1 Spannungsstabilität

Ausgehend von der Systemgleichung 5.18 für ein Energieversorgungssystem, in dem zwei Netze mit einer Leitung miteinander verbunden sind und dem allgemeinen Modell für Lasten nach Gleichung 5.19 mit $f_P = 0$ und $f_Q = 0$, weil angenommen wird, dass sich die Lastaufnahme der ASMs in diesem Konzept nicht mit der Spannung ändert, ergibt sich Gleichung 5.20.

$$P_2^2 + Q_2^2 + 2 \cdot Q_2 \cdot 3 \cdot \frac{U_2^2}{X} + 9 \cdot \frac{U_2^4}{X^2} - \frac{9 \cdot U_1^2 \cdot U_2^2}{X^2} = 0 \quad (5.18)$$

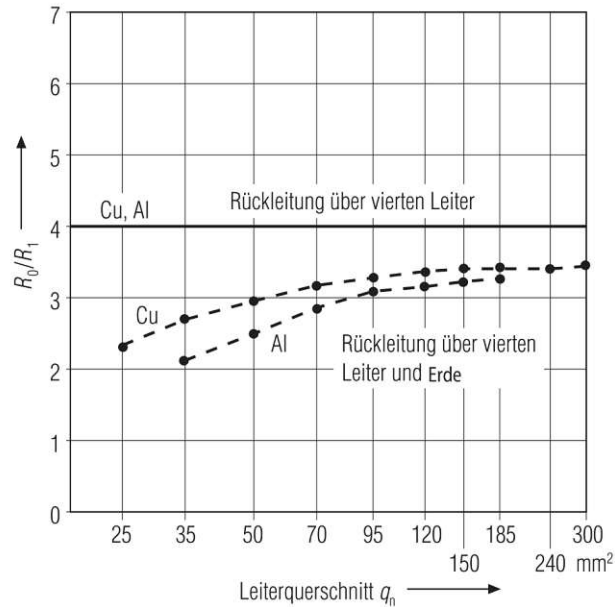


Abbildung 5.18: Quotienten der Resistenzen im Null- und Mitsystem für Niederspannungsvierleiterkabel N(A)YY ohne Schirm und Mantel bei $f = 50\text{Hz}$. Abbildung aus [Oeding und Oswald, 2016b]

$$P_2 = P_{2,n} \cdot \left(\frac{U_2}{U_{2,n}}\right)^{f_P}$$

$$Q_2 = Q_{2,n} \cdot \left(\frac{Q_2}{Q_{2,n}}\right)^{f_Q}$$

$$\begin{aligned} P_2 &\dots \text{wirksame Wirkleistungsaufnahme des Verbrauchers} \\ Q_2 &\dots \text{wirksame Blindleistungsaufnahme des Verbrauchers} \end{aligned} \quad (5.19)$$

$P_{2,n}$...Wirkleistungsaufnahme des Verbrauchers
wenn die Spannung ihrem Normwert $U_{2,n}$ entspricht

$Q_{2,n}$...Blindleistungsaufnahme des Verbrauchers
wenn die Spannung ihrem Normwert $U_{2,n}$ entspricht

$$u_2 = \sqrt{\frac{u_1^2}{2} - \frac{Q_{2,n} X}{U_{2,n}^2} \frac{X}{3}} \pm \sqrt{\frac{u_1^4}{4} - \frac{X^2 P_{2,n}^2}{9 U_{2,n}^4} - \frac{X}{3} u_1^2 \frac{Q_{2,n}}{U_{2,n}^2}} \quad (5.20)$$

Die Arbeitspunkte aus Gleichung 5.20 sind bis zur Stabilitätsgrenze stabil, darunter instabil, da sich auf der unteren Kurve bei Verkleinern der Last u_2 auf 0 zubewegen würde. Aus diesen Überlegungen folgt, dass immer zwei Betriebszustände für ein festes $P_2/(U_n^2/X)$ links von der Nasenspitze existieren:

ein stabiler oben und ein instabiler unten. Bei Übertreten der Stabilitätsgrenze kommt es zum Spannungskollaps, da der Wurzel Ausdruck der inneren Wurzel in Gleichung 5.20 negativ wird und die Spannung komplex werden würde, was nicht möglich ist, da laut Definition U_2 rein reell ist und sich die ganze Winkelinformation in $U_1 \cdot e^{j\delta}$ befindet. Der Spannungskollaps bedeutet also, dass das System keinen Arbeitspunkt mehr finden kann und der Strom sinken würde. In der Regel bedeutet es auch, dass viele Elemente wegen Unterspannung abgeschaltet werden. In Abbildung 5.19 sind die Kurven mit stabilen und instabilen Arbeitspunkten farblich getrennt eingezeichnet. Mit steigender Blindleistungseinspeisung steigt auch die Belastungsgrenze für die Wirkleistung. Aus diesem Grund werden kapazitive BM zur Spannungsstützung eingesetzt, um Systeme bis zur Grenze der statischen Winkelstabilität $\frac{\partial P}{\partial \delta} = 0$ (Stabilitätsgrenze) auslasten zu können. [Gawlik, 2020]

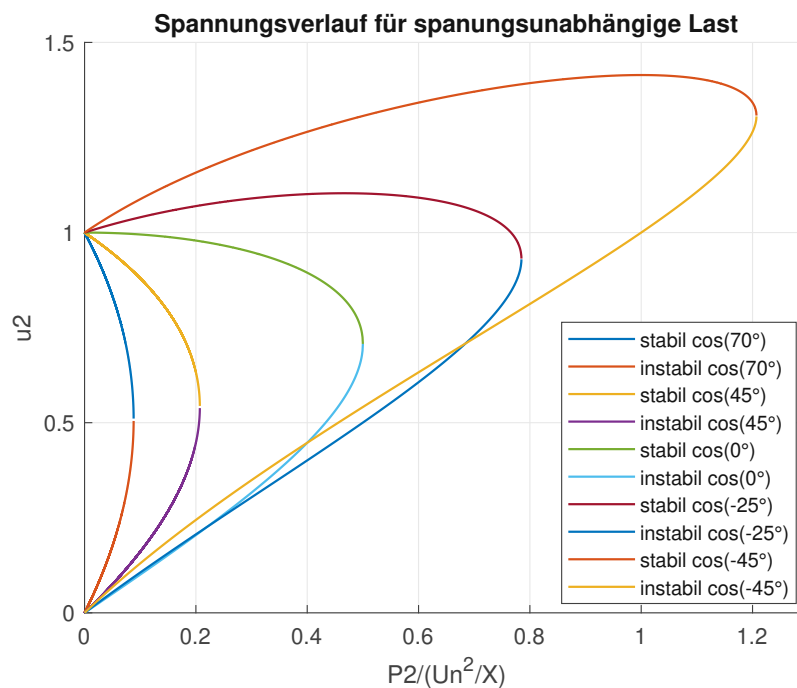


Abbildung 5.19: Spannungsverlauf für spannungsunabhängige Last bei unterschiedlichem Blindanteil

5.9.2 Resonanzerscheinungen

Die Frequenzrichter an den ASMs prägen Oberschwingungsströme I_v mit der Ordnung v ins Netz ein. Dieser Sachverhalt ist in der Ersatzschal-

tung einer kapazitiven Kompensationslast am Netz parallel zu Stromrichterantrieben in Abbildung 5.20 als Parallelschwingkreis dargestellt. Wobei die Gleichung 5.21 den Zusammenhang zwischen Kondensatorleistung und Kondensatorreaktanz und die Gleichung 5.22 den Zusammenhang zwischen Kurzschlussleistung am NAP und Innenreaktanz des Netzes darstellt. [Oeding und Oswald, 2016a]

$$Q_C = \frac{U_{nQ}^2}{X_{C1}} \quad (5.21)$$

$$S''_{kQ} = \frac{1.1 \cdot U_{nQ}^2}{X_{Q1}} \quad (5.22)$$

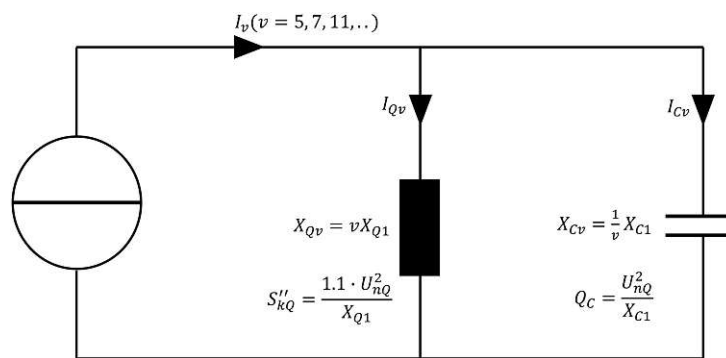


Abbildung 5.20: Eigene Darstellung: Ersatzschaltung kapazitive Kompensationslast parallel am Netz mit Oberschwingungsströme nach [Oeding und Oswald, 2016a]

Aus der Ersatzschaltung ergibt sich die resultierende Impedanz am NAP zu 5.23. Aus dieser folgt die Resonanzbedingung nach Gleichung 5.24.

$$Z_{Qv} = \frac{X_{Qv} X_{Cv}}{|X_{Qv} - X_{Cv}|} = \frac{v X_{Q1}}{|1 - v^2 \frac{X_{Q1}}{X_{C1}}|} \quad (5.23)$$

$$v = \sqrt{\frac{X_{C1}}{X_{Q1}}} = \frac{1}{\omega} \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}} \quad (5.24)$$

Um Resonanz und die damit verbundenen hohen Strom- und Spannungsbelastungen des Kondensators zu vermeiden, werden Kondensatorleistungen nach Gleichung 5.25 für relevante Ordnungszahlen v vermieden. Da die Kurzschlussleistung S''_{kQ} oft nicht bekannt ist und sich zudem zwischen der minimalen Kurzschlussleistung $S''_{k,min}$ aus Kapitel 8.4.1 und der maximalen Kurzschlussleistung $S''_{k,max}$ aus Kapitel 8.4.2 bewegt, werden Saugkreise eingesetzt. Dazu wird die Kondensatorbatterieanlage (KOB) in mehrere

Teile aufgeteilt und mit vorgeschalteten Drosseln auf die Ordnungszahlen $v = 5, 7, 11, 13, \dots$ abgestimmt. Diese verdrosselten Kondensatoren filtern die Frequenzen bei Sperrfrequenz nach Gleichung 5.26 raus. [Oeding und Oswald, 2016a]

Für Frequenzen unterhalb von f_{Sperr} wirkt der Filterkreis wie eine Kapazität und darüber wie eine Induktivität. Um den Signalpegel für Rundsteuersignale lokal nicht zu stark abzusenken, werden den verdrosselten Kondensatoren noch zusätzliche Sperrkreise vorgeschaltet. In Abbildung 5.21 ist eine KOBA schematisch dargestellt. [Schwab, 2020] In [E-Control, 2006] sind die Maßnahmen vollumfänglich festgelegt.

$$Q_C = \frac{1}{v^2} \frac{S''_{kQ}}{1.1} \quad (5.25)$$

$$f_{Sperr} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (5.26)$$

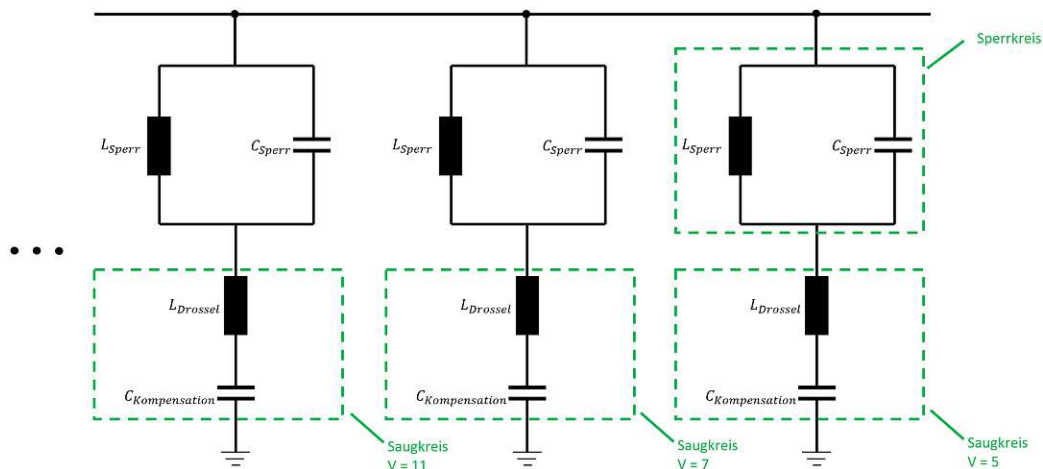


Abbildung 5.21: Schema Blindleistungskompensationsanlage

5.9.3 Auslegung Kondensatorbatterieanlage

Die KOBA wird nach Kapitel 5.21 in mehrere Teile gleicher Kapazität aufgeteilt. Für diese Arbeit wird eine Stufung von $Q_{komp,kap,Stufung} = 50\text{kVAR}$ gewählt. Um die maximal auftretende kapazitive Blindleistung der KOBA zu bestimmen, wird in den Lastflussberechnungen der Szenarien die Stufung der KOBA so lange variiert, bis an der 400V-Sammelschiene »SS_MS_400V« eine Spannung möglichst nahe von 400V anliegt. Die größte Stufung tritt in

Kapitel 7.2.1 mit 13 auf, was einer Bemessungsblindleistung von $Q_{komp,kap} = 650\text{kVAR}$ entspricht. Die KOBA schaltet in Q(U)-Regelungsmanier die Kondensatorstufen zu- oder weg. Die grobe Abstimmung unterstützt die Feinregelung der SM bei der Spannungsstützung der 10kV Sammelschiene. Beim Entwurf des Regelkreises müssen Resonanzen nach den Überlegungen aus Kapitel 5.9.2 vermieden werden.

Modellierung der Betriebsmittel

In diesem Kapitel werden die Modelle für in dieser Arbeit vorkommende wesentliche elektrische Betriebsmittel (BM) vorgestellt.

6.1 Transformator

Im Folgenden werden die Modelle des Transformators für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen erläutert.

6.1.1 Modell für Lastflusssimulation

Für die Lastflusssimulation wird das bereits in NEPLAN implementierte Transformatormodell nach Abbildung 6.1 mit dem zugehörigen Zusammenhang 6.1 verwendet.

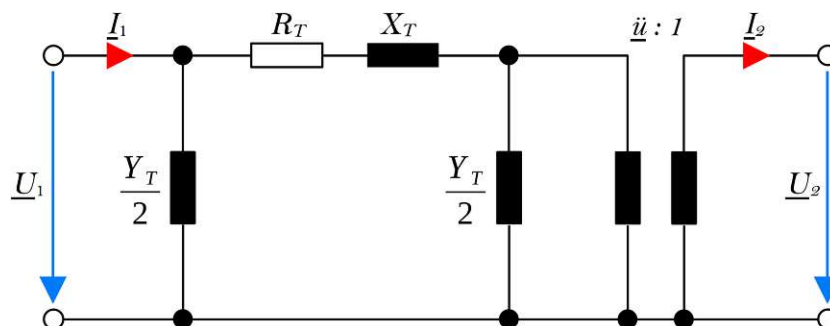


Abbildung 6.1: Ersatzschaltbild des Transformators mit zwei Wicklungen für die Lastflussberechnung [NEPLAN, 2021]

$$\begin{aligned}
 Z_T &= U_{kr}(1) \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_r \cdot 100} \\
 R_T &= U_{Rr}(1) \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_r \cdot 100} \\
 X_T &= \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \\
 Y_{Fe} &= \frac{P_{Fe}}{U_{r1}^2} \\
 Y_0 &= I_0 \cdot \frac{S_r}{100 \cdot U_{r1}^2} \\
 Y_T &= Y_{Fe} - j \cdot \sqrt{Y_0^2 - Y_{Fe}^2}
 \end{aligned} \tag{6.1}$$

6.1.2 Modell für Kurzschlussberechnung

Das Modell in Abbildung 6.2 kommt für die Kurzschlussberechnung im Mitsystem zum Einsatz. Die Impedanz errechnet sich in gleicher Weise wie im Transformatormodell für den Lastfluss nach dem Zusammenhang 6.1.

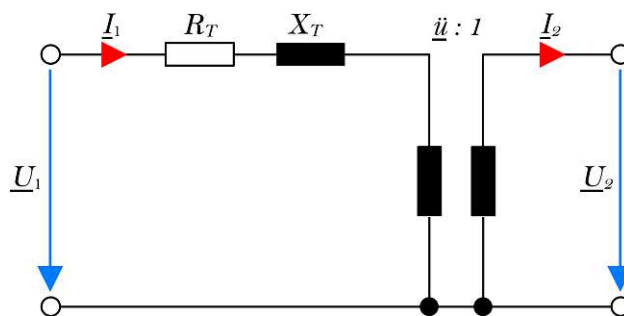


Abbildung 6.2: Ersatzschaltbild des Transformators mit zwei Wicklungen für die Kurzschlussberechnung im Mitsystem [NEPLAN, 2021]

Das Nullsystem wird mit dem Modell in Abbildung 6.3 berücksichtigt. Die Impedanzen errechnen sich nach Zusammenhang 6.2. Bei starr-geerdetem Sternpunkt gilt $Z_{E,2} \approx 0$ und im isolierten Netz ist die Erdungsimpedanz sehr groß.

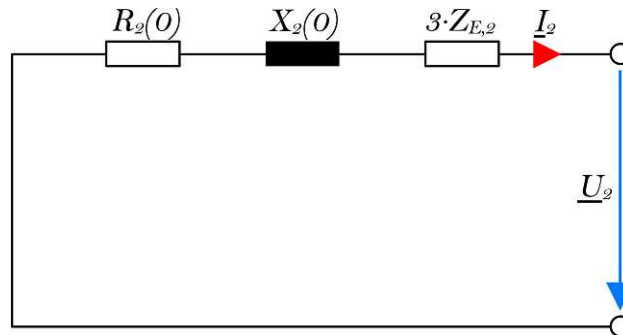


Abbildung 6.3: Ersatzschaltbild des DY-Transformators mit zwei Wicklungen für die Kurzschlussberechnung im Nullsystem [NEPLAN, 2021]

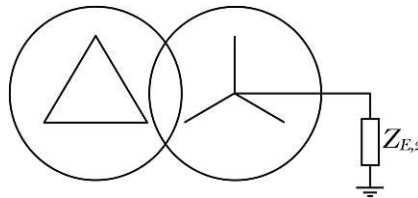


Abbildung 6.4: DY-Transformator mit Erdungsimpedanz auf Seite 2

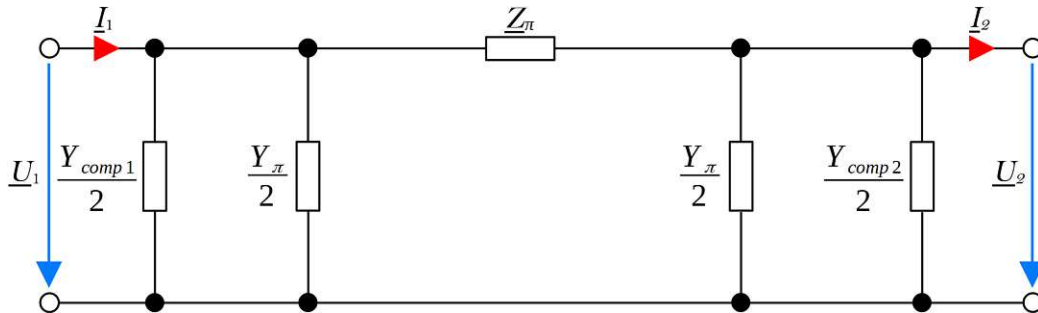
$$\begin{aligned}
 Z_T &= U_{kr}(0) \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_r \cdot 100} \\
 R_T &= U_{Rr}(0) \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_r \cdot 100} \\
 X_T &= \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \\
 \underline{Z}_T &= R_T + jX_T \\
 \underline{Z}_{e2} &= R_{e2} + jX_{e2}
 \end{aligned} \tag{6.2}$$

6.2 Leitungen

Elektrische Leitungen werden allgemein anhand der Leitungstheorie nach dem Modell in Abbildung 6.5 modelliert. Dazu gelten die Zweitorgleichungen in Gleichung 6.3 mit dem Übertragungsmaß $\underline{\gamma}$ nach Gleichung 6.4 und der Wellenimpedanz \underline{Z}_W nach Gleichung 6.5.

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_1 &= \underline{U}_2 \cdot \cosh \underline{\gamma} l + \underline{Z}_W \underline{I}_2 \cdot \sinh \underline{\gamma} l \\
 \underline{I}_1 &= \frac{\underline{U}_2}{\underline{Z}_W} \cdot \sinh \underline{\gamma} l + \underline{I}_2 \cdot \cosh \underline{\gamma} l
 \end{aligned} \tag{6.3}$$

$$\underline{\gamma} = \sqrt{(R' + j\omega L') (G' + j\omega C')} \tag{6.4}$$

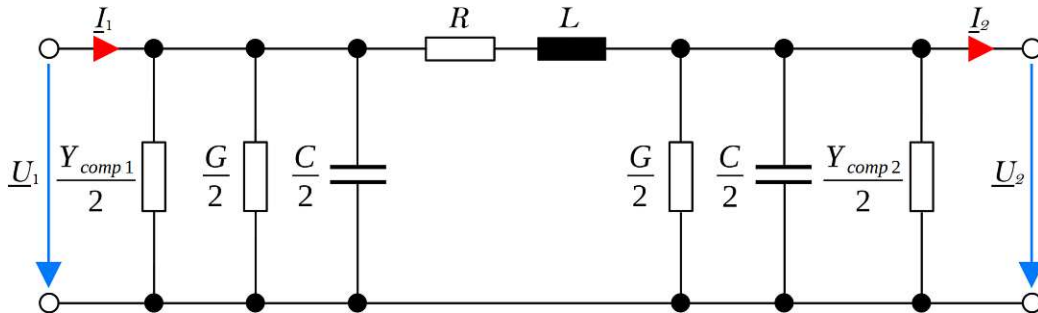
Abbildung 6.5: π -Ersatzschaltbild der elektrischen Leitung [NEPLAN, 2021]

$$\underline{Z}_W = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad (6.5)$$

Leitungen, deren Länge viel kleiner als die Wellenlänge der elektromagnetischen Schwingung ist ($l \ll \lambda$), kann man durch konzentrierte Elemente beschreiben. Für eine Frequenz von $f = 50\text{Hz}$ ergibt sich nach Gleichung 6.6 für ein Kabel mit $\epsilon_r = 4$ eine Wellenlänge von $\lambda = 3000\text{km}$. [Gawlik, 2019b] In NEPLAN wird daher für stationäre Berechnungen das Modell für elektrisch kurze Leitungen nach dem Ersatzschaltbild in Abbildung 6.6 verwendet. Die Admittanzen und Impedanzen vereinfachen zu Gleichung 6.7. Y_{comp1} und Y_{comp2} geben die Admittanzen der Leitungskompensation auf den jeweiligen Seiten an. Die Leitungsparameter der Leitungen werden in Kapitel 5.8 ermittelt.

$$\lambda = \frac{c_0}{f \cdot \sqrt{\epsilon_r \mu_r}} = \frac{300000 \frac{\text{km}}{\text{s}}}{50\text{s}^{-1} \cdot \sqrt{4}} = 3000\text{km} \quad (6.6)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_\pi &= R + j\omega L \\ \underline{Y}_\pi &= G + j\omega C \end{aligned} \quad (6.7)$$

Abbildung 6.6: π -Ersatzschaltbild der elektrisch kurzen Leitung [NEPLAN, 2021]

6.3 Asynchronmaschine

Im Folgenden werden die Modelle der Asynchronmaschine (ASM) für Lastfluss-, Kurzschluss- und Motorhochlaufberechnungen erläutert.

6.3.1 Asynchronmaschine direkt am Netz

Am Netz betriebene ASMs werden über einen Motorschutzschalter entweder an die in Stern- oder Dreieckschaltung verdrahteten Motorklemmen oder an eine Stern-/Dreieckhochlaufumschalteneinrichtung angeschlossen wie im Schema in Abbildung 6.7 dargestellt.



Abbildung 6.7: Schema einer direkt am Netz angeschlossenen Asynchronmaschine

6.3.1.1 Modell für Lastflusssimulation und Motorhochlauf

Für die Lastflusssimulation und den Motorhochlauf wird das bereits in NEPLAN implementierte Modell für die ASM nach Abbildung 6.8 mit den zugehörigen Zusammenhängen 6.8 und 6.9 verwendet. [NEPLAN, 2021]

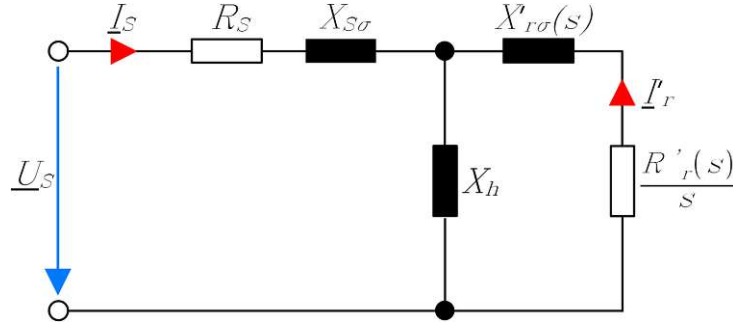


Abbildung 6.8: Ersatzschaltbild der ASM für die Lastflussberechnung und den Motorhochlauf [NEPLAN, 2021]

$$X_{1\sigma} = k \cdot \frac{I_r}{I_a}$$

$$X_h = \frac{1}{\sin(\varphi) - \cos(\varphi) \cdot \left(\frac{M_k}{M_r} - \sqrt{\left(\frac{M_k}{M_r} \right)^2 - 1} \right)}$$

$$R_S = h_a - \left(\frac{I_r}{I_a} \right)^2 \cdot \left(\frac{M_a}{M_r} \right) \cdot \eta \cdot \frac{\cos(\varphi)}{1 - s_r} \quad (6.8)$$

$$R'_r(s = 1) = X_h^2 \cdot \frac{h_a - R_S}{h_b}$$

$$X'_{r\sigma}(s = 1) = X_h \cdot \frac{h_c}{h_b}$$

$$R'_r(s = s_r) = X_h^2 \cdot \frac{(\cos(\varphi) - R_S) \cdot s_r}{h_d}$$

$$X'_{r\sigma}(s = s_r) = X_h \cdot \frac{X_{S\sigma} - \sin(\varphi) \cdot (\sin(\varphi) - X_{S\sigma} - X_h) - (R_S - \cos(\varphi))^2}{h_d}$$

$$h_a = \frac{I_r}{I_a} \cdot \cos(\varphi_{an})$$

$$h_b = (h_a - R_S)^2 + \left(\frac{I_r}{I_a} \cdot \sin(\varphi_{an}) - X_S - X_h \right)^2 \quad (6.9)$$

$$h_c = \left(X_S - \frac{I_r}{I_a} \cdot \sin(\varphi_{st}) \right) \cdot \left(\frac{I_r}{I_a} \cdot \sin(\varphi_{st}) - X_S - X_h \right) - \left(R_S - \frac{I_r}{I_a} \cdot \cos(\varphi_{st}) \right)^2$$

$$h_d = (\cos(\varphi) - R_S)^2 + (\sin(\varphi) - X_S - X_h)^2$$

6.3.1.2 Modell für Kurzschlussberechnung

Das Modell in Abbildung 6.9 kommt für die Kurzschlussberechnung zum Einsatz. Die Kurzschlussimpedanz des Mitsystems errechnet sich nach dem Zusammenhang 6.10 mit $\frac{R_m}{X_m} = 0.42$ für Niederspannungsmaschinen. Die Impedanz im Nullsystem wird unendlich gesetzt. [NEPLAN, 2021]

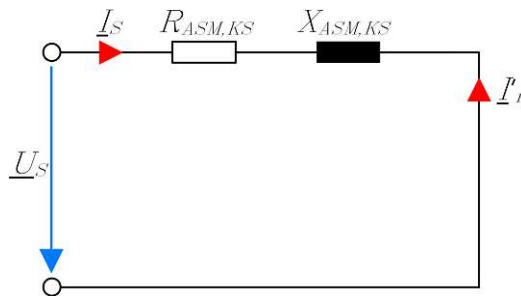


Abbildung 6.9: Ersatzschaltbild der ASM für die Kurzschlussberechnung [NEPLAN, 2021]

$$\begin{aligned}
 Z_{(1)ASM,KS} &= \frac{\eta \cdot \cos(\varphi) \cdot U_r^2}{P_{r,mech} \cdot \frac{I_r}{I_a} \cdot n} \\
 X_{(1)ASM,KS} &= \frac{Z}{\sqrt{\frac{R_m^2}{X_m^2} + 1}} \\
 R_{(1)ASM,KS} &= X \cdot \frac{R_m}{X_m}
 \end{aligned} \tag{6.10}$$

6.3.2 Asynchronmaschine mit Frequenzumrichter

In der Abhandlung werden Spannungszwischenkreisumrichter mit fester Zwischenkreisspannung nach dem Schema in Abbildung 6.10 eingesetzt. Sie besitzen einen ungesteuerten Eingangsstromrichter und damit eine konstante Zwischenkreisspannung. Die Regelelektronik des maschinenseitigen Wechselrichters erzeugt durch Pulsweitenmodulation eine Ausgangsspannung mit variabler Frequenz. Der Anlauf von ASMs mit Frequenzumrichtern ist unproblematisch, belastet das Netz gering und wird hier nicht weiter behandelt.

6.3.2.1 Modell für Lastflusssimulation

Frequenzumrichter werden zur Regelung von Drehstrommotoren in Förderanlagen, Kompressoren, Pumpen, Lüftern sowie ganz allgemein in Anwendungen mit variabler Drehzahl und/oder variablem Drehmoment eingesetzt.

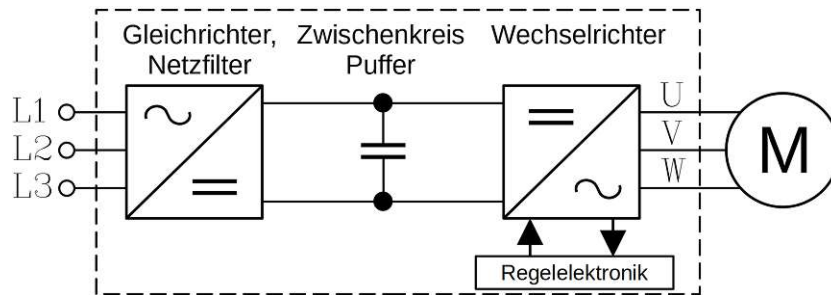


Abbildung 6.10: Schema Spannungszwischenkreisumrichter

Typische drehzahlvariable Betriebsmoden sind U/f-Steuerung und die feldorientierte Regelung.

Für die Lastflussberechnung wird aus dem Modell in Kapitel 6.3.1.1 die elektrische Leistungsaufnahme aus der mechanischen Leistung P_{mech} und den Motorparametern zuzüglich eines Frequenzumrichter Wirkungsgrades von $\eta_{FU} = 0.98$ berechnet. In der Lastflussberechnung bleibt die Leistung konstant, die Stromaufnahme ändert sich in Abhängigkeit der Spannung.

6.3.2.2 Modell für Kurzschlussberechnung

Das Modell in Abbildung 6.9 kommt auch für die Kurzschlussberechnung der ASM mit Umrichter zum Einsatz. Die Kurzschlussimpedanz des Mitsystems errechnet sich nach dem Zusammenhang 6.10 mit $\frac{R_m}{X_m} = 0.1$ und $\frac{I_a}{I_r} = 3$. [DKE, 2016] Die Impedanz im Nullsystem wird unendlich gesetzt. [NEPLAN, 2021]

6.4 Synchronmaschine

Im Folgenden werden die Modelle der Synchronmaschine (SM) für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen erläutert.

6.4.1 Modell für Lastflusssimulation

Für die Lastflussberechnung wird für die Synchronmaschine das Berechnungsverfahren »PV-Knoten« in NEPLAN Netzberechnungsprogramm[©] (NEPLAN) angewendet. Dabei wird die Wirkleistung der Synchronmaschine und die Sollspannung an einem Knoten vorgegeben. Daraus wird die notwendige Blindleistung errechnet und von der Synchronmaschine eingespeist. Die abgebbare Blindleistung ist nach dem PQ-Diagramm in Abbildung 5.3 begrenzt.

6.4.2 Modell für Kurzschlussberechnung

Das Modell in Abbildung 6.11 kommt für die Kurzschlussberechnung zum Einsatz. Die Kurzschlussimpedanz des Mitsystems errechnet sich nach Gleichungssystem 6.11, die des Gegensystems nach Gleichungssystem 6.12 und die des Nullsystems nach Gleichungssystem 6.13. Die Impedanz im Nullsystem wird aufgrund des IT-Netzes und der dementsprechend hohen Erdungsimpedanz ($Z_E = R_E + jX_E$) unendlich gesetzt. [NEPLAN, 2021]

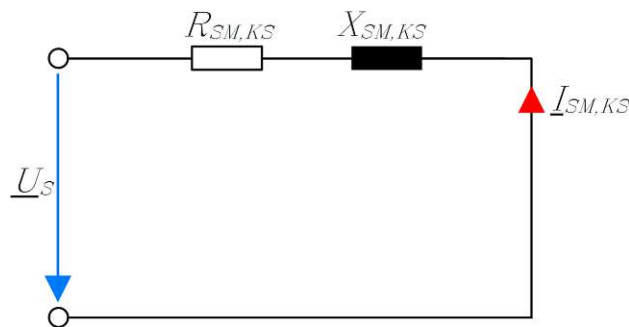


Abbildung 6.11: Ersatzschaltbild der SM für die Kurzschlussberechnung [NEPLAN, 2021]

$$\begin{aligned} R_{(1)SM,KS} &= 0.07 \cdot X_d'' \\ X_{(1)SM,KS} &= x_d'' \cdot \frac{U_r^2}{100 \cdot S_r} \end{aligned} \quad (6.11)$$

$$\begin{aligned} R_{(2)SM,KS} &= 0.07 \cdot X_d'' \\ X_{(2)SM,KS} &= 0.5 \cdot (x_d'' + x_q'') \cdot \frac{U_r^2}{100 \cdot S_r} \end{aligned} \quad (6.12)$$

$$\begin{aligned} R_{(0)SM,KS} &= 0.07 \cdot X_d'' + 3 \cdot R_E \\ X_{(0)} &= x_{(0)} \cdot \frac{U_r^2}{100 \cdot S_r} \\ X_{(0)SM,KS} &= X_{(0)} + 3 \cdot X_E \end{aligned} \quad (6.13)$$

6.5 Elektrolyseanlage

Die Elektrolyseanlage (ELA) wird durch ein vektor-geregeltes selbstgeführtes System geregelt. Dieses erlaubt die freie Vorgabe von Wirkleistung und Blindleistung.

6.5.1 Modell für Lastflusssimulation

Die ELA wird in NEPLAN nach dem Modell für allgemeine Lasten in Gleichung 6.14 mit $f_P = 0$ und $f_Q = 0$ als spannungsunabhängige Last modelliert.

$$\begin{aligned} P_2 &= P_{2,n} \cdot \left(\frac{U_2}{U_{2,n}}\right)^{f_P} \\ Q_2 &= Q_{2,n} \cdot \left(\frac{Q_2}{Q_{2,n}}\right)^{f_Q} \end{aligned} \tag{6.14}$$

6.5.2 Modell für Kurzschlussberechnung

Die ELA wird als reine Last ohne Rückspeisung und somit ohne Kurzschlussstromanteil modelliert.

6.6 Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Im Folgenden werden die Modelle der USV-Anlage für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen erläutert.

6.6.1 Modell für Lastflusssimulation

Die Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)-Anlage des Typs VFI (siehe Abschnitt 5.4) wird in der Simulation als spannungsunabhängige Last nach Gleichung 6.14 mit $f_P = 0$ und $f_Q = 0$ modelliert.

6.6.2 Modell für Kurzschlussberechnung

Die USV-Anlage wird als reine Last ohne Rückspeisung und somit ohne Kurzschlussstromanteil modelliert.

6.7 Batterieanlage

Die Batterieanlage (BA) wird in NEPLAN als Element »Energiespeicher« definiert.

6.7.1 Modell für Lastflusssimulation

Für die Lastflussberechnung wird für die BA das Berechnungsverfahren »PC-Knoten« in NEPLAN angewendet. Dabei wird die Wirkleistung der BA und

der Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ fest vorgegeben. Daraus wird die notwendige Blindleistung errechnet und damit die Leistungsaufnahme und Leistungsabgabe der BA abhängig vom Betriebspunkt festgelegt.

6.7.2 Modell für Kurzschlussberechnung

Nach IEC60909 Ed. 2. 2016 dürfen Kraftwerke mit Vollumrichtern vernachlässigt werden, wenn ihr Beitrag $\leq 5\%$ des Kurzschlussstromes ohne diese Kraftwerke ist. Aus diesem Grund wird der Kurzschlussstromanteil der BA vernachlässigt. [Centre, 2016]

Simulation und Überprüfung der elektrischen Betriebsmittel

In diesem Kapitel werden unterschiedliche Betriebszustände mit Hilfe der Lastflussberechnung im NEPLAN Netzberechnungsprogramm[©] (NEPLAN) analysiert. Dabei wird das Strom-Spannungs-Verhalten, die Auslastung der elektrischen Betriebsmittel (BM), der Blindleistungszustand und die Höchst- und Niedrigstlast im Industrienetz (IN) überprüft. Dadurch aufgedeckte Fehler in der Dimensionierung können beseitigt und vorliegende Bemessungen optimiert werden.

7.1 Netzparallelbetrieb – bestimmungsgemäßer Betrieb

7.1.1 Szenario Bezug negativer sekundärer Regelleistung

Dieses Szenario beschreibt im Normalbetrieb den Zustand der Aufnahme von 2MW sekundärer Regelleistung. Dabei wird das Blockheizkraftwerk (BHKW) auf $P_{BHKW} = 730\text{kW}$ und $Q_{BHKW} = 488.47\text{kW}$ kap. sowie die Photovoltaikanlage (PVA) auf $P_{PVA} = 730\text{kW}$ abgeregelt. Die Netztransformatoren sind mit einer Auslastung von $AL_{TRA_1} = AL_{TRA_2} = 64.75\%$ und Eigenbedarfstransformatoren mit einer Auslastung von $AL_{TRA_{EB1}} = AL_{TRA_{EB2}} = 54.28\%$ im Normalbetrieb. Das Szenario befindet sich im Anhang in Abbildung D.7. Am Netzanschlusspunkt (NAP) beträgt der Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi) = 0.9909$ kap., was einem Winkel von $\varphi = 7.74^\circ$ entspricht. Die Kondensatorbatterieanlage (KOB) befindet sich auf Stu-

fe 7, was einer kapazitiven Einspeiseleistung von $Q_{komp,kap} = 350.44\text{kVAr}$ entspricht. Der Netzbenutzer (NB) müsste sich in diesem Fall mit dem Verteilernetzbetreiber (VNB) auf die auftretende Blindleistungseinspeisung von $Q_{Netz} = 278.02\text{kVAr}$ einigen oder die Regelung der Synchronmaschine (SM) sowie der KOBA auf einen minimalen Blindleistungsaustausch mit dem Netz einstellen.

7.1.2 Szenario geringster Leistungsfluss

In diesem Szenario deckt nur das BHKW den Leistungsbedarf der Verfahrenstechnische Anlage (VTA) und der Elektrolyseanlage (ELA). Die ELA befindet sich im Teillastbetrieb mit einer Leistung von $P_{EL} = 1284\text{kW}$ und die Batterieanlage (BA) ist leer und kann keine Energie abgeben. Das Szenario befindet sich im Anhang in Abbildung D.1. Die Netztransformatoren sind mit $AL_{TRA_1} = AL_{TRA_2} = 1.18\%$ gar nicht und die Eigenbedarfstransformatoren mit der gewünschten Zielauslastung $AL_{TRA_{EB1}} = AL_{TRA_{EB2}} = 60.02\%$ ausgelastet. Am NAP beträgt der Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi) = 0.8305$ ind., was einem Winkel von $\varphi = 33.85^\circ$ entspricht. Die KOBA befindet sich auf Stufe 8, was einer kapazitiven Einspeiseleistung von $Q_{komp,kap} = 401.49\text{kVAr}$ entspricht. Die mit dem Netz ausgetauschte Blindleistung errechnet sich zu $Q_{Netz} = 17.90\text{kVAr}$ und wird als vernachlässigbar angesehen.

7.1.3 Szenario maximale Photovoltaik Einspeiseleistung

Dieses Szenario stellt einen Normalbetriebsfall dar. Hier wird die PVA mit ihrer maximalen Leistung betrieben. Die PVA speist mit ihrer vollen Leistung ein, das BHKW wird zurückgeregelt und die BA ist voll und kann keine weitere Energie aufnehmen. Das Szenario befindet sich im Anhang in Abbildung D.3. Die Netztransformatoren sind mit $AL_{TRA_1} = AL_{TRA_2} = 39.10\%$ und die Eigenbedarfstransformatoren mit $AL_{TRA_{EB1}} = AL_{TRA_{EB2}} = 15.35\%$ ausgelastet. Am NAP beträgt der Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi) = 0.9812$ ind., was einem Winkel von $\varphi = 11.14^\circ$ entspricht. Die KOBA befindet sich auf Stufe 5, was einer kapazitiven Einspeiseleistung von $Q_{komp,kap} = 250.46\text{kVAr}$ entspricht. Die mit dem Netz ausgetauschte Blindleistung errechnet sich zu $Q_{Netz} = 241.75\text{kVAr}$ und muss wie in Kapitel 7.1.1 mit dem VNB abgestimmt werden.

7.2 Betrieb im Fehlerfall

Bei Ausfall eines oder mehrerer BM soll die Anlage am Netz weiterbetrieben werden. Die ELA soll in Betriebszuständen mit Netzbetrieb auf die minimal mögliche Leistung von $P_{ELA,min} = 0.2 \cdot P_{ELA,N}$ zurückgefahren werden.

7.2.1 Betrieb Verfahrenstechnik und Elektrolyseanlage mit Netzstrom

Bei vernachlässigbar Einspeisung der PVA wird bei Ausfall des BHKW die ELA sowie die Ladeleistung der BA durch die Steuerungstechnik sicher abgeregelt. Die BA wird nach Möglichkeit schnell mit der Energieeinspeisung beginnen und damit das Netz entlasten. Zu Beginn tritt die größtmögliche vorkommende Belastung der Transformatoren am Netz auf. Für die Berechnung wird die Ladeleistung der BA und die Leistungsaufnahme der ELA auf maximal sowie jegliche Einspeisungen des Kraftwerks auf null gestellt. Das Szenario berechnet sich durch die Lastflussberechnung in Abbildung D.6. Der Netztransformator wird bei einer Netzbelastung von etwa $P_{TRA_1,N} = P_{TRA_2,N} = 3.818\text{MW}$ mit $AL_{TRA} = 119.52\%$ sowie der Eigenbedarfstransformator mit $AL_{TRA_EB} = 135.23\%$ überbelastet. Nach Norm [DKE, 2008] ist ein kurzzeitiger Betrieb über die Bemessungsleistung hinaus zulässig, solange definierte Grenzwerte wie die der Heißpunkttemperatur eingehalten werden. Nach dem Ausfall des BHKW und der Abregelung der ELA sollte sichergestellt werden, dass der Transformator abzukühlen kann, bevor die Möglichkeit einer erneuten Überbelastung auftreten kann. Am NAP beträgt der Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi) = 0.9982$ ind., was einem Winkel von $\varphi = 3.45^\circ$ entspricht. Die KOBA befindet sich auf Stufe 13 (maximal), was einer kapazitiven Einspeiseleistung von $Q_{komp,kap} = 655.20\text{kVAr}$ entspricht. Im Prinzip kann dieser Betriebspunkt nur erreicht werden, wenn die Steuerungstechnik versagt, da nach dem Ausfall des BHKW umgehend die Regelung getriggert wird und sich die elektrischen Größen dynamisch auf den Betriebspunkt in Kapitel 7.2.2, der den eingeschwungenen Zielzustand darstellt, zubewegen.

7.2.2 Szenario Ausfall Blockheizkraftwerk

In diesem Szenario läuft das Kraftwerk im reinen Netzbetrieb. Die VTA und die ELA werden ausschließlich über das öffentliche Verteilnetz versorgt. Der Betriebspunkt stellt sich unter anderem als eingeschwungener Zustand nach dem dynamischen Vorgang ausgehend vom Betriebszustand im vorangegangenen Kapitel 7.2.1 ein. Die ELA ist in den Teillastbetrieb mit der Mindest-

leistung von $P_{ELA,min} = 0.2 \cdot P_{ELA,N} = 500\text{kW}$ zurückgefahren worden und wird weiterbetrieben. Die Netztransformatoren sind mit einer Auslastung von $AL_{TRA_1} = AL_{TRA_2} = 39.02\%$ gering und die Eigenbedarfstransformatoren mit $AL_{TRA_EB1} = AL_{TRA_EB2} = 61.19\%$ nahe der gewünschten Zielauslastung von 60% ausgelastet. Das Szenario befindet sich im Anhang in Abbildung D.5. Am NAP beträgt der Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi) = 0.9976$ kap., was einem Winkel von $\varphi = 3.95^\circ$ entspricht. Die KOBA befindet sich auf Stufe 9, was einer kapazitiven Einspeiseleistung von $Q_{komp,kap} = 451.93\text{kVAr}$ entspricht. In diesem Betriebszustand wird die Funktionstüchtigkeit des BHKWs durch Eingreifen des Personals wieder hergestellt. Wartungen am BHKW werden eher am Tag durchgeführt, da die PVA das Netz entlastet und den BHKW Stillstand bei entsprechendem Sonnenschein kompensiert.

7.3 Stillstandsbetrieb

Im Stillstandsbetrieb ist nur die PVA in Betrieb.

7.3.1 Szenario Ausfall Wasserstoff erzeugende Anlagen bei maximaler Photovoltaik Einspeiseleistung

Dieses Szenario stellt den kurzen Zeitraum zwischen dem Wegfall der VTA und der ELA sowie der Abregelung der PVA dar. Die Spannung erhöht sich durch den Wegfall auf der Niederspannungssammelschiene. Die Belastung an den Netztransformatoren erhöht sich durch die hohe Einspeiseleistung der PVA auf $AL_{TRA_1} = AL_{TRA_2} = 118.65\%$. Die Eigenbedarfstransformatoren sind durch den Wegfall der VTA mit $AL_{TRA_EB1} = AL_{TRA_EB2} = 15.35\%$ nur gering ausgelastet. Eine kurzzeitige Überbelastung der Netztransformatoren bis die Abregelung der PVA abgeschlossen ist, ist zulässig, solange die betreffenden Grenzwerte aus Norm IEC 60076-7 eingehalten werden. [DKE, 2008] Am NAP beträgt der Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi) = 0.9788$ ind., was einem Winkel von $\varphi = 11.83^\circ$ entspricht. Die KOBA befindet sich auf Stufe 5, was einer kapazitiven Einspeiseleistung von $Q_{komp,kap} = 250.46\text{kVAr}$ entspricht. Das Szenario befindet sich im Anhang in Abbildung D.8.

7.4 Motoranlauf

Es werden die zwei Schnecken direkt am Netz hochgefahren und der Zerhacker über eine Stern-/Dreieckumschalteneinrichtung. Jede andere Asynchronmaschine (ASM) hängt an einem Frequenzumrichter (FU), belastet das Netz

im Anlauf nicht übermäßig und wird daher in dieser Arbeit nicht weiter behandelt. Für die Berechnung des Motoranlaufs wird das Ersatzschaltbild in Abbildung 7.1 und die Kennwerte in Tabelle 7.1 verwendet. Die Ersatzimpedanzen der Betriebsmittel ergeben sich nach den Zusammenhängen in Kapitel 8.1.2. Sie werden mit Hilfe des Winkels oder des Verhältnisses zwischen Real- und Imaginärteil in Polarkoordinaten umgerechnet.

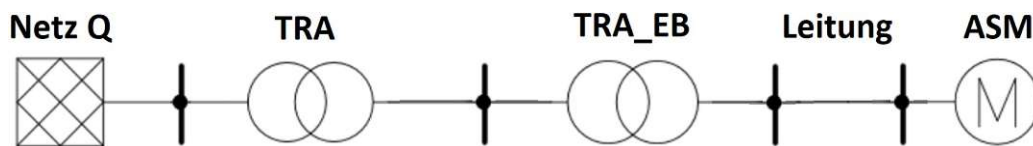


Abbildung 7.1: Ersatzschaltbild Berechnung Spannungseinbruch bei Motoranlauf

Tabelle 7.1: Kennwerte für die Motoranlaufberechnung des Zerhackers

vorgelagertes 20kV-Netz	
S_k''	300MVA
ψ_k	50°
Netztransformator	
$S_{TRA,N}$	3.2MVA
$u_{k,TRA}$	6%
$P_{k,TRA}$	31.56kW
Eigenbedarfstransformator	
$S_{TRA_EB,N}$	1.26MVA
u_{k,TRA_EB}	4%
P_{k,TRA_EB}	12.98kW
Zerhacker	
$S_{ASM,N}$	169.2kVA
I_a/I_r	6.5
R_M/X_M	0.42

Der direkte Motorhochlauf einer ASM am Netz hat die höchste Netzbelastung unter allen Anlaufvarianten zur Folge. Der motorabhängige Anlaufstrom entspricht dabei etwa $I_a = 4..8 \times I_N$ wie in Abbildung 7.2 für den Zerhacker dargestellt. Er ist durch eine starke Beschleunigung bei hohem Anlaufstrom und hoher mechanischer Belastung gekennzeichnet und kann nur in starken Netzen, die hohe Anlaufströme zulassen, durchgeführt werden. Der Spannungseinbruch auf der Primärseite des Netztransformators ergibt sich für die direkte Zuschaltung in Dreieckschaltung näherungsweise

nach Gleichung 7.1 zu $d = 0.35\%$ und der zugehörige Spannungsverlauf an der Primärseite des Netztransformators befindet sich in Abbildung 7.3. Die Spannungsänderung liegt deutlich unter der zulässigen Spannungsänderung von $d_{zul} = 3\%$ im Mittelspannungsnetz. [E-Control, 2017]

$$\varphi_A = \operatorname{atan}\left(\frac{1}{0.42}\right) = 67.22^\circ \quad (7.1)$$

$$d = \frac{(I_a/I_r) \cdot S_{ASM,N}}{S_k''} \cdot \cos(\psi_k - \varphi_A) = 0.35\%$$

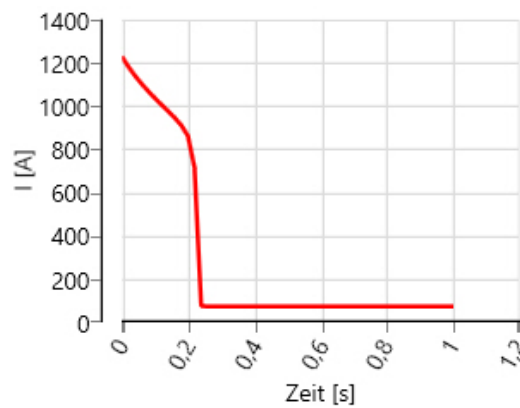


Abbildung 7.2: Stromverlauf bei direktem Motorstart des Zerhackers

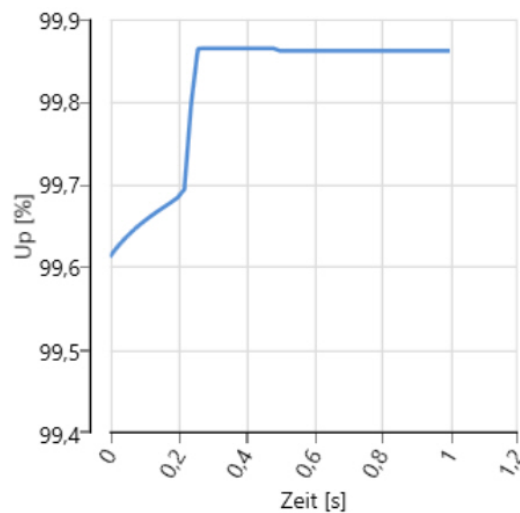


Abbildung 7.3: Spannungsverlauf an Sammelschiene SS_20kV bei direktem Motorstart des Zerhackers

Bei der Stern-Dreieck Umschaltung entspricht der Anlaufstrom etwa $1/3$ gegenüber dem beim direktem Motorstart ($I_a = 1,3...3 \times I_N$), wie in Abbildung 7.4 für den Zerhacker dargestellt. Die Stern-Dreieck Umschaltung ist durch ein reduziertes Anlaufmoment sowie durch Strom- und Momentenspitzen bei der Umschaltung gekennzeichnet und wird bei Antrieben eingesetzt, die erst nach dem Hochlauf belastet werden. Der Spannungseinbruch auf der Primärseite des Netztransformators ergibt sich näherungsweise nach Gleichung 7.2 zu $d = 0.1167\%$ und der zugehörige Spannungsverlauf an der Primärseite des Netztransformators befindet sich in Abbildung 7.5. Die Spannungsänderung liegt deutlich unter der zulässigen Spannungsänderung von $d_{zul} = 3\%$ im Mittelspannungsnetz. [E-Control, 2017]

$$d = \frac{(I_a/I_r) \cdot S_{ASM,N}}{S_k''} \cdot \cos(\psi_k - \varphi_A) = 0.1167\% \quad (7.2)$$

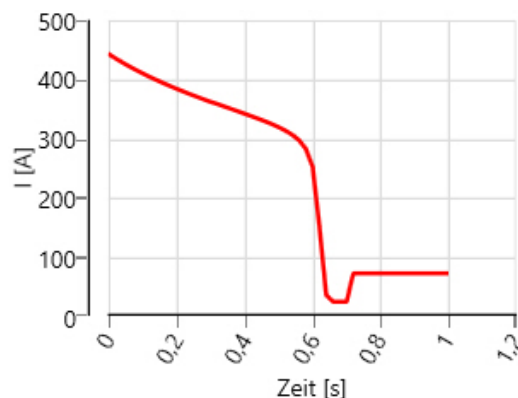


Abbildung 7.4: Stromverlauf bei Stern-Dreieck Anlauf des Zerhackers

7.5 Dynamische Analyse

Um das Betriebsverhalten am NAP genau zu kennen und unzulässige Netzzurückwirkungen zu verhindern, sollte noch eine dynamische Analyse der folgenden Lastwechsel durchgeführt werden:

- Dauerbetrieb im Bereich zwischen Mindest- und Vollast ohne zeitliche Einschränkung
- Anfahren aus dem Stillstand
- Abfahren aus dem Vollastbetrieb

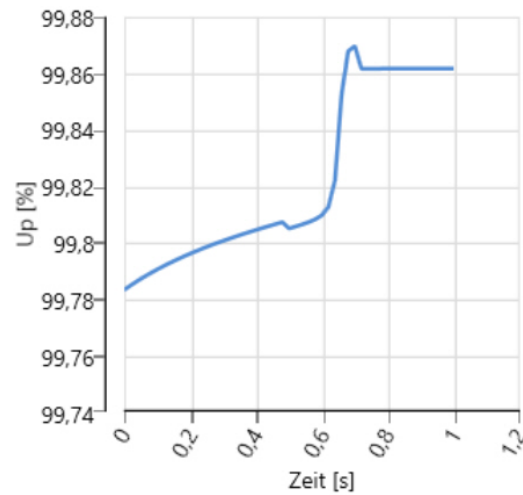


Abbildung 7.5: Spannungsverlauf an Sammelschiene SS_20kV bei Stern-Dreieck Anlauf des Zerhackers

- Abfahren aus dem Teillastbetrieb
- Ausfall BHKW
- Ausfall mehrerer verschiedener BM

Kurzschlussberechnung und Schutzmaßnahmen

8.1 Kurzschlussberechnungsverfahren Theorie

8.1.1 IEC909 1988

Das Berechnungsverfahren des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I_k'' mittels IEC909 schreibt vor, dass die Knotenadmittanzmatrizen gemäß IEC909/VDE0102 aufgebaut und reduziert werden müssen. Das Verfahren schreibt vor, dass alle Queradmittanzen (z.B. Kapazitätsbeläge der Leitungen, Lasten konstanter Impedanz) im Mitsystem vernachlässigt werden sollen. Zusätzlich werden bei diesem Verfahren die Impedanzen der Einspeiseelemente korrigiert. Im reduzierten Netz sollten nur Kurzschlussberechnungen durchgeführt werden. Es wird gemäß Norm eine Ersatzspannungsquelle mit Betriebsspannung U_{0k} an der Fehlerstelle per Definition mit der Gleichung $U_{0k} = cU_n$ festgelegt, wobei die Einspeiseströme I_e auf Null gesetzt werden müssen. Der Spannungsfaktor c zur Berechnung der größten und kleinsten Kurzschlussströme ist von der Netznennspannung des Fehlerknotens abhängig und wird nach Tabelle 8.1 eingestellt. Die typischen Kenngrößen der Fehlerströme, wie Stoßkurzschlussstrom, Ausschaltstrom oder Dauerkurzschlussstrom können durch Auswertung des Anfangskurzschlussstromes ermittelt werden. Das Verfahren nach IEC909 ist ein vereinfachtes Verfahren, welches nur zur Kurzschlussstromberechnung herangezogen wird. Es hat den Vorteil, dass das Spannungsprofil vor Eintritt des Fehlers nicht bekannt sein muss, um auf verwendbare Ergebnisse zu kommen. Die berechneten Fehlerströme liegen stets auf der sicheren Seite. Die maximale Abweichung zum richtigen Strom liegt bei etwa 5%. Es ist ratsam, bei der Berechnung der Kurzschlussströme

dieses Verfahren anzuwenden, insbesondere wenn der Stoßkurzschluss-, der Ausschalt- und der Dauerkurzschlussstrom berechnet werden sollen. Für die Berechnung des Spannungsprofils im Fehlerfalle soll hingegen das Überlagerungsverfahren angewendet werden. [NEPLAN, 2021]

8.1.2 IEC60909 Ed. 2. 2016

Mit der IEC-Norm 60909-0:2001-07 erschien die überarbeitete Ausgabe von IEC 909. Gegenüber dieser Norm ergeben sich in der Neuausgabe wesentliche Änderungen zu den folgenden Themenkreisen:

- Korrektur der Impedanz von Netztransformatoren und Blocktransformatoren ohne Stufenschalter bei der Kurzschlussstromberechnung
- Gesamtkorrektur als einziges Verfahren zur Berechnung der Kurzschlussströme von Kraftwerken
- Beitrag von Motoren bei unsymmetrischen Fehlern
- Berechnung des thermisch wirksamen Kurzschlussstroms
- Berücksichtigung eines Mehrfachfehlers im MS/NS-Netz
- Spannungsfaktoren c in NS-Netzen nach der maximalen Toleranz und Bestimmung des kleinsten Kurzschlussstroms in NS-Netzen bei maximaler Kabelendtemperatur

Es zeigte sich, dass die neue Norm die Kurzschlussstromberechnung gegenüber der alten Norm für sämtliche Spannungsebenen ändert. Der Unterschied der Ausgabe 2001 zur Ausgabe 2016 ist die Behandlung der erneuerbaren Energien. [ebd.] In dieser Abhandlung wird der Kurzschlussstrom ausschließlich mit diesem Berechnungsverfahren bestimmt. Die Kurzschlussströme an den Sammelschienen werden hierbei näherungsweise mit dem Ersatzquellenverfahren aus [Centre, 2016] bestimmt. Dazu wird an der Kurzschlussstelle eine Ersatzspannungsquelle eingeführt und relevante Betriebsmittel (BM) durch ihre Innenimpedanzen dargestellt.

8.1.2.1 Innenimpedanz Netz

Die Ersatzimpedanz des Mittelspannungsnetzes lässt sich nach Gleichung 8.1 mit dem Spannungsfaktor $c = 1.1$ bestimmen.

$$Z_N = \frac{c \cdot U_N^2}{S_k''} \quad (8.1)$$

Tabelle 8.1: Spannungsfaktor c aus [Centre, 2016]

Netzennspannung U_n	c für größten Kurzschlussstrom	c für kleinsten Kurzschlussstrom
Niederspannung 100V bis 1000V und Toleranz von 6%	$c = 1.1$	$c = 0.9$
Hochspannung > 1kV bis 230kV und genormter Nennspannung	$c = 1.1$	$c = 1.0$

8.1.2.2 Innenimpedanz Transformator

Die Ersatzimpedanz im Mitsystem eines Transformators lässt sich nach Gleichung 8.2 bestimmen. [Centre, 2016]

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (8.2)$$

8.1.2.3 Innenimpedanz Synchronmaschine

Die Ersatzimpedanz im Mitsystem vom Synchrongenerator des Blockheizkraftwerk (BHKW) Z_G lässt sich nach Gleichung 8.3 bestimmen. [ebd.]

$$Z_{GK} = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{rG}}} \quad (8.3)$$

8.1.2.4 Innenimpedanz Asynchronmaschine

Die Ersatzimpedanz im Mitsystem einer Asynchronmaschine (ASM) Z_M lässt sich nach Gleichung 8.4 bestimmen. [ebd.]

$$Z_M = \frac{I_{rM}}{I_{LR}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad (8.4)$$

8.1.2.5 Innenimpedanz Asynchronmaschine mit Umrichter

Die Ersatzimpedanz einer ASM mit Umrichter Z_{MU} , welche Energie zur Abbremsung übertragen kann, lässt sich ebenfalls nach Gleichung 8.4 mit $I_{LR}/I_{rM} = 3$ bestimmen. [ebd.]

8.1.2.6 Ersatzquelle Photovoltaikanlage

Eine Photovoltaikanlage (PVA) mit Vollumrichter wird durch eine Stromquelle im Ersatzschaltplan modelliert. Der Strom wird vom Hersteller mit $I_{AC,max} = 159A$ angegeben. [Fronius, 2020] [Centre, 2016]

8.1.3 Kurzschlusskenngrößen

Für die Netzplanung sind folgende Kurzschlussstromgrößen von besonderer Relevanz. Der zeitliche Verlauf des Kurzschlusses mit den dazugehörigen Kenngrößen ist in Abbildung 8.1 dargestellt. Im Wesentlichen wird der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' durch die vorgestellte Methodik in [ebd.] berechnet. Die praxisrelevanten Größen lassen sich durch Multiplikation mit diesem bestimmen.

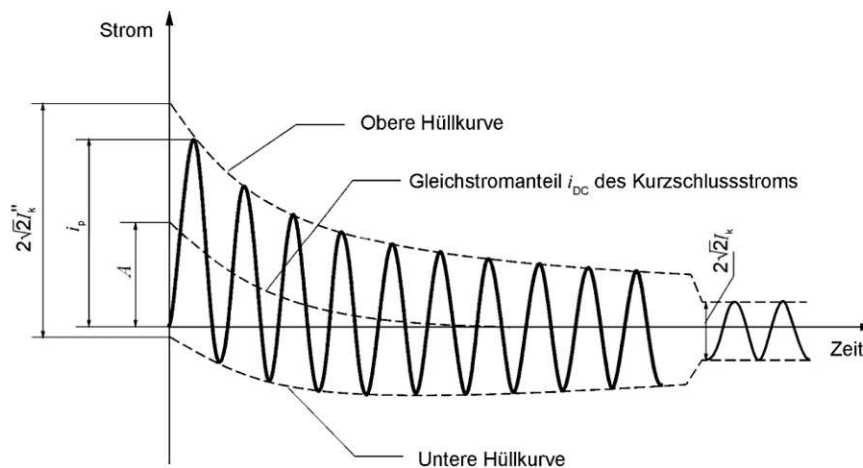


Abbildung 8.1: Kurzschlussstrom für generatornahen Kurzschluss mit abklingendem Wechselstromanteil (schematischer Verlauf) aus [Centre, 2016]

- Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k''
 - Er bestimmt die Spannungsverlagerung oder den Spannungseinbruch im Netz.
 - Er ist der Effektivwert der zu Beginn eines Kurzschlusses erwarteten Wechselstromkomponente.
 - Er wird auch zur thermischen Auslegung der Wicklungen von Generatoren oder Transformatoren verwendet.
- Stoßkurzschlussstrom I_p

- höchster Momentanwert des Kurzschlussstroms nach Abbildung 8.1
- Er bewirkt große Stromkräfte in Wicklungen von Maschinen und Transformatoren sowie an stromführenden Schienen und in Schaltern und ist daher ausschlaggebend für die mechanische Auslegung der BM.
- $I_p = \sqrt{2}\kappa \cdot I_k''$
- Ausschaltwechselstrom I_b
 - entspricht dem Effektivwert des Kurzschlussstromes zum Zeitpunkt der Abtrennung durch die Schutzeinrichtung.
 - $I_b = \mu \cdot I_k''$
- Größter Dauerkurzschlussstrom I_{kmax}
 - Wird für Dimensionierung von Sicherungen und Schutzgeräten mit Überstromauslösung verwendet.
 - Er vermeidet damit eine thermische Überlastung von Betriebsmitteln bei langen Kurzschlussdauern.
- Kleinster Dauerkurzschlussstrom I_{kmin}
 - Wird für die Auslegung der Empfindlichkeit von Schutzeinrichtungen um Fehler sicher abzuschalten verwendet.
- Thermisch wirksamer Kurzschlussstrom I_{th}
 - I_{th} entspricht dem Effektivwert eines Wechselstromes mit äquivalenter thermischer Wirkung innerhalb der Kurzschlussdauer wie der Kurzschlussstrom.
 - Er wird in der Praxis zur thermischen Dimensionierung von Kabeln verwendet

8.2 Einfluss von Motoren am Kurzschlussstrom

Der auftretende Kurzschlussstrom ist durch die speisenden Elemente des Kurzschlusses definiert. Einerseits wird ein großer Teil des Kurzschlussstromes aus dem Netz zur Verfügung gestellt und über die beiden Netztransformatoren dem Kurzschluss zugeführt. Andererseits ergibt sich durch die

angeschlossenen Maschinen ein Anteil zum Kurzschlussstrom durch die abbremsenden Rotoren. Dies liegt an den Rotoren, welche mit ihren Trägheitsmomenten und den noch aufrechten Rotorflüssen rückspeisend betrieben werden. Dieser Beitrag zum Kurzschlussstrom nimmt jedoch durch die rasche Abnahme des Rotorflusses sehr schnell ab und die Maschinen laufen schließlich stromlos aus. Daher liefern sie keinen Kurzschlussstrombeitrag mehr zum Dauerkurzschlussstrom I_k . [Centre, 2016] Angeschlossene allgemeine Verbraucher sowie die Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) liefern aufgrund der fehlenden Rückspeisefähigkeit bei Fehlereintritt keinen Beitrag zum Kurzschlussstrom.

8.3 Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt

Da für den Netzanschlusspunkt (NAP) keine Daten zur Verfügung stehen, wird für akzeptable Netzzrückwirkungen die Kurzschlussleistung am NAP dem 50-fachen der ins Netz eingespeisten Wirkleistung angenommen. Eine grobe Abschätzung der Wirkleistung entspricht $P_{gesamt,max} = P_{BHKW} + P_{PVA,max} = 5811.5\text{kW} \approx 6\text{MW}$, was einer erforderlichen Kurzschlussleistung von $S''_K = 300\text{MVA}$ entspricht. Der Netzimpedanzwinkel wird mit $\psi_K = 50^\circ$ angenommen und entspricht den Standardwerten aus der Literatur. [Valov, 2020]

8.4 Kurzschlussleistung an den Sammelschienen

Die Kurzschlusskennwerte an den Sammelschienen werden näherungsweise mit dem Ersatzquellenverfahren nach IEC60909 Ed. 2. 2016 bestimmt.

8.4.1 Minimale Kurzschlussleistung

Die minimale Kurzschlussleistung kann nach Abbildung 8.2 für einen Kurzschluss gespeist aus einem Netz über einen Transformator mit der zugehörigen Ersatzschaltung in Abbildung 8.3 abgeschätzt werden.

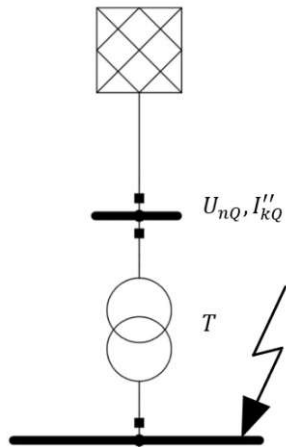


Abbildung 8.2: Netzschaltplan minimale $S''_{k,min}$, Eigenbedarf, BHKW und PV-Anlagen nicht berücksichtigt

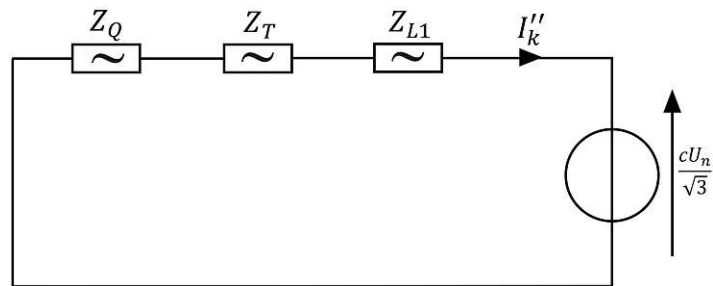


Abbildung 8.3: Ersatzschaltplan minimale $S''_{k,min}$, Eigenbedarf, BHKW und PV-Anlagen nicht berücksichtigt

8.4.2 Maximale Kurzschlussleistung

Die maximale Kurzschlussleistung kann nach Abbildung 8.2 mit der zugehörigen Ersatzschaltung in Abbildung 8.3 abgeschätzt werden. Die BM werden durch ihre Innenimpedanzen aus Kapitel 8.1.2.1 bis 8.1.2.6 und 5.8 dargestellt. Motoren werden im Ersatzschaltplan gruppiert und jeweils zu einem Ersatzmotor zusammengefasst.

Tabelle 8.2: Berechnete Werte 3-poliger Kurzschluss an 10kV-Sammelschiene

Typ	Einheit	maximaler Kurzschluss	minimaler Kurzschluss
Fehlerstelle		SS_MS_10kV	SS_MS_10kV
U_n	[kV]	10	10
I_k''	[kA]	4.17	3.38
S_k''	[kVA]	72277.51	58527.19
I_p	[kA]	9.3266	7.43
I_{dc}	[kA]	2.93	2.17
I_{th}	[kA]	4.21	3.41
I_b	[kA]	4.04	3.31
I_k	[kA]	3.97	3.38
$I_k''(1)$	[kA]	4.17	3.38
$U_{L-E}(L1)$	[kV]	0.00	0.00
$\angle U_{L-E}(L1)$	[°]	0.00	0.00
$U_{(1)}$	[kV]	0.00	0.00
$\angle U(1)$	[°]	0.00	90.00
$Z_{f(1)}$	[Ω]	1.52	1.71
$\angle Z_{f(1)}$	[°]	79.62	79.00

Tabelle 8.3: Berechnete Werte 3-poliger Kurzschluss an 0.4kV-Sammelschiene

Typ	Einheit	maximaler Kurzschluss	minimaler Kurzschluss
Fehlerstelle		SS_NS_400V	SS_NS_400V
U_n	[kV]	0.40	0.40
I_k''	[kA]	39.52	26.62
S_k''	[kVA]	27377.46	18440.33
I_p	[kA]	85.01	56.16
I_{dc}	[kA]	16.80	10.32
I_{th}	[kA]	39.82	26.80
I_b	[kA]	37.76	26.62
I_k	[kA]	33.74	26.62
$I_k''(1)$	[kA]	39.52	26.62
$U_{L-E}(L1)$	[kV]	0.00	0.00
$\angle U_{L-E}(L1)$	[°]	0.00	0.00
$U_{(1)}$	[kV]	0.00	0.00
$\angle U(1)$	[°]	0.00	14.04
$Z_{f(1)}$	[Ω]	0.0064	0.0078
$\angle Z_{f(1)}$	[°]	77.08	76.45

8.5.2 Zweipoliger Kurzschlussstrom ohne Erdberührung

Bei einem zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung gilt durch die Verbindung der Leiter L2 und L3 an der Fehlerstelle und durch die Knotengleichung die Bedingung $I(L2) = -I(L3)$. Der Betrag des hierbei auftretenden Anfangskurzschlussstroms beträgt $I''_{k2p} = 3.46\text{kA}$. Der Kurzschlussstrom wird durch die Kurzschlussspannung u_k und somit durch die Innenimpedanz der Netztransformatoren begrenzt, welche den Großteil der Mit- und Gegenimpedanz liefern. Die Werte des mit NEPLAN Netzberechnungsprogramm[©] (NEPLAN) berechneten Kurzschlusses sind in Tabelle 8.4 aufgelistet sowie in Abbildung E.2 dargestellt. Die Mit- und Gegenimpedanz wird aus den Impedanzen der vorkommenden BM bestimmt. Durch die Tatsache, dass kein Erdschluss auftritt, ist das System nicht nullstromfähig, was auch durch das Wegfallen der Nullimpedanz aus Abbildung 8.6 ersichtlich ist. Somit errechnet sich der Fehlerstrom mit Gleichung 8.6 lediglich aus der Mit- und Gegenimpedanz. Die Ströme im Mit- und Gegensystem $I_{(1)}$ und $I_{(2)}$ sind dabei gleich groß und entgegengesetzt, die Spannungen $U_{(1)} = U_{(2)}$ gleich. Durch die gleichen Leitungsbelege aller Phasen müssen auch die Spannungen der Phasen L2 und L3 gleich groß und gleichgerichtet sein und zusammen die Summe der Spannung an der gesunden Phase ergeben. Dies zeigt sich in einer Phasenverschiebung von 180° zwischen L1 und L2 bzw. L3 welche auch in Tabelle 8.4 durch die Winkel $\angle U_{L-E}(L1)$, $\angle U_{L-E}(L2)$ und $\angle U_{L-E}(L3)$ veranschaulicht wird. Die Spannungsabfälle $U_{(1)}$ und $U_{(2)}$ werden bei einem idealen Kurzschluss ohne Lichtbogenwiderstand bestimmt.

$$I''_{k2p} = \frac{c \cdot U_n}{|\underline{Z}_{(0)}| + |\underline{Z}_{(1)}|} \approx \frac{c \cdot U_n}{2 \cdot |\underline{Z}_{(1)}|} \quad (8.6)$$

8.5.3 Zweipoliger Kurzschlussstrom mit Erdberührung

Bei einem zweipoligen Kurzschluss mit Erdberührung gilt durch die Verbindung von L2 und L3 an der Fehlerstelle und durch die Knotengleichung die Bedingung $I(L2) = -I(L3)$. Der Betrag des hierbei auftretenden Anfangskurzschlussstroms beträgt $I''_{k2p} = 3.46\text{A}$. Dies ist nur in dem behandelten Netz der Fall, da keiner der Sternpunktleiter verbunden ist, was in Abbildung 8.7 mit einem offenen Schalter angedeutet ist. Die Mit- und Gegenimpedanz wird aus den Impedanzen der vorkommenden BM bestimmt. Durch die Erdberührung ist das System nun nullstromfähig, was auch durch das Parallelschalten der Nullimpedanz ersichtlich ist. [Gawlik, 2018] Da aber im Netz keine der Transformatorsternpunkte verbunden sind, bleibt der Nullsystemzweig (in Abbildung 8.7 mit einem offenen Schalter angedeutet) offen.

Tabelle 8.4: Berechnete Werte 2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung an 10kV-Sammelschiene

Typ	Einheit	maximaler Kurzschluss	minimaler Kurzschluss
Fehlerstelle		SS_MS_10kV	SS_MS_10kV
U_n	[kV]	10	10
I_k''	[kA]	3.46	2.90
S_k''	[kVA]	19986.22	16766.68
I_p	[kA]	7.73	6.38
I_{dc}	[kA]	2.47	1.86
I_{th}	[kA]	3.49	2.93
I_b	[kA]	3.46	2.90
I_k	[kA]	3.46	2.90
$I_k''(0)$	[kA]	0.00	0.00
$I_k''(1)$	[kA]	2.00	1.68
$I_k''(2)$	[kA]	2.00	1.68
$U_{L-E}''(L1)$	[kV]	6.40	5.82
$\angle U_{L-E}(L1)$	[°]	0.00	0.00
$U_{L-E}(L2)$	[kV]	3.20	2.91
$\angle U_{L-E}(L2)$	[°]	180.00	180.00
$U_{L-E}(L3)$	[kV]	3.20	2.91
$\angle U_{L-E}(L3)$	[°]	180.00	180.00
$U_{(0)}$	[kV]	0.00	0.00
$\angle U(0)$	[°]	0.00	0.00
$U_{(1)}$	[kV]	3.20	2.91
$\angle U(1)$	[°]	-0.07	-0.08
$U_{(2)}$	[kV]	3.20	2.91
$\angle U(2)$	[°]	-0.07	-0.08
$Z_{f(0)}$	[Ω]	2054.24	2054.24
$\angle Z_{f(0)}$	[°]	-89.98	-89.98
$Z_{f(1)}$	[Ω]	1.58	1.71
$\angle Z_{f(1)}$	[°]	79.55	79.00
$Z_{f(2)}$	[Ω]	1.60	1.73
$\angle Z_{f(2)}$	[°]	79.40	78.84

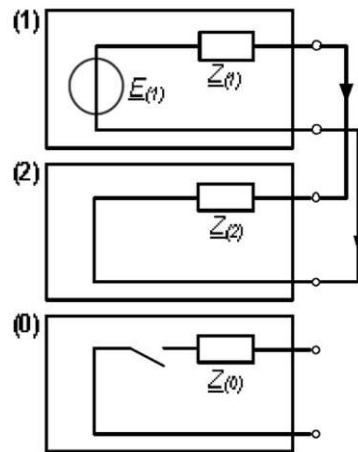


Abbildung 8.6: Komponenten des zweipoligen Kurzschlusses ohne Erdberührung aus [Gawlik, 2018]

Somit ist der Fehlerstrom der Netze mit sowie ohne Erdberührung gleich. Zur

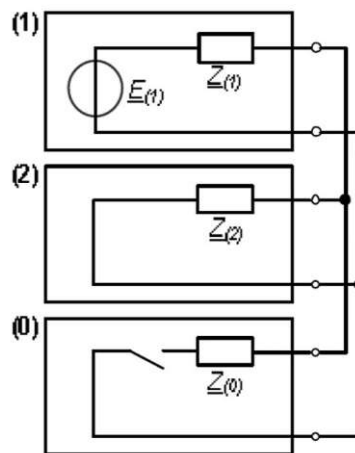


Abbildung 8.7: Komponenten des zweipoligen Kurzschlusses mit Erdberührung im isolierten Netz aus [Gawlik, 2018]

Berechnung eines allgemeinen zweipoligen Kurzschlusses mit Erdberührung können die Formelsätze 8.7 bis 8.9 aus der Norm IEC60909 herangezogen werden. Jedoch liefern diese durch die Einbeziehung der Nullimpedanz nicht das gesuchte Ergebnis. Um einen nicht angeschlossenen Sternpunkt und damit Nullsystem-freien Betrieb zu simulieren, kann die Nullimpedanz durch einen sehr hohen Wert ersetzt werden. Durch diese Maßnahme würden sich die Werte an die des zweipoligen Kurzschlusses ohne Erdberührung angleichen.

$$I''_{k2EL2} = \left| \frac{\sqrt{3} \cdot (\underline{Z}_{(0)} - \underline{a} \cdot \underline{Z}_{(2)})}{\underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\underline{Z}_{(0)}} \right| \cdot \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} \quad (8.7)$$

$$I''_{k2EL3} = \left| \frac{\sqrt{3} \cdot (\underline{Z}_{(0)} - \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_{(2)})}{\underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\underline{Z}_{(0)}} \right| \cdot \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} \quad (8.8)$$

$$I''_{kE2E} = \left| \frac{\sqrt{3} \cdot (3 \cdot \underline{Z}_{(2)})}{\underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(2)} + \underline{Z}_{(1)}\underline{Z}_{(0)} + \underline{Z}_{(2)}\underline{Z}_{(0)}} \right| \cdot \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} \quad (8.9)$$

Aufgrund des Nullsystems sind die Kurzschlussströme des zweipoligen Kurzschlusses mit Erdberührung, je nachdem ob es im Netz eine Sternpunktterdung gibt oder nicht, in der Regel größer als jene ohne Erdberührung. [Gawlik, 2018] Bei nicht geerdeten Sternpunkten ist die Höhe der Kurzschlussströme des geerdeten und nicht geerdeten Fehlerfalls etwa gleich. Durch die gleichen Leitungsbeläge aller Phasen sind auch die Leiter-Erde Spannungen der Phasen L2 und L3 betragsmäßig gleich und durch die Erdberührung $|U_{L-E}(L2)| = |U_{L-E}(L3)| = 0\text{kV}$.

Da der Sternpunkt nicht geerdet ist, kommt es durch die Erdberührung in der gesunden Phase L1 zu einer Sternpunktverlagerung, was eine Spannungsüberhöhung von etwa 60% der Leiter-Erde Spannung in Phase L1 zur Folge hat und $U_{L-E}(L1) = 9.6\text{kV}$ entspricht. Diese Spannungsüberhöhung und alle anderen auftretenden Spannungen sind in Tabelle 8.5 ersichtlich.

8.5.4 Einpoliger Erdschluss

Der einpolige Erdschluss tritt im isolierten Netz auf. Aufgrund des isolierten Sternpunkts treten wegen des fehlenden Rückleiters nur sehr geringe Fehlerströme beim einphasigen Fehler auf. Bei geringen Fehlerströmen übersteigt die Brennspannung des Lichtbogens die treibende Spannung, was zur Folge hat, dass der Fehlerstrom in einem der nachfolgenden Nulldurchgänge von selbst erlischt. In Mittelspannungsnetzen entspricht als Löschbedingung die Obergrenze des tolerierbaren Restfehlerstroms etwa 30A. [Gawlik, 2019b] Der Kurzschlussstrom wird durch die Parameter Ersatzspannung im Kurzschlusspunkt, den Sicherheitsfaktor c und die Impedanzen der einzelnen Betriebsmittel bestimmt. Die symmetrischen Komponenten entsprechen den Zusammenhängen in Abbildung 8.8. Den größten Einfluss auf den Kurzschlussstrom hat die Kapazität der Leitung im Nullsystem, aus diesem Grund und weil die Reaktanzen der BM groß gegenüber deren Innenwiderständen sind, können die Resistanzen weggelassen werden. Der Kurzschlussstrom ergibt sich in NEPLAN zu $I''_{k1p} = 9\text{A}$. Die Löschbedingung ist damit erfüllt und es ist

Tabelle 8.5: Berechnete Werte 2-poliger Kurzschluss mit Erdberührung an 10kV-Sammelschiene

Typ	Einheit	maximaler Kurzschluss	minimaler Kurzschluss
Fehlerstelle		SS_MS_10kV	SS_MS_10kV
U_n	[kV]	10	10
I_k''	[kA]	3.46	2.90
S_k''	[kVA]	19988.66	16769.02
I_p	[kA]	7.73	6.38
I_{dc}	[kA]	2.47	1.86
I_{th}	[kA]	3.49	2.93
I_b	[kA]	3.46	2.90
I_k	[kA]	3.46	2.90
$I_k''(0)$	[kA]	0.0016	0.0014
$I_k''(1)$	[kA]	2.00	1.68
$I_k''(2)$	[kA]	12.00	1.68
$U_{L-E}(L1)$	[kV]	9.6	8.73
$\angle U_{L-E}(L1)$	[°]	0.00	0.00
$U_{L-E}(L2)$	[kV]	0.00	0.00
$\angle U_{L-E}(L2)$	[°]	90.08	206.65
$U_{L-E}(L3)$	[kV]	0.00	0.00
$\angle U_{L-E}(L3)$	[°]	-44.92	90.09
$U_{(0)}$	[kV]	3.20	2.91
$\angle U(0)$	[°]	-0.08	-0.09
$U_{(1)}$	[kV]	3.15	2.91
$\angle U(1)$	[°]	180.08	-0.09
$U_{(2)}$	[kV]	3.20	2.91
$\angle U(2)$	[°]	-0.08	-0.09
$Z_{f(0)}$	[Ω]	2054.24	2054.24
$\angle Z_{f(0)}$	[°]	-89.98	-89.98
$Z_{f(1)}$	[Ω]	1.58	1.71
$\angle Z_{f(1)}$	[°]	79.55	79.00
$Z_{f(2)}$	[Ω]	1.60	1.73
$\angle Z_{f(2)}$	[°]	79.40	78.83

keine Erdschlusskompensation zur Begrenzung des Fehlerstroms notwendig. In Tabelle 8.6 und in Abbildung E.4 sind die Ergebnisse der Kurzschlussberechnung nach der Norm IEC60909 Ed. 2. 2016 eines 1-poligen Erdschlusses an der 10kV Mittelspannungssammelschiene dargestellt.

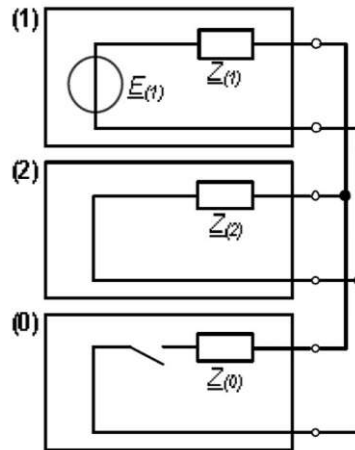


Abbildung 8.8: Symmetrische Komponenten einpoliger Kurzschluss im isolierten Netz (Erdschluss) aus [Gawlik, 2018]

Nach den Gleichungen 8.10, 8.11 und 8.12 fließt der Kurzschlussstrom nur an der Fehlerstelle. Die Sternspannung des betroffenen Leiters bricht auf sehr kleine Werte ein, wohingegen sich die Spannungen der gesunden Phasen auf den $\sqrt{3}$ -fachen Wert erhöhen (Sternpunktverlagerung, $U_{L-E}(L1) = 0$, $U_{L-E}(L2) = U_{L-E}(L3) = 11.01\text{kV}$). Dieses Verhalten wird in der Theorie durch Abbildung 8.9 schematisch dargestellt. Als Schutzmaßnahme können Erdschlussmelderelais installiert werden, welche Überspannungen detektieren und entweder mittels kurzzeitiger Sternpunktterdung hohe einpolige Kurzschlussströme hervorrufen, um die Schutzeinrichtungen anzusprechen, oder wenn ein Weiterbetrieb erwünscht ist, dann kann auch mittels spezieller Schaltungen der Fehler eingegrenzt bzw. gefunden werden.

$$I''_{k1p} = \underline{I}_a = 3 \cdot \left| \frac{\frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}}}{\underline{Z}_{(0)} + \frac{1}{j \cdot \omega \cdot C_{(0)}} + \underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}} \right| = 9A \quad (8.10)$$

$$\underline{I}_b = 0 \quad (8.11)$$

$$\underline{I}_c = 0 \quad (8.12)$$

Tabelle 8.6: Berechnete Werte 1-poliger Erdschluss an 10kV-Sammelschiene

Typ	Einheit	maximaler Kurzschluss	minimaler Kurzschluss
		SS_MS_10kV	SS_MS_10kV
Fehlerstelle			
U_n	[kV]	10	10
I_k''	[kA]	0.009	0.008
S_k''	[kVA]	53.63	48.76
I_p	[kA]	0.021	0.019
I_{dc}	[kA]	0.007	0.005
I_{th}	[kA]	0.009	0.009
I_b	[kA]	0.009	0.008
I_k	[kA]	0.009	0.008
$I_k''(0)$	[kA]	0.0031	0.0028
$I_k''(1)$	[kA]	0.0031	0.0028
$I_k''(2)$	[kA]	0.0031	0.0028
$U_{L-E}(L1)$	[kV]	0.00	0.00
$\angle U_{L-E}(L1)$	[°]	0.00	0.00
$U_{L-E}(L2)$	[kV]	11,01	10.01
$\angle U_{L-E}(L2)$	[°]	209.95	119.95
$U_{L-E}(L3)$	[kV]	11.01	10.01
$\angle U_{L-E}(L3)$	[°]	150.02	60.03
$U_{(0)}$	[kV]	6.36	5.78
$\angle U(0)$	[°]	179.98	179.98
$U_{(1)}$	[kV]	0.0049	0.0048
$\angle U(1)$	[°]	-10.49	-11.04
$U_{(2)}$	[kV]	0.01	0.00
$\angle U(2)$	[°]	-10.64	-11.20
$Z_{f(0)}$	[Ω]	2054.24	2054.24
$\angle Z_{f(0)}$	[°]	-89.98	-89.98
$Z_{f(1)}$	[Ω]	1.58	1.71
$\angle Z_{f(1)}$	[°]	79.55	79.00
$Z_{f(2)}$	[Ω]	1.60	1.73
$\angle Z_{f(2)}$	[°]	79.40	78.84

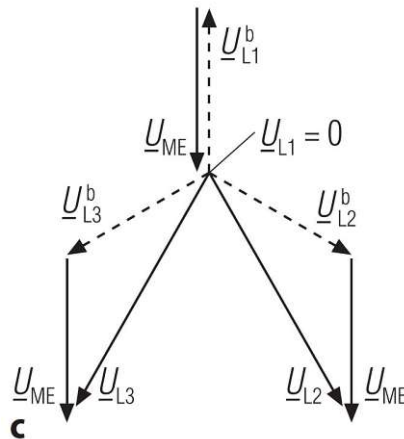


Abbildung 8.9: Zeigerdiagramm nach dem Eintritt des Erschlusses nach [Oeding und Oswald, 2016a]

8.5.5 Einpoliger Kurzschluss

Der häufigste Fehler im starr geerdeten Netz ist der einpolige Kurzschluss. Aufgrund des geerdeten Sternpunkts und dem damit vorhandenen Rückleiter vom Fehlerort zur Fehlerstelle bildet sich ein großer Fehlerstrom aus. Die Spannung an der Fehlerstelle bricht dabei auf etwa 0V ein und es fließt nur ein Fehlerstrom an der fehlerbehafteten Phase. Die symmetrischen Komponenten entsprechen den Zusammenhängen in Abbildung 8.10. Der einpolige Kurzschlussstrom kann nach Gleichung 8.13 aus der Nennspannung oder nach Gleichung 8.14 direkt aus dem dreipoligen Fehlerstrom bestimmt werden.

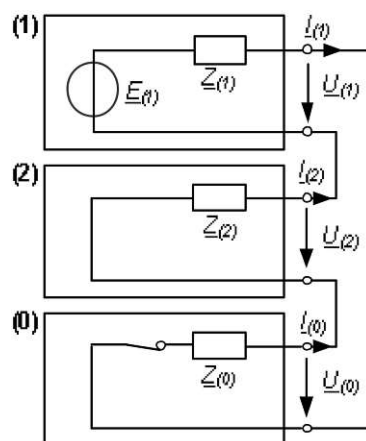


Abbildung 8.10: Symmetrische Komponenten einpoliger Kurzschluss im starr geerdeten Netz aus [Gawlik, 2018]

$$I''_{k1p} \approx \frac{c\sqrt{3} \cdot U_n}{\underline{Z}_{(0)} + 2 \cdot \underline{Z}_{(2)}} \quad (8.13)$$

$$I''_{k1p} = I''_{k3p} \cdot \frac{3 \cdot \underline{Z}_{(1)}}{|\underline{Z}_{(0)} + 2 \cdot \underline{Z}_{(2)}|} \quad (8.14)$$

Nach Gleichung 8.14 wird bei kleinen Nullimpedanzen der einpolige Fehlerstrom größer als der dreipolige. In dieser Arbeit ist der minimale $I''_{k1p,min} > I''_{k3p,min}$. Das erklärt sich aus der geringeren Nullimpedanz der Anbindung durch die Eigenbedarfstransformatoren. Der maximale Fehlerstrom entspricht $I''_{k1p,max} < I''_{k3p,max}$. Das erklärt sich aus den unendlich hohen Impedanzen der umrichterbetriebenen ASMs im Nullsystem. Der höhere Anteil am Kurzschlussstrom durch die Eigenbedarfstransformatoren kann dem Wegfall des Kurzschlussstrombeiträge der ASM bei der Berechnung des maximalen Kurzschlussstroms nicht kompensieren. Daher wird Auslegung der Empfindlichkeit der Schutzeinrichtungen sowie auch für die Dimensionierung der Kurzschlussfestigkeit der dreipolige Kurzschlussstrom herangezogen.

Tabelle 8.7: Berechnete Werte 1-poliger Kurzschluss an 0.4kV-Sammelschiene

Typ	Einheit	maximaler Kurzschluss	minimaler Kurzschluss
		SS_NS_400V	SS_NS_400V
Fehlerstelle			
U_n	[kV]	0.40	0.40
I_k''	[kA]	39.25	30.44
S_k''	[kVA]	9064.67	7030.22
I_p	[kA]	83.39	64.23
I_{dc}	[kA]	17.08	11.80
I_{th}	[kA]	39.54	30.66
I_b	[kA]	39.25	30.44
I_k	[kA]	39.25	30.44
$I_k''(0)$	[kA]	13.08	10.15
$I_k''(1)$	[kA]	13.08	10.15
$I_k''(2)$	[kA]	13.08	10.15
$U_{L-E}(L1)$	[kV]	0.00	0.00
$\angle U_{L-E}(L1)$	[°]	0.00	0.00
$U_{L-E}(L2)$	[kV]	0.24	0.19
$\angle U_{L-E}(L2)$	[°]	272,60	70.18
$U_{L-E}(L3)$	[kV]	0.24	0.2
$\angle U_{L-E}(L3)$	[°]	139,98	-64.52
$U_{(0)}$	[kV]	0.06	0.05
$\angle U(0)$	[°]	178.39	178.35
$U_{(1)}$	[kV]	0.16	0.13
$\angle U(1)$	[°]	-0.34	-0.33
$U_{(2)}$	[kV]	0.10	0.08
$\angle U(2)$	[°]	180.53	180.49
$Z_{f(0)}$	[Ω]	0.0049	0.0048
$\angle Z_{f(0)}$	[°]	74.27	74.27
$Z_{f(1)}$	[Ω]	0.0072	0.0078
$\angle Z_{f(1)}$	[°]	76.45	76.45
$Z_{f(2)}$	[Ω]	0.0073	0.0079
$\angle Z_{f(2)}$	[°]	76.42	76.41

8.6 Schutzmaßnahmen

In dieser Arbeit werden für BM im Niederspannungsnetz Schmelzsicherungen für kleine Leistungen sowie Leistungsschalter für höhere Leistungen verwendet. Der Nennstrom einer Schmelzsicherung wird nach Gleichung 8.15 derart bemessen, dass der Betriebsstrom bei weniger als 80% des zugehörigen Nennstromes liegt.

$$I_N \geq (1/0.8) \cdot I_B \quad (8.15)$$

In Reihe liegende Schmelzsicherungen müssen sich aus Gründen der Selektivität im Nennstrom um den Faktor $m = 1.6$ unterscheiden. Bei Leistungsschaltern kann die Selektivität durch mehrere Arten hergestellt werden. Dazu empfehlen sich folgende Arten:

1. **Stromselektivität:** Staffelung der unverzögerten Kurzschluss-schnellauslöser
2. **Dynamische Selektivität (Energie-Selektivität):** Staffelung durch Einbeziehung der Durchlassenergie
3. **Zeitselektivität:** Staffelung durch einstellbare Auslösezeiten
4. **Zeitverkürzte Selektivitätssteuerung für Zonenselektivität:** Staffelung durch einstellbare Auslösezeiten. Steuersignale über Kommunikationsleitungen verkürzen Auslösezeiten. [Siemens, 2018b]

Für den Personenschutz im TN-S Netz werden Fehlerstromschutzschalter eingesetzt. Im Mittelspannungsnetz werden ausschließlich Leistungsschalter eingesetzt. Sicherheitsmaßnahmen zum Personenschutz aufgrund der Überspannung beim einpoligen Erdschluss müssen ebenfalls beachtet werden und werden hier nicht weiter behandelt. Gesondert dazu werden folgend noch typische Schutzmaßnahmen für den Generator und die Transformatoren vorgestellt.

8.6.1 Generator

Die Schutzmaßnahmen des im BHKW verbauten Synchrongenerators mit einer Scheinleistung von $S_N = 2.509\text{MVA}$ werden entsprechend [Gawlik, 2019a] nach Abbildung 8.11 folgend empfohlen:

1. Abhängiger (inverser) Überstromzeitschutz im Dreiphasensystem zum Schutz vor Kurzschlüssen und großer Überlast
2. Thermischer Überlastschutz bei langen den Bemessungsstrom geringfügig übersteigenden Überlasten

3. Schiefastschutz zum Schutz vor unzulässiger Belastung
4. Rückleistungsschutz
5. Überspannungsrelais zum Schutz vor Überspannung
6. Überfrequenzrelais zum Schutz vor Überdrehzahl

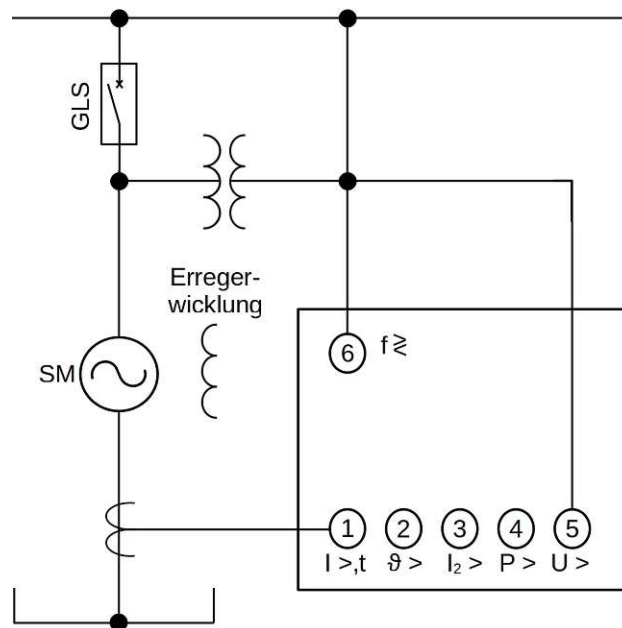


Abbildung 8.11: Typischer Generatorschutz im 1 – 3MVA Leistungsbereich

8.6.2 Transformator

Die Schutzmaßnahmen der Transformatoren werden entsprechend [Gawlik, 2019a] geplant.

Empfohlene Schutzmaßnahmen für die Netztransformatoren:

- Differentialschutz
- Erdschlussschutz
- Buchholzschutz
- Übererregungsschutz

Empfohlene Schutzmaßnahmen für die Eigenbedarfstransformatoren:

- Differentialschutz
- Erdschlussschutz an Mittelspannungsseite
- Buchholzschutz

Analyse des Betriebsverhaltens bei Netzkopplung

In diesem Kapitel wird die Netzintegration der Anlage ins Mittelspannungsnetz anhand vom *LINK*-Modell (*LINK*) erörtert, welches die Betrachtung komplexer netzgekoppelter Betriebsfahrweisen ermöglicht. Im Abschluss werden wesentliche Fahrweisen der Gesamtanlage in Form von Szenarios untersucht, welche in der Praxis je nach Einsatzzweck und den Rahmenbedingungen des Betreibers angewendet werden können.

9.1 Netzkopplung anhand des *LINK*-Modells

Zusammengefasst besteht die *LINK* Architektur aus einer Vielzahl von automatisierten Energienetzen, genannt »Links«. Diese »Links« sind in verschiedene Typen aufgeteilt und stellen eine flexible zuverlässige elektrische Verbindung miteinander her. Jeder »Link« funktioniert unabhängig voneinander, ist aber mit anderen »Links« mit Hilfe von Schnittstellen verbunden. Durch diese Schnittstellen werden Informationen und Leistungen ausgetauscht. Dazu existiert eine Kommunikation nur von »Link« zu »Link«. Im Falle von Regelenergie ist es in Österreich derzeit so, dass der TSO Regelenergie ausschreibt. Auf diese Regelenergie können sich die legitimierten Netznutzer bewerben. Dazu wird eine direkte Kommunikation zum TSO hergestellt. Im *LINK*-Modell würde der TSO die Verteilernetzbetreiber (VNB) informieren, welche wiederum die relevanten verbundenen »Links« benachrichtigen. Ein interessierter Erzeuger würde die Kommunikation nur mit dem VNB herstellen. Das Konzept verspricht dadurch eine wesentliche Vereinfachung zum derzeitigen Konzept und ist für die Anlage in dieser Arbeit in Abbildung 9.1 dargestellt.

Im *LINK*-Modell wird die aktive Teilnahme der Verbraucher gestattet.

Der Netz-Link Betreiber kann eine Lastreduktion oder eine Laststeigerung triggern, wodurch der Verbrauch gesenkt werden soll (positive Sekundärregelleistung) oder der Verbrauch erhöht werden soll (negative Sekundärregelleistung). Die Verbraucher können dann ihrerseits erforderliche Reservekapazitäten zur Verfügung stellen.

Im gesamten Netz muss die Summe aus Erzeugung und Verbrauch null sein. Für die Netzsicherheit benötigt es eine ausreichende Reserve, um die Lasten decken zu können. Der Ausfall eines Kraftwerks darf die Versorgungssicherheit nicht gefährden. Reservekapazitäten können innerhalb des Netz-Links sowie von benachbarten Netz-Links bezogen werden. Für die Zuverlässigkeit des Netzes muss einerseits das zulässige Spannungsband und andererseits das zulässige Frequenzband eingehalten werden. Im *LINK*-Konzept wird die Spannung mithilfe des Blindleistungshaushalts und Stufenstelltransformatoren und die Frequenz mit dem Wirkleistungshaushalts geregelt. Näheres in den folgenden Unterkapiteln.

9.1.1 Spannungshaltung durch Blindleistungsregelung

In einem CP-Netz-Link wird die Höhe der Spannung durch den Blindleistungshaushalt geregelt. Abhängig von der gemessenen Spannung erfahren die Blindleistung bereitstellende Betriebsmittel (Reactive Power Devices) (RDP) entsprechende Sollwerte wie in Kapitel 3.2.6.1 vorgegeben. Nach dem *LINK* Konzept stellt jeder »Netz-Link« die notwendige Blindleistung zur Spannungshaltung bereit, indem er entsprechende Sollgrößen an die angeschlossenen RDP übergibt sowie den Residualanteil bei untergeordneten und benachbarten Netzen anfordert. Benötigte Blindleistung, welche nicht aufgebracht werden kann, wird dem übergeordneten »Link« bekanntgegeben, welcher ebenfalls wieder Sollgrößen vorgibt, Residualanteile weitergibt und dem übergeordneten »Link« bekannt gibt. Gleichung 9.1 präsentiert die relevanten Variablen und die dynamischen Randbedingungen einer Q(U)-Regelungskette für die kundenspezifische Anlage. Die Parameter sind im Symbolverzeichnis beschrieben. [Ilo und Schultis, 2022]

$$\begin{aligned} VvSC_{Kette:MS-CP} = \{ & VvSC^{MS}(\mathbf{PC}_{Pr}^{MS}, \mathbf{PC}_{St}^{MS}, \mathbf{PC}_{RPD}^{MS}, \\ & \mathbf{DiC}_{RPD}^{MS}, \mathbf{SC}_{NbrNS}^{MS}, \mathbf{SC}_{NbrCP}^{MS}; \mathbf{Cns}_{NbrHS}^{MS}), \\ & VvSC^{CP}(\mathbf{PC}_{Pr}^{CP}, \mathbf{PC}_{St}^{CP}, \\ & \mathbf{PC}_{RPD}^{CP}; \mathbf{Cns}_{NbrMS}^{CP}) \} \end{aligned} \quad (9.1)$$

9.1.2 Frequenzerhaltung durch Wirkleistungsregelung

Nach dem *LINK* Konzept stellt jeder »Netz-Link« die notwendige Wirkleistung bereit, indem er entsprechende Sollgrößen an die angeschlossenen BM übergibt sowie den Residualanteil bei untergeordneten und benachbarten Netzen anfordert. Benötigte Wirkleistung, welche nicht aufgebracht werden kann, wird dem übergeordneten »Link« bekanntgegeben, welcher ebenfalls wieder Sollgrößen vorgibt, Residualanteile weitergibt und dem übergeordneten »Link« bekannt gibt. Gleichung 9.2 präsentiert die relevanten Variablen und die dynamischen Randbedingungen einer Wirkleistungs-Regelungskette für die kundenspezifische Anlage. Die Parameter sind im Symbolverzeichnis beschrieben. [Ilo und Schultis, 2022]

$$\begin{aligned} \text{HzWSC}_{Kette:MS-CP} = \{ & \text{HzWSC}^{MS}(\text{WPC}_{Pr}^{MS}, \text{WPC}_{St}^{MS}, \\ & \text{WSC}_{NbrNS}^{MS}, \text{WSC}_{NbrCP}^{MS}; \text{WCns}_{NbrHS}^{MS}), \\ & \text{HzWSC}^{CP}(\text{WPC}_{Pr}^{CP}, \\ & \text{WPC}_{St}^{CP}, \text{WCns}_{NbrMS}^{CP}) \} \end{aligned} \quad (9.2)$$

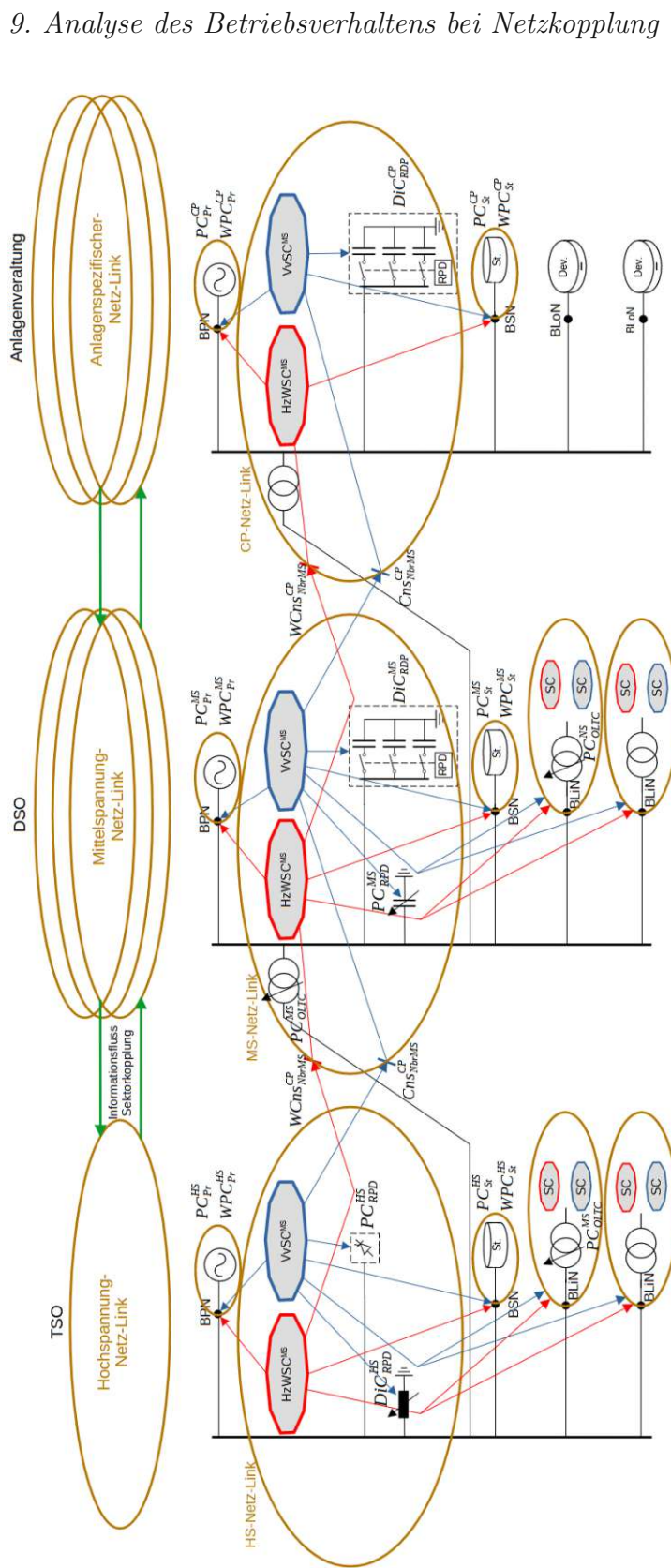


Abbildung 9.1: Vereinfachtes Schema des auf die Anlage bezogenen LINK-Konzepts

9.2 Szenarien Auslastung Elektrolyseanlage

In diesem Kapitel wird die Auslastung der Elektrolyseanlage (ELA), die Ausnützung der PVA sowie der Brennstoffverbrauch in Abhängigkeit der Batteriekapazität und -leistung gegenübergestellt. Ebenfalls wird die Auswirkung von verschiedenen Regelungskonzepten und die Nutzung von negativer Sekundärregelreserve auf die Energiebilanzen untersucht. Für die Analyse wird die umgesetzte Energie der PVA $E_{ELA,PVA}$, die gesamt umgesetzte Energie $E_{ELA,ges}$ in der ELA sowie die Auslastung der Batterieanlage (BA) AL_{BAT} für das Jahr 2015 bestimmt. Als Maß für den Brennstoffverbrauch dient die gelieferte Energie des BHKW E_{BHKW} . Weiters werden der Jahresnutzungsgrad NG_{PV} und die Auslastung AL_{ELA} der PVA sowie die Volllaststunden (VLh) der ELA ermittelt.

9.2.1 Vereinfachungen

Der gesamte Wirkungsgrad der BA wird mit $\eta_{BAT} = 0.9$ angenommen. Er setzt sich aus den Verlusten von Einspeicherung, Ausspeicherung sowie Selbstentladung zusammen. [Department, 2012] Für eine vereinfachte Berechnung der Energiebilanzen wird die Lade- sowie Entladeleistung der BA mit der freien Speicherkapazität gleichgesetzt ($\frac{E_{BAT,frei}}{P_{BAT,N}} = 1h$). Die Energiebilanzen sind nur Näherungswerte, da der Einschwingvorgang bei Lastwechseln sowie etwaige Verzögerungszeiten durch die Steuerung vernachlässigt werden, also ein unendlich großer Leistungsgradient für die BA und das BHKW angenommen wurde. Dies lässt sich durch die sehr kleinen Einschwingzeiten der Lastwechsel im Vergleich zu den betrachteten diskreten 1-Stundenintervallen der Energiebilanzen begründen.

9.2.2 Szenario 1: Batterie

In diesem Szenario wird der Betrieb nach dem Energieflussschema in Abbildung 9.2 behandelt. Dabei stellt das BHKW die konstante Leistung $P_{BHKW,frei} = P_{N,BHKW} - P_{GL}$ (Nennleistung minus Grundlast aus Eigenbedarfsnetz) der ELA zur Verfügung. Wenn die Summe der Erzeugungsleistungen aus PVA und BHKW die Nennleistung der ELA $P_{ELA,N}$ übersteigt, dann speichert die BA bis zu ihrer vollen nutzbaren Kapazität $E_{BAT,N}$ ein. Der Überschuss wird ins Netz abgegeben, wenn dies möglich ist, ansonsten wird die PVA zurückgeregelt. Die Ergebnisse der Analyse befinden sich in Tabelle 9.1. In Abbildung 9.3 ist die Überschussleistung, die nicht von der Anlage aufgebraucht oder zwischengespeichert werden kann, dargestellt. Weiters

befinden sich in den Abbildungen 9.4 und 9.5 die Verläufe von Batteriespeicherstand und aufgenommenener Leistung der ELA. Aufgrund der statischen Leistung des BHKW existiert auch bei einer nutzbaren Batteriespeicherkapazität von $E_{BAT,N} = 20\text{MWh}$ noch Potential von nicht genutzter Energie.

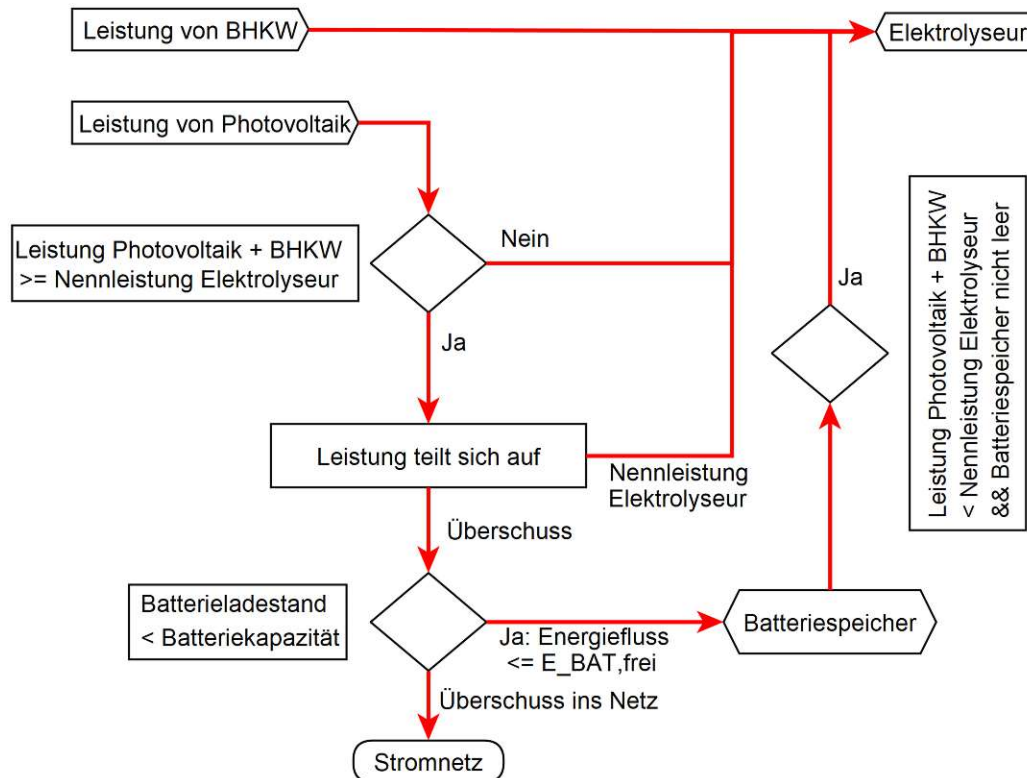


Abbildung 9.2: Schema Energiehaushalt Batterie ohne variabler BHKW Leistung und negativer Residuallast

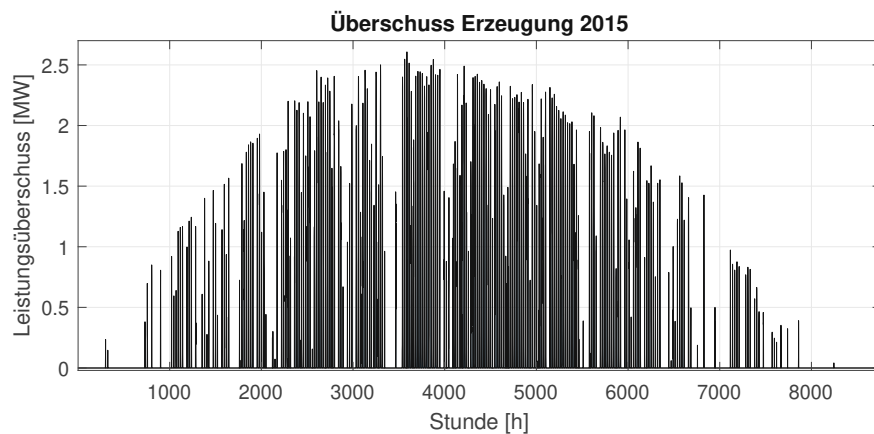


Abbildung 9.3: Überschussleistung die, wenn möglich, zurück ins Netz gespeist wird, Szenario: Betrieb ohne BHKW-Leistungsanpassung, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

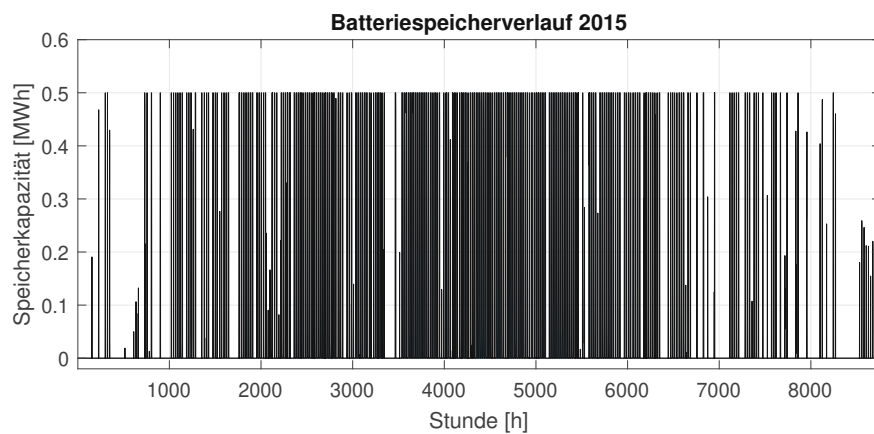


Abbildung 9.4: Batteriespeicherverlauf, Szenario: Betrieb ohne BHKW-Leistungsanpassung, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

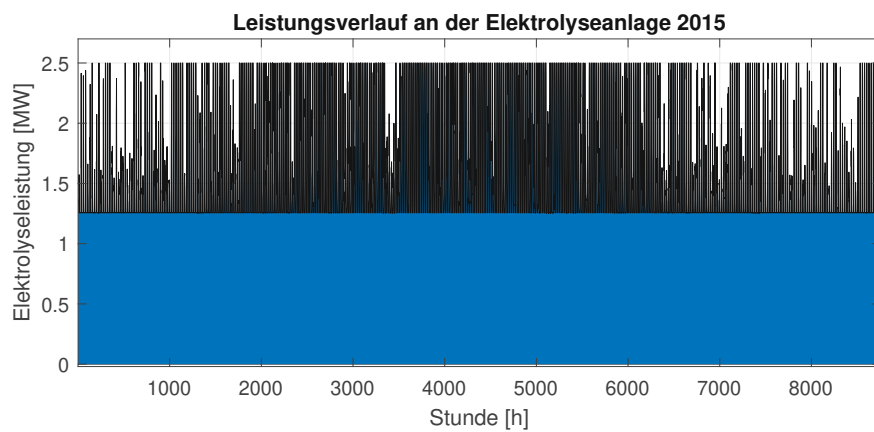


Abbildung 9.5: Leistung an der Elektrolyseanlage, Szenario Betrieb: ohne BHKW-Leistungsanpassung, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

9. Analyse des Betriebsverhaltens bei Netzkopplung

Tabelle 9.1: Ergebnisse jährliche Energiemenge für Elektrolyse in Abhängigkeit der Batteriespeichergöße, Energie in [GWh]

$E_{BAT,N}$ [MWh]	AL_{BAT}	E_{BHKW}	$E_{ELA,PVA}$	NG_{PVA}	$E_{ELA,ges}$	AL_{ELA}	VLh
100.00	2.19%	11.00	4.88	96.37%	15.88	72.52%	6352.75
20.00	10.50%	11.00	4.87	96.18%	15.87	72.48%	6349.25
10.00	14.71%	11.00	4.57	90.28%	15.57	71.11%	6229.24
5.00	16.44%	11.00	4.07	80.46%	15.08	68.84%	6030.38
2.50	17.50%	11.00	3.72	73.50%	14.72	67.23%	5889.35
1.00	18.18%	11.00	3.46	68.24%	14.46	66.02%	5783.35
0.50	18.50%	11.00	3.35	66.19%	14.35	65.54%	5741.30
0.00	0.00%	11.00	3.23	63.74%	14.23	64.98%	5692.25

9.2.3 Szenarien: Betrieb mit BHKW-Leistungsanpassung

Um möglichst viel Sonnenenergie für die Elektrolyse nutzen zu können, wird bei Leistungsüberschuss das BHKW dynamisch abgeregelt. Es gleicht Erzeugungsüberschüsse durch die Regelung im Leistungsbereich von Bemessungsleistung bis zur Grundlastdeckung (Deckung des Eigenbedarfs) $P_{GL} = 0.372 \cdot P_{BHKW,N}$ aus. Demzufolge steht dem Betrieb $P_{BHKW,frei} = 0.628 \cdot P_{BHKW,N}$ Regelleistung durch das BHKW zur Verfügung. Damit wird die ungenutzte Sonnenenergie, welche sonst ins Netz gespeist werden würde, in der ELA zu Wasserstoff umgewandelt und Brennstoff eingespart.

9.2.3.1 Szenario 2: Batterie Vorzug

In diesem Szenario wird der Leistungsüberschuss wie in Kapitel 9.2.2 in die BA eingespeichert. Dabei wird bei Auftreten eines Erzeugungsüberschusses zuerst die Batterie bis zu ihrer Kapazitätsgrenze geladen und im Anschluss, wenn der Batterieladezustand keine weitere Einspeicherung mehr erlaubt, wird die Erzeugungsleistung des BHKWs in seinem Regelbereich derart angepasst, dass bei voller $P_{ELA,N}$ an der ELA so wenig Leistung ins Netz abgegeben wird wie möglich. Erst wenn die Erzeugungsleistung der PVA die Summe aus $P_{BHKW,frei}$, freie Batterieladeleistung $P_{BAT,frei}$ und $P_{ELA,N}$ übersteigt wird Überschuss generiert. Die Ergebnisse der Analyse befinden sich in Tabelle 9.2. Das zugehörige Energieflussschema befindet sich in Abbildung 9.6. In Abbildung 9.7 ist die Überschussleistung, die nicht von der Anlage aufgebraucht oder zwischengespeichert werden kann, dargestellt. Weiters befinden sich in den Abbildungen 9.8 und 9.9 die Verläufe von Batteriespeicherstand und aufgenommener Leistung der ELA.

Wenn die Batterieeinspeicherung vor einer Leistungsanpassung des BHKW stattfindet, dann machen sich die Verluste aus dem Lade-Entladevorgang bemerkbar. Vergleicht man dazu Tabelle 9.2, dann ist bei einer Batteriespeicherkapazität von $E_{BAT,N} = 1\text{MWh}$ die aufgenommene Energie der ELA aus der PVA aufgrund der Verluste durch die Zwischenspeicherung in der BA geringer als ohne Zwischenspeicherung. Ab einer Batteriespeicherkapazität von $E_{BAT,N} > 2.5\text{MWh}$ überwiegt der positive Effekt der Einspeicherung die Speicherverluste. Die VLh der ELA belaufen sich in diesem Szenario bei $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$ auf $VLh = 5743.93\text{h}$.

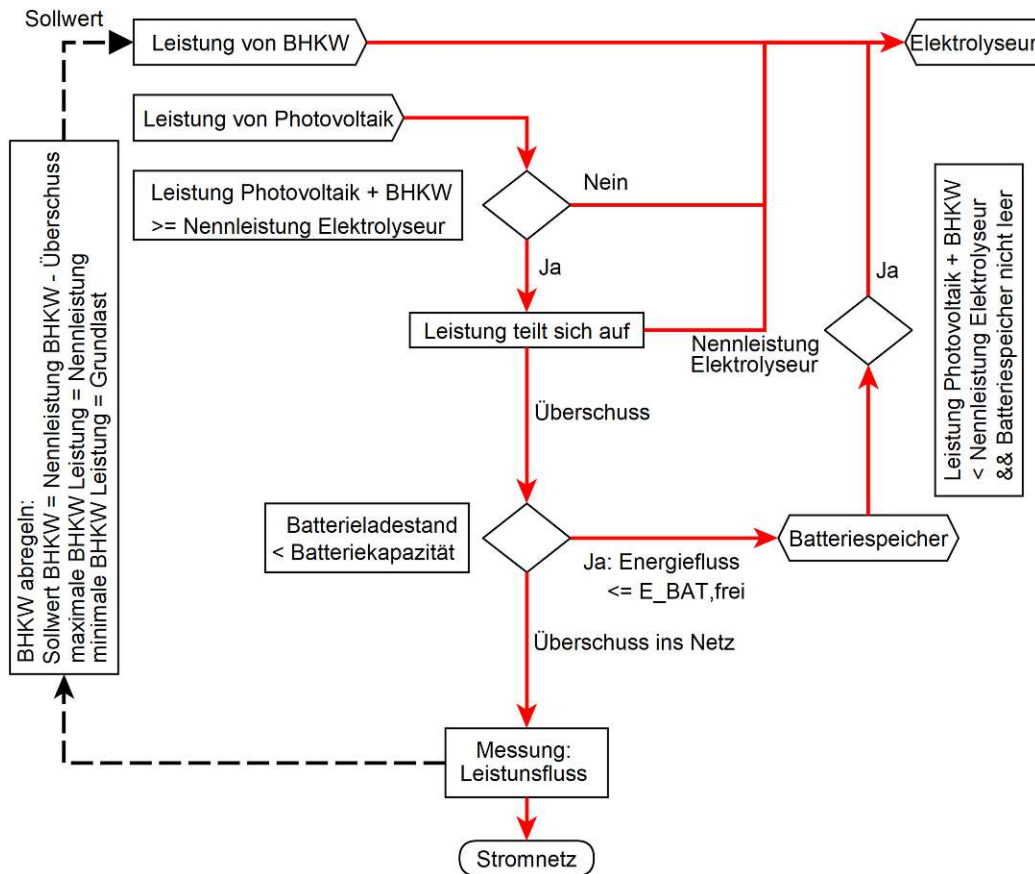


Abbildung 9.6: Schema Energiehaushalt Batterie mit variabler BHKW Leistung, Batterieinspeicherung vor BHKW-Leistungsanpassung

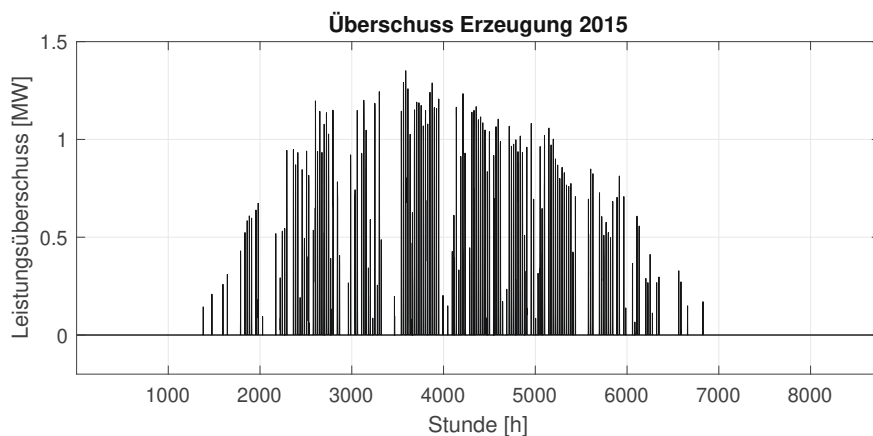


Abbildung 9.7: Überschussleistung die, wenn möglich, zurück ins Netz gespeist wird, Szenario Vorzug Batterie, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

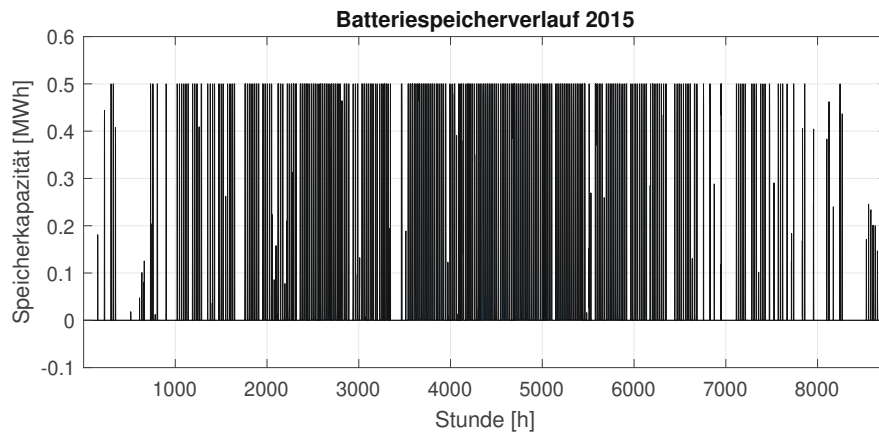
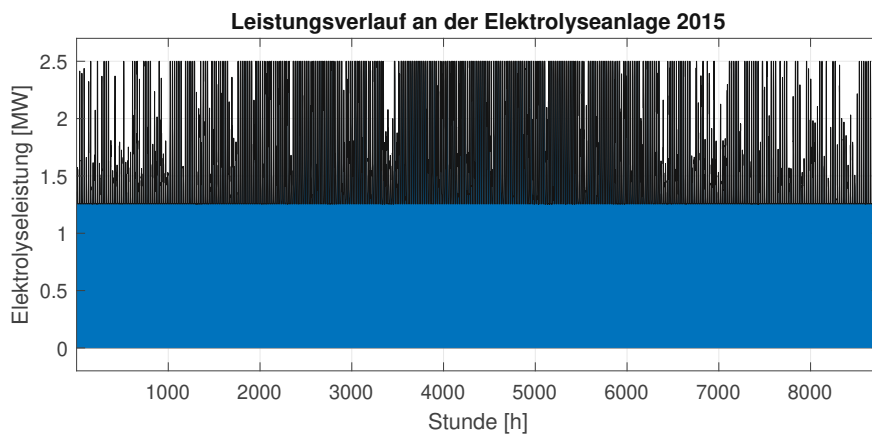
Abbildung 9.8: Batteriespeicherverlauf, Szenario Vorzug Batterie, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$ Abbildung 9.9: Leistung an der Elektrolyseanlage, Szenario Vorzug Batterie, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

Tabelle 9.2: Ergebnisse jährliche Energiemenge für Elektrolyse in Abhängigkeit der Batteriespeichergöße bei BHKW Leistungsanpassung mit Vorzug Batterie, Energie in [GWh]

$E_{BAT,N}$	$[MWh]$	AL_{BAT}	E_{BHKW}	$E_{ELA,PVA}$	NG_{PVA}	$E_{ELA,ges}$	AL_{ELA}	VLh
100.00		2.08%	11.00	4.88	96.37%	15.88	72.52%	6352.75
20.00		10.07%	10.99	4.88	96.39%	15.87	72.49%	6350.12
10.00		14.53%	10.76	4.86	95.90%	15.62	71.30%	6245.88
5.00		16.34%	10.37	4.74	93.62%	15.11	69.00%	6044.40
2.50		17.45%	10.08	4.67	92.24%	14.75	67.33%	5898.11
1.00		18.14%	9.82	4.65	91.82%	14.47	66.07%	5787.73
0.50		18.47%	9.71	4.65	91.88%	14.36	65.57%	5743.93
0.00		0.00%	9.56	4.67	92.14%	14.23	64.98%	5692.25

9.2.3.2 Szenario 3: BHKW Vorzug

Aufgrund der Verluste durch die Zwischenspeicherung in der BA wird die vorangehende Leistungsanpassung des BHKW vor der Einspeicherung in die BA untersucht. Dabei wird die Leistung des BHKW derart angepasst, dass bei voller $P_{ELA,N}$ an der ELA so wenig Leistung an die Batterie weitergegeben wird wie möglich. Erst wenn keine weitere Abregelung mehr möglich ist, wird der Überschuss aus der PVA in der BA zwischengespeichert. Das zugehörige Energieflussschema ist in Abbildung 9.10 dargestellt und die Ergebnisse befinden sich in Tabelle 9.3. Bei Abregelung des BHKW vor Batterieeinspeicherung kann aufgrund der geringeren Verluste bei sofortigen Verbrauch ohne Zwischenspeicherung der Sonnenenergie in der ELA mehr Energie aus der PVA als im Szenario in Kapitel 9.2.3.1 in Wasserstoff umgesetzt werden. Die gesamte umgesetzte Energie an der ELA sinkt jedoch, da die VLh des BHKW sinken. Der Jahresverlauf bei $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$ vom nicht nutzbaren und weitestgehend ins Netz abgegebenen Leistungsüberschuss der PVA ist in Abbildung 9.11, der genutzten Batteriespeicherkapazität in Abbildung 9.12 und der elektrischen Leistung an der ELA in Abbildung 9.13 dargestellt. Die VLh der ELA bei diesem Szenario belaufen sich auf $VLh = 5927.02\text{h}$.

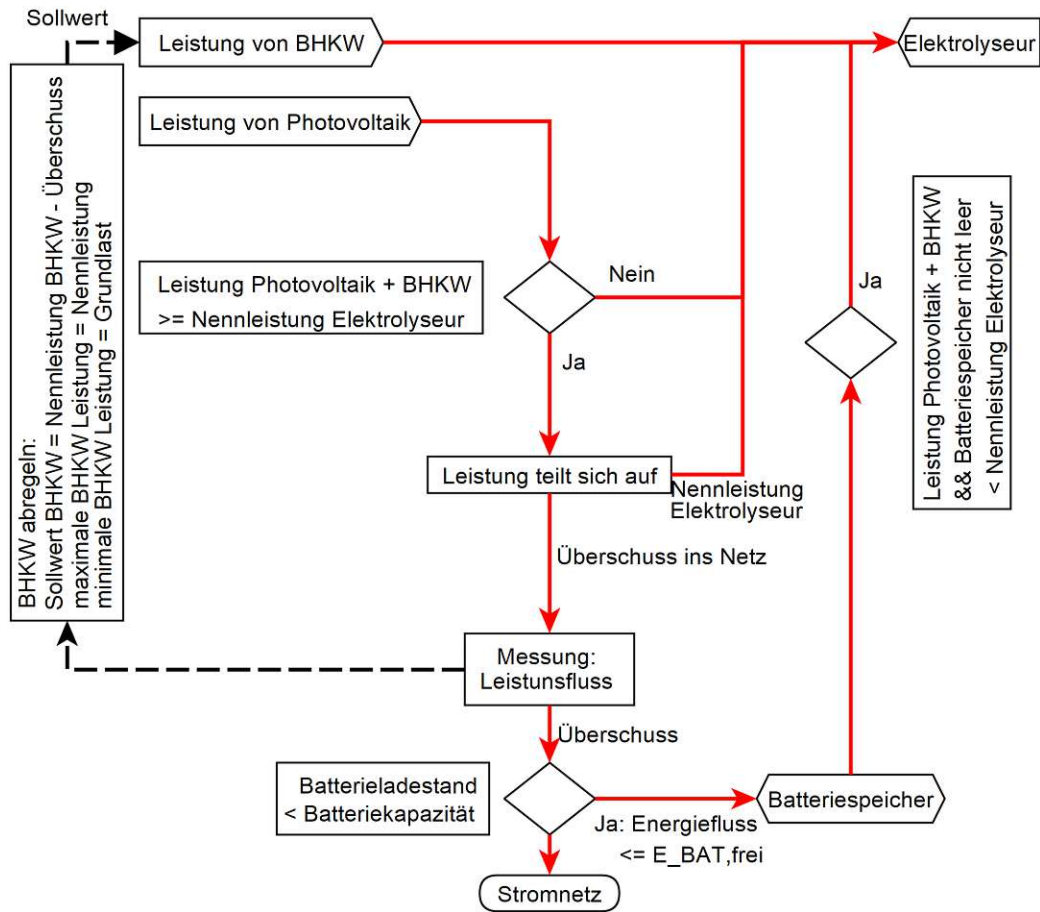


Abbildung 9.10: Schema Energiehaushalt Batterie mit variabler BHKW Leistung, BHKW-Leistungsanpassung vor Batterieeinspeicherung

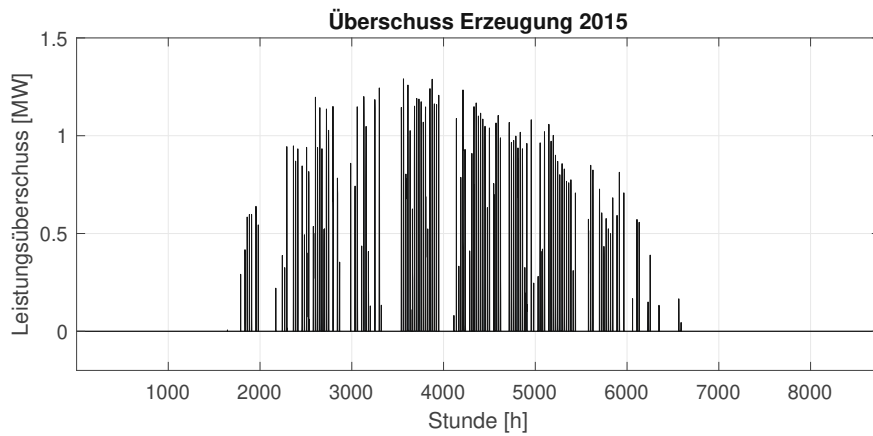


Abbildung 9.11: Überschussleistung die zurück ins Netz gespeist wird, Szenario Vorzug BHKW, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

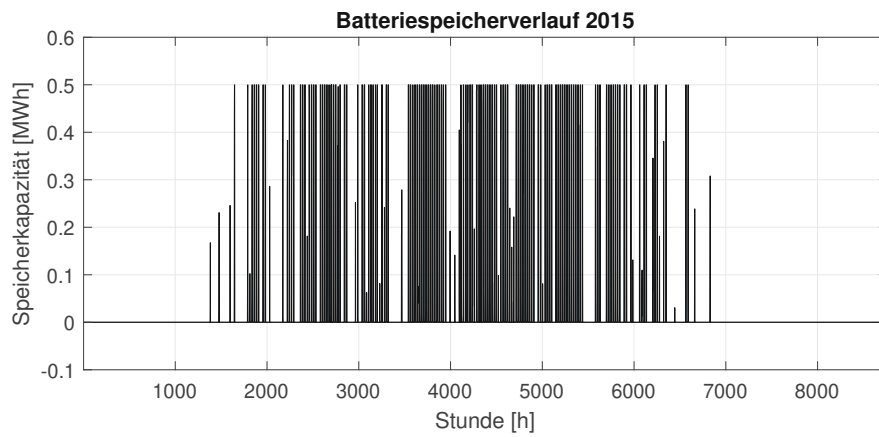


Abbildung 9.12: Batteriespeicherverlauf, Szenario Vorzug BHKW, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

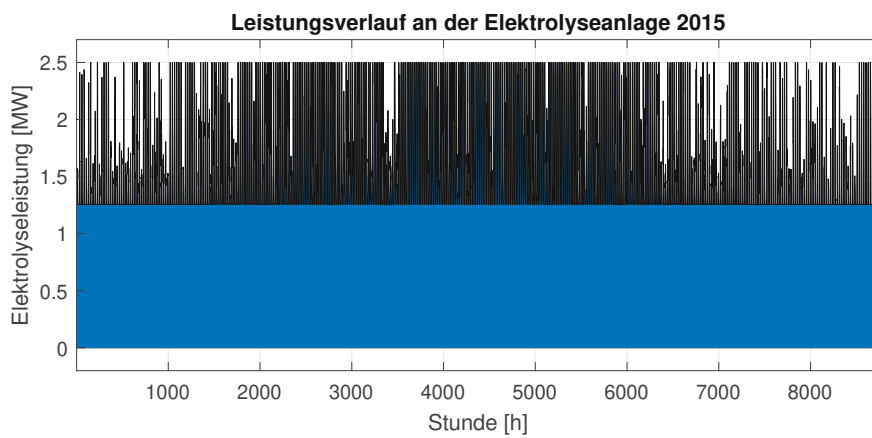


Abbildung 9.13: Leistung an der Elektrolyseanlage, Szenario Vorzug BHKW, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

9. Analyse des Betriebsverhaltens bei Netzkopplung

Tabelle 9.3: Ergebnisse jährliche Energiemenge für Elektrolyse in Abhängigkeit der Batteriespeichergöße bei BHKW Leistungsanpassung mit Vorzug BHKW, Energie in [GWh]

$E_{BAT,N}$ [MWh]	A_{LBAT}	E_{BHKW}	$E_{ELA,PVA}$	$NGPVA$	$E_{ELA,ges}$	A_{LELA}	VLh
100.00	0.30%	9.56	5.02	99.21%	14.59	66.61%	5.835.04
20.00	1.50%	9.56	5.02	99.21%	14.59	66.61%	5.835.04
10.00	3.01%	9.56	5.02	99.21%	14.59	66.61%	5.835.04
5.00	5.87%	9.56	5.02	99.05%	14.58	66.58%	5.832.41
2.50	8.13%	9.56	4.92	97.07%	14.48	66.12%	5.792.11
1.00	9.78%	9.56	4.79	94.60%	14.35	65.55%	5.742.18
0.50	10.38%	9.56	4.73	93.48%	14.3	65.29%	5.719.40
0.00	0.00%	9.56	4.67	92.14%	14.23	64.98%	5.692.25

9.2.4 Szenario 4: BHKW Vorzug mit Nutzung von negativer Residuallast

In diesem Szenario wird der Betrieb mit BHKW-Leistungsanpassung und Bereitstellung von negativer Regelreserve analysiert. Dazu werden für die Berechnung die angefallenen Sekundärregelenergien von 2015 aus [APG, 2015b] verwendet. Im Allgemeinen wird Leistung vom BHKW, von der PVA, vom Netz und von der BA zur Verfügung gestellt. Wenn die erzeugte Leistung den Verbrauch übersteigt, dann wird wie in Kapitel 9.2.3.2 zuerst das BHKW abgeregelt. Der anfallende Leistungsüberschuss wird, wenn noch Batteriekapazität vorhanden ist, in der BA zwischengespeichert. Der übrige Überschuss wird ins Netz abgegeben, falls keine Residuallast bezogen wird. Andernfalls wird die PVA abgeregelt. Dazu wird der Arbeitspunkt der Anlage nach Abbildung 9.14 definiert. Das Schema ist in Abbildung 9.15 dargestellt. Die zur Verfügung stehende Regelenergie befindet sich in Abbildung 9.16. Der Jahresverlauf bei $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$ von ungenutzter Einspeiseleistung der PVA ist in Abbildung 9.17, der genutzten Batteriespeicherkapazität in Abbildung 9.18, der Erzeugung vom BHKW in Abbildung 9.19 und der elektrischen Leistung an der ELA in Abbildung 9.20 dargestellt. Die VLh der ELA belaufen sich in diesem Szenario auf $VLh = 7921.67\text{h}$. Die Ergebnisse der Analyse befinden sich in Tabelle 9.4.

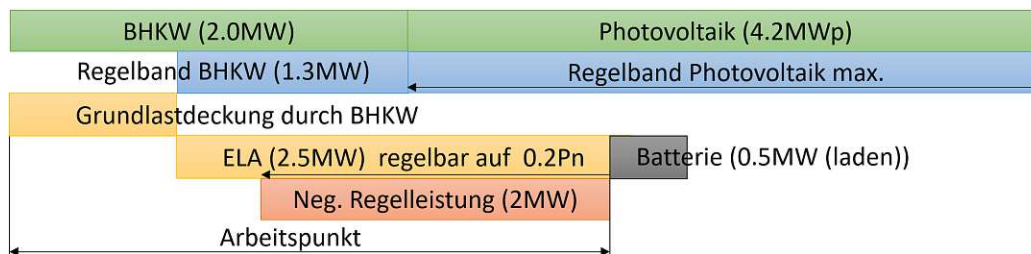


Abbildung 9.14: Arbeitspunkt der Anlage mit Sekundärregelreserve

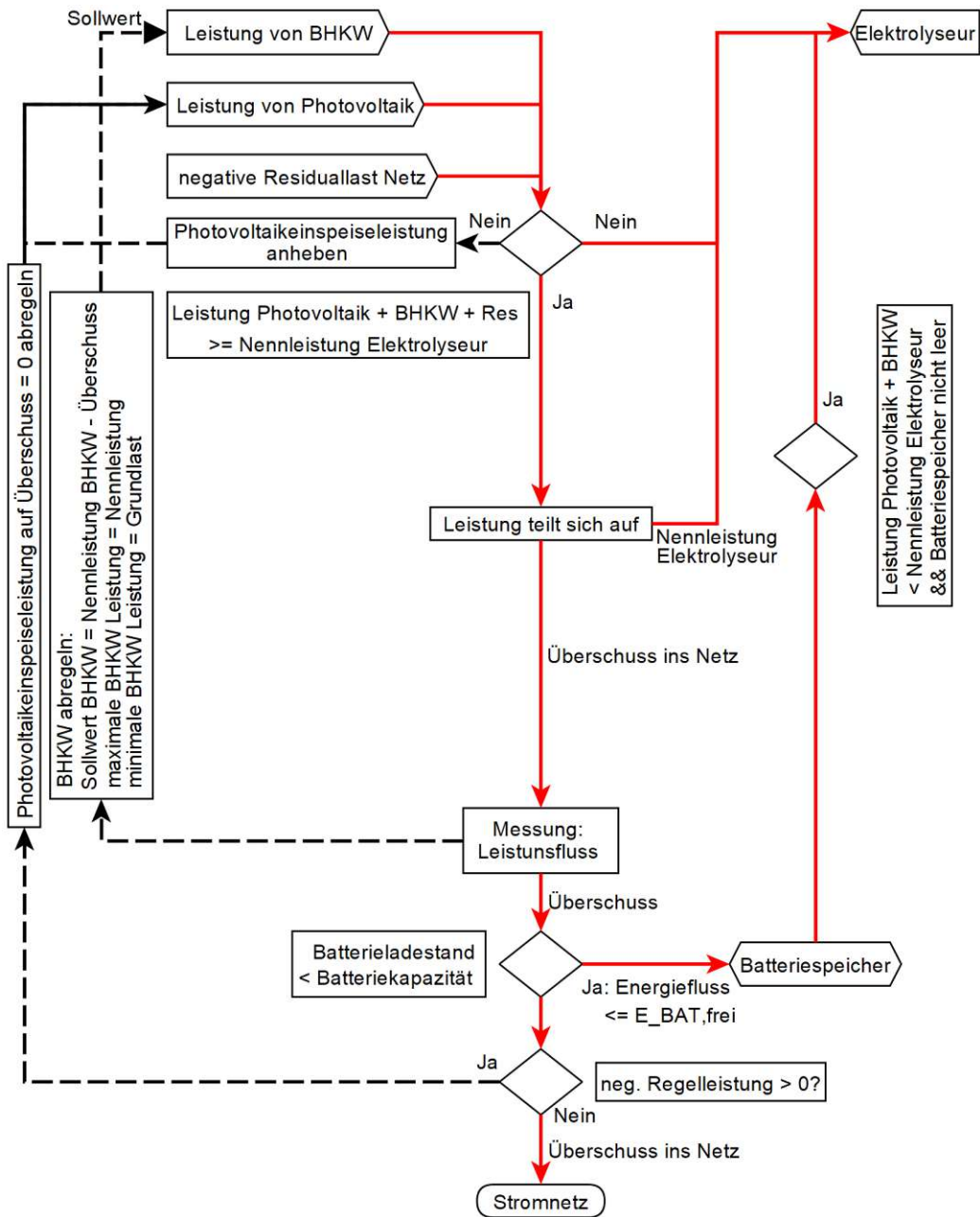
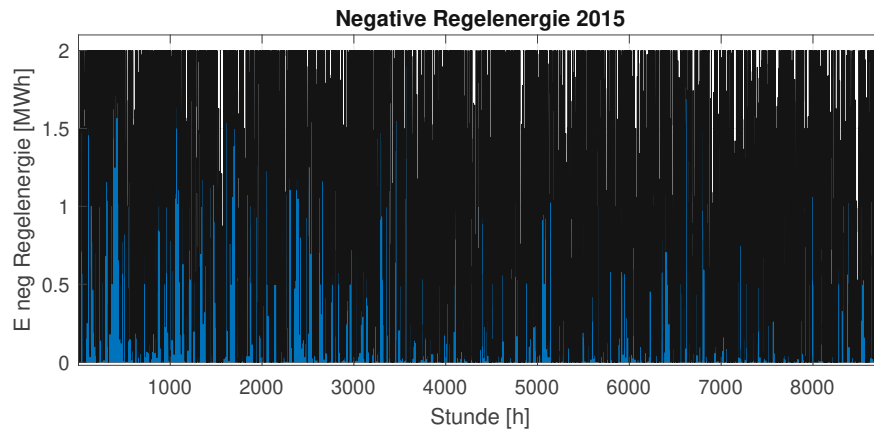
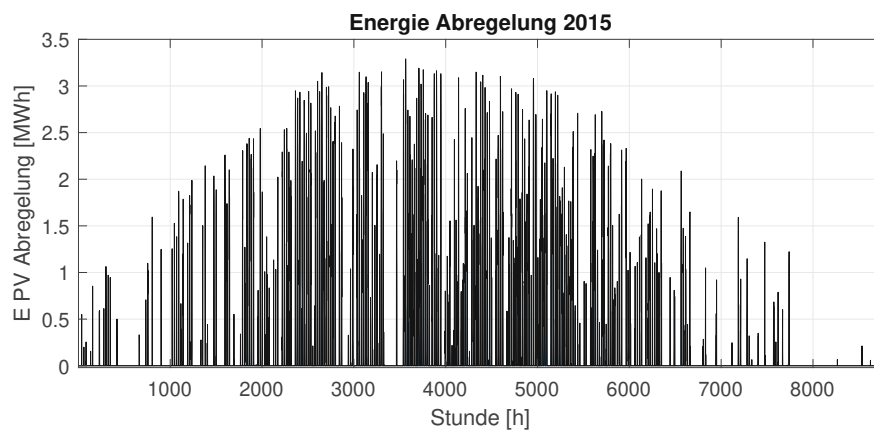
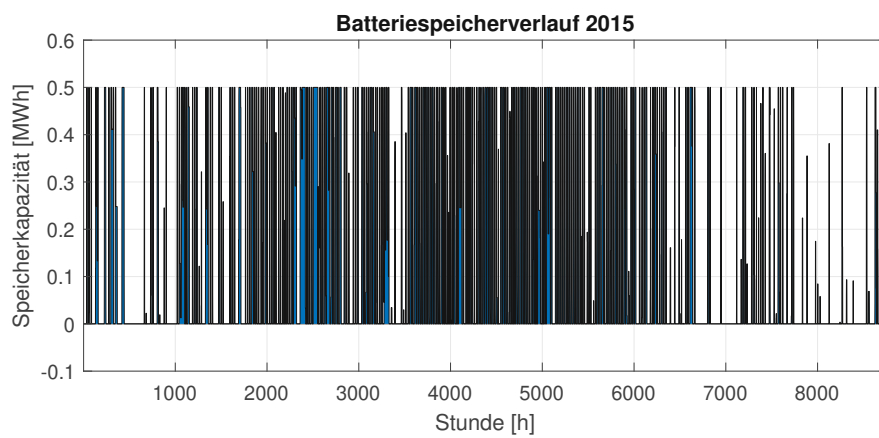


Abbildung 9.15: Schema Energiehaushalt Batterie mit variabler BHKW Leistung und negativer Residuallast, BHKW-Leistungsanpassung vor Batterieeinspeicherung

Abbildung 9.16: Zur Verfügung stehende Regelenergie, Cap bei 2MW, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$ Abbildung 9.17: Leistung die an der PV-Anlage zurückgeregelt und nicht eingespeist wurde, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$ Abbildung 9.18: Batteriespeicherverlauf, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

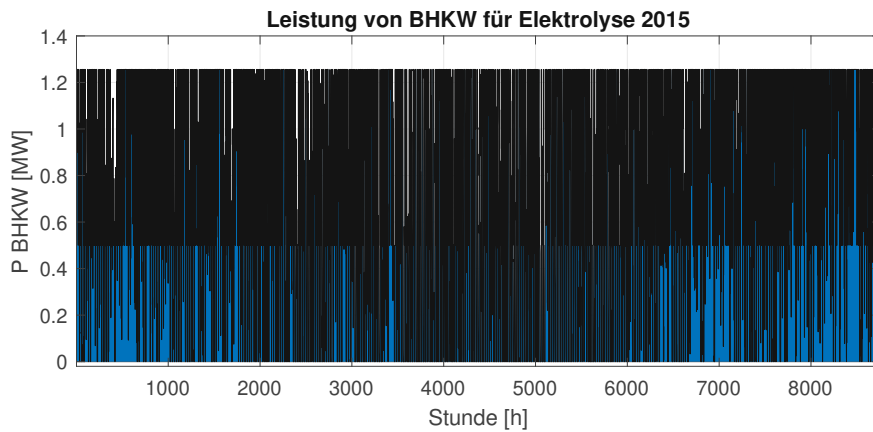


Abbildung 9.19: Leistung von BHKW an der Elektrolyseanlage, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

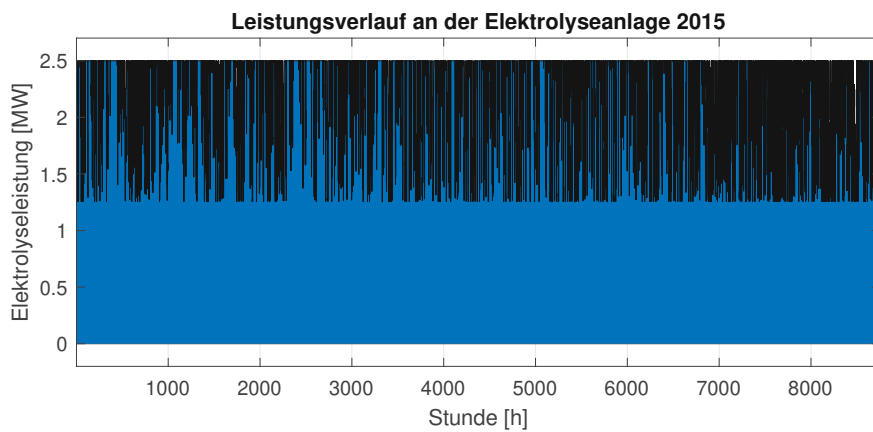


Abbildung 9.20: Leistung an der Elektrolyseanlage bei Nutzung von Regelenergie, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

9. Analyse des Betriebsverhaltens bei Netzkopplung

 Tabelle 9.4: Ergebnisse Einfluss Bezug negativer Regelenergie von $P_{Regel} = 2\text{MW}$ auf Elektrolyse, Energie in [GWh]

$E_{BAT,N}$ [MWh]	ALBAT	E_{BHKW}	$E_{ELA,PVA}$	NGPVA	E_{Regel}	$E_{ELA,ges}$	ALELA	VLh
5.00	30.26%	6.61	3.95	77.92%	9.84	20.40	93.13%	8158.19
2.50	28.67%	6.61	3.69	72.92%	9.84	20.14	91.97%	8056.57
1.00	27.72%	6.61	3.45	68.20%	9.84	19.90	90.88%	7961.09
0.50	27.33%	6.61	3.36	66.26%	9.84	19.81	90.43%	7921.67
0	0.00%	6.61	3.23	63.88%	9.84	19.68	89.88%	7873.49

9.2.5 Fazit und Auswahl Batteriespeichergröße

Die Grundlage der abschließenden Diskussion bilden die Erkenntnisse aus den vorangegangenen Kapiteln sowie die zusammengefassten Ergebnisse in Tabelle 9.5 für eine Bemessungsspeicherkapazität der Batterie von $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$. Eine Vergrößerung der Batteriekapazität bewirkt in den Szenarien 'Batterie' und 'Batterie Vorzug' eine signifikante Steigerung des Nutzungsgrades der PVA sowie der Auslastung und der VLh der ELA. In den Szenarien 'BHKW Vorzug' und 'BHKW Vorzug mit Nutzung von negativer Residuallast' wirkt sich eine Vergrößerung dagegen deutlich geringer aus. Wegen der vorangegangenen Feststellungen und aus Kostengründen wird die Batteriegröße entsprechend niedrig bemessen. Der Brennstoffverbrauch ist im Szenario 1 am höchsten und im Szenario 4 mit einer Verringerung um etwa 40% am geringsten. Mit Szenario 2 und 3 lässt sich noch etwa 12% – 13% Brennstoff gegenüber Szenario 1 einsparen. Die VLh und damit der Nutzungsgrad der ELA, welcher ein Maß für die Wasserstoffproduktion ist, sind im Szenario 4 um etwa 40% höher als in den übrigen Szenarien. Dagegen ist die erzeugte Energie der PVA, die in der ELA zu Wasserstoff umgewandelt werden kann, im Szenario 4 und 1 deutlich geringer als in Szenario 2 und 3, was einem höheren Nutzungsgrad der ELA in Szenario 2 und 3 entspricht. Alles in allem liefert die Nutzung von Regelenergie eine deutlich höhere Wasserstofferzeugung als in allen anderen Szenarien sowie den geringsten Brennstoffverbrauch. Dagegen spricht der Mehraufwand an Kommunikation und Regelungstechnik sowie der sehr dynamische Betrieb des ganzen Systems, was für eine höhere Fehleranfälligkeit spricht. Im Vergleich dazu beinhaltet der Betrieb von Szenario 2 durch die vorhergehende Nutzung der Batterie weniger Dynamik im BHKW und damit konstantere Gasströme in den Zuleitungen zum Gasmotor bei vergleichbarem Brennstoffverbrauch wie im Szenario 3 und damit einen eher robusteren Betrieb. Zusammengefasst hängt die Betriebsweise von der Anlagengröße und vom Einsatzzweck ab. Für kleinere Anlagen spricht eher der reine Batteriebetrieb, für Anlagen im mittleren Leistungssegment kann die zusätzliche Leistungsanpassung im BHKW ein guter Kompromiss sein und für größere Anlagen ist die Nutzung von kostengünstiger Überschussleistung aus dem Netz mit Sicherheit eine attraktive Option.

Tabelle 9.5: Vergleich der Energieflussvarianten für $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$

	S1: Batterie	S2: Prio. Batterie	S3: Prio. Abregelung	S4: mit Regelenergie
E_{BHKW} [GWh]	11.00	9.71	9.56	6.61
E_{BHKW} [%]	100.00%	88.27%	86.91%	60.09%
$E_{ELA,ges}$ [GWh]	14.35	14.36	14.3	19.81
$E_{ELA,ges}$ [%]	100.00%	100.07%	99.65%	138.05%
$E_{ELA,PVA}$ [GWh]	3.35	4.65	4.73	3.36
$E_{ELA,PVA}$ [%]	100.00%	138.81%	141.19%	100.30%
AL_{BAT} [%]	18.50%	18.47%	10.38%	27.33%
AL_{ELA} [%]	65.54%	65.57%	65.29%	90.43%
AL_{ELA} [%] bezogen auf Szenario 'Batterie'	100.00%	100.05%	99.62%	137.98%
V_{Lh} [h]	5741.30	5743.93	5719.40	7921.67

KAPITEL 10

Zusammenfassung und Ausblick

Diese Arbeit stellt die Grobplanung einer dezentralen Wasserstofferzeugungsanlage dar, welche mit Hilfe von Biomasse und Strom aus Sonnenenergie und Leistungsüberschüssen aus dem Netz Wasserstoff produziert. Auf deren Basis können Planer projektspezifische Detailplanungen für Anlagen dieses Typs durchführen. Aufgrund der guten Dynamik der Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse und der guten Regelbarkeit sowie nach oben hin kaum limitierten Feuerungsleistung des Fast Internal Circulating Fluidised Bed (FICFB) Vergasungsverfahrens bilden diese Technologien das Herzstück der vorgestellten Anlage. Als Rahmenbedingungen werden einerseits Umweltauflagen und andererseits technische Rahmenbedingungen identifiziert. Umweltauflagen beinhalten Emissionsgrenzwerte und sind immer mit einer Umweltverträglichkeitsüberprüfung verbunden. In der Arbeit sind der zulässige Einfluss der Anlage auf das Netz, die jeweiligen Verantwortungen und Pflichten von Netzbetreiber und Netzbenutzer, der Blindleistungshaushalt sowie die Integration in den Regelleistungsmarkt behandelt und in der Planung berücksichtigt worden.

Das Industrienetz wird aus dem 20kV Netz versorgt, dabei werden die Betriebsmittel höherer Leistung über ein internes 10kV IT-Netz zusammengeslossen und der Eigenbedarf über Transformatoren auf der 400V Spannungsebene durch ein TN-C-S Netz versorgt. Das Erzeugungsprofil der Photovoltaikanlage wird mittels dem Photovoltaic Geographical Information System unter Einbeziehung der Temperaturabhängigkeit der Leistung der Module durch ein Modell bestimmt. Die daraus bestimmten Grenzwerte werden für die Berechnung der Betriebszustände in der Lastflussberechnung genutzt. Die elektrischen Betriebsmittel werden derart bemessen, dass anhand der

hinterlegten elektrischen Modelle in den statischen Lastflussberechnungen keine unzulässigen Belastungen mehr festgestellt werden. Eine richtig ausgelegte und betriebene Blindleistungskompensationsanlage ermöglicht Spannungsstützung, um Systeme bis zur Stabilitätsgrenze betreiben zu können. Dynamische Berechnungen des Einschwingvorgangs bei Lastwechsel würden tiefere Einblicke des Verhaltens im Betrieb offen legen und etwaige Schwachstellen aufdecken.

Als Ergebnis der Analyse des Betriebsverhaltens ergeben sich hohe Volllaststunden der Elektrolyseanlage bei Nutzung von Sekundärregelenergie. Jedoch ist die Komplexität der Regelungstechnik sowie der Aufwand an Kommunikation, Datenaustausch und Steuerungstechnik hoch, wodurch dieser Betrieb erst bei größeren Anlagen Sinn ergibt. Der Betrieb mit einem regelbaren Blockheizkraftwerks und einer Batterieanlage scheint ein guter Kompromiss für kleinere Anlagen zu sein. Für Anlagen in der untersten Preiskategorie kann der Betrieb mit einem Festbettvergaser geprüft werden.

Die Netzintegration wurde mit dem *LINK*-Modell gelöst und nachvollzogen. Zum Zeitpunkt der Verfassung dieser Arbeit befindet sich *LINK* im Proof-of-Concept. Projekte, welche die Durchführbarkeit des Modells im Netz belegen sollen, befinden sich gerade in der Anlaufphase. Sobald dies abgeschlossen ist, kann die vorgestellte Anlage vielfach aufgebaut und in die Mittelspannungsnetze integriert werden. Die Anlage kann ebenfalls in das derzeitige Netz integriert und betrieben werden.

Die Speicherung des Wasserstoffs wird in dieser Anlage durch Drucktanks realisiert. Der Vorteil befindet sich in der vom Gasnetz unabhängigen Standortwahl und einfachen Technologie. Durch den intensiven Ausbau der verteilten Systeme ist in Zukunft von einer Kopplung des Stromnetzes und Strommarkts mit dem Gasnetz und Gasmarkt auszugehen, wodurch eine Speicherung von Wasserstoff ins Gasnetz durch kleine dezentrale Anlagen angestrebt werden wird.

Für die Planung sind aber noch weitere Gesichtspunkte relevant, die in dieser Abhandlung nicht behandelt werden. Neben dynamischen Berechnungen ist eine wirtschaftliche Analyse und Optimierung für Anlagenbetreiber entscheidend. Andere Möglichkeiten der Netzintegration sollten ebenfalls auf deren Eignung in Kombination mit diesem System überprüft werden, um das geeignetste herauszufinden. Eine tiefe Analyse der Auswirkungen von mehreren Anlagen dieses Typs auf das Stromnetz und den Markt ist für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb bei einem breiten Ausbau entscheidend.

Für die Zukunft ist zu erwarten, dass dezentrale Erzeugungsanlagen von Strom und Wasserstoff immer weiter ausgebaut werden. Dies erfordert ein starkes und intelligentes Stromnetz sowie einen abgestimmten und leicht zugänglichen Strommarkt.

Literatur

- [1] L. R. Tim McPHIE Ana CRESPO PARRONDO. „Förderung einer klimaneutralen Wirtschaft: Kommission legt Pläne für das Energiesystem der Zukunft und sauberen Wasserstoff vor“. (2020), Adresse: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_20_1259 (besucht am 09.07.2021).
- [2] B. Vogl, S. Geier und A. Kinsperger, *Fachkonzept Energieraumplanung*, ger, Ser. Step 2025 Fachkonzept. Wien: Magistratsabteilung 20 - Energieplanung, 2019, ISBN: 3903003506.
- [3] S. AUSTRIA. „Heizungen 2003 bis 2018 nach Bundesländern, verwendetem Energieträger und Art der Heizung“. (2019), Adresse: https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_PDF_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=022721 (besucht am 12.07.2021).
- [4] R. Haas und L. Kranzl, *Bioenergie und Gesamtwirtschaft : Analyse der volkswirtschaftlichen Bedeutung der energetischen Nutzung von Biomasse für Heizzwecke und Entwicklung von effizienten Förderstrategien für Österreich*, ger, Ser. Nachhaltig wirtschaften konkret. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation u. Technologie, 2002.
- [5] Prof. DI Dr. Alfons Haber MBA. „Die Möglichkeiten von Wasserstoff – wo stehen wir?“ (Apr. 2021), Adresse: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/01_Alfons-Haber.pdf/f6054b0b-ec1f-ee88-a20e-19c9a69ecfc3?t=1619701934426 (besucht am 09.07.2021).
- [6] C. Helmenstein und A. Kleissner. „Ökonomische Effekte der Wasserstoffstrategie Impaktanalyse“. (Mai 2020), Adresse: https://www.greentech.at/wp-content/uploads/2020/12/Ausblick-Wasserstoffstrategie-AUT_BMK.pdf (besucht am 09.07.2021).

- [7] BMWi. „Wasserstoff: Schlüsselement für die Energiewende“, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (März 2021), Adresse: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html> (besucht am 09.07.2021).
- [8] BMWi. „Die Nationale Wasserstoffstrategie“, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (Juni 2020), Adresse: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (besucht am 14.07.2021).
- [9] J. Töpler und J. Lehmann, *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*, ger, 2. Aufl. 2017. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin / Heidelberg, 2017, ISBN: 9783662533598.
- [10] D. M. Roeb, D. S. Brendelberger, M. S. A. Rosenstiel, D. C. Agrafiotis, D.-I. N. Monnerie, D. V. Budama und D.-C. N. Jacobs, „Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende“, de, Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung, Sep. 2020.
- [11] P. Horng und M. Kalis, *Wasserstoff Farbenlehre*, Dez. 2020.
- [12] C. Hebling, „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Techn. Ber., Okt. 2019.
- [13] S. Milanzi, C. Spiller, B. Grosse, L. Hermann, J. Kochems und J. Müller-Kirchenbauer, „Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens“, Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, Techn. Ber., Aug. 2018.
- [14] Siemens. „SILYZER 300“, Siemens AG. (2018), Adresse: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1524040818.abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc.ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf> (besucht am 16.07.2021).
- [15] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*, ger, 2. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg Imprint: Springer Vieweg, 2017, ISBN: 3662488930.
- [16] C. Edler und W. Gawlik, *Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten von Hochleistungselektrolyseuren für Netzdienstleistungen*, ger, Aug. 2018.
- [17] H. Reinhard und T. Perger, *Energieökonomie*. Univ. Prof. Reinhard Haas, 2019.

- [18] B. Kleinertz, A. Guminski, A. Regett, A. Kessler, D. Gamze, J. Conrad, S. Fattler, S. Pichlmaier, E. Rouyrre und S. von Roon, „Kosteneffizienz von fossilen und erneuerbaren Gasen zur CO₂-Verminderung im Energiesystem“, ger, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 43, Nr. 1, S. 51–68, 2019, ISSN: 0343-5377.
- [19] D. Böhning und M. Beckmann, *Konzepte zur Biomasse-Vergasung und -Verbrennung für die dezentrale Energieversorgung*, ger. TK Verlag Thomé-Kozmiensky, 2013, S. 341–366, ISBN: 978.3.935317-95-5.
- [20] S. Gellert, *Thermochemische Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse unter besonderer Berücksichtigung der Rohgasreformierung*, ger. 2013.
- [21] H. Hofbauer, „Energy From Biomass Via Gasification In Güssing“, eng, in *Biomass Power for the World*, Pan Stanford, 2015, S. 367–398, ISBN: 9789814613897.
- [22] A. Miltner, *Techno-ökonomische Analyse der regenerativen Produktion von Wasserstoff für den Einsatz in Fahrzeugen*, ger. 2010.
- [23] K. Mertens, *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, ger. München: Hanser, 2020, ISBN: 3446464042.
- [24] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, A. D. Memar und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Techn. Ber., Juni 2021.
- [25] R. Österreich, Hrsg. „BGBI. I Nr. 150/2021 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket – EAG-Paket“, Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. (Juli 2021), Adresse: <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/I/2021/150> (besucht am 19.01.2022).
- [26] B. Klocke, F. Heimlich und H. Petermann, *Handbuch der Gasverwendungstechnik : Greening of gas – Technologien für die Energiewende*, ger, 2. Auflage., Ser. gwf edition. Essen: Vulkan Verlag, 2020, ISBN: 3835673734.
- [27] D. Oeding und B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, eng. Springer, 2016, ISBN: 9783662527023.
- [28] ASUE. „BHKW-Kenndaten 2014/15“, ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2015), Adresse: https://asue.de/blockheizkraftwerke/broschueren/309754_bhkw-kenndaten_2014-15 (besucht am 15.07.2021).

- [29] A. ILO, „Design of the Smart Grid Architecture According to Fractal Principles and the Basics of Corresponding Market Structure“, *Energies*, Jg. 12, Nr. 21, 2019, ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en12214153](https://doi.org/10.3390/en12214153).
- [30] W. Gawlik, *Kraftwerke*. Nov. 2019.
- [31] R. Österreich, Hrsg. „BGBI. II Nr. 293/2019: Feuerungsanlagen-Verordnung 2019 – FAV 2019“, Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort. (Juli 2019), Adresse: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010773> (besucht am 03.01.2022).
- [32] EU-Kommission, „Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb“, in *Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission*, Ser. Amtsblatt der Europäischen Union, Europäische-Kommission, Hrsg., Aug. 2017.
- [33] EU-Kommission. „Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger“. Europäische-Kommission, Hrsg., Europäische Kommission. (Apr. 2016), Adresse: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN> (besucht am 19.01.2022).
- [34] E-Control, „Begriffe“, in *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*, E-Control, Hrsg., 1. Feb. 2021.
- [35] E-Control, „Teil C: Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV“, in *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*, E-Control, Hrsg., Sep. 2009.
- [36] E-Control, „Teil D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen“, in *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*, E-Control, Hrsg., Nov. 2017.
- [37] R. Österreich, Hrsg. „BGBI. II Nr. 55/2019: RfG Schwellenwert-Verordnung“, Bundeskanzleramt. (Feb. 2019), Adresse: <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/II/2019/55> (besucht am 19.01.2022).
- [38] E-Control, „TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B“, in *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*, E-Control, Hrsg., Dez. 2019.
- [39] E-Control, „Übersicht“, in *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*, E-Control, Hrsg., Feb. 2021.

- [40] EU-Kommission, „Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes“, in *Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission*, Ser. Amtsblatt der Europäischen Union, Europäische-Kommission, Hrsg., Nov. 2017.
- [41] EU-Kommission, „Verordnung (EU) 2016/1388 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss“, in *Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission*, Ser. Amtsblatt der Europäischen Union, Europäische-Kommission, Hrsg., Aug. 2016.
- [42] ÖVE, Hrsg., *ÖVE EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Dez. 2020.
- [43] APG, „Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich 1.3“, Techn. Ber., März 2021.
- [44] APG. „IMBALANCE-NETTING-KOOPERATIONEN“, Austrian Power Grid AG. (2020), Adresse: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/inc> (besucht am 19.11.2021).
- [45] APG, „Maßnahmenkatalog Regelreserven“, Techn. Ber., März 2021.
- [46] APG, „Erläuterungen Regelreserven“, Techn. Ber., Okt. 2015.
- [47] APG, „Ausschreibungsdetails der Austrian Power Grid AG für die Beschaffung der benötigten Regelreserve in Österreich Version 1.1“, Techn. Ber., Jan. 2021.
- [48] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin und V. Lemort, „Pure and Pseudopure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp“, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, Jg. 53, Nr. 6, S. 2498–2508, 2014. DOI: [10.1021/ie4033999](https://doi.org/10.1021/ie4033999). eprint: <http://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/ie4033999>.
- [49] M. Kaltschmitt, H. Hartmann und H. Hofbauer, *Energie Aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*, ger ; eng. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin / Heidelberg, 2016, ISBN: 3662474379.
- [50] D. Kuptz, F. Schulmeyer, K. Hüttl, E. Dietz, P. Turowski, F. Zormaier, H. Borchert und H. Hartmann, „Optimale Bereitstellungsverfahren für Holzhackschnitzel“, Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe, Straubing, Techn. Ber., Apr. 2015.

- [51] Doppstadt. „Datenblatt Shredder Ceron Type 206“, Doppstadt Umwelttechnik GmbH. (2017), Adresse: https://www.cesaromacimport.com/components/com_sfsit_catalog/data/articles/brochures/Ceron_Type_206.pdf (besucht am 24. 10. 2021).
- [52] DIN-15262, „Schneckenförderer für Schüttgut - Berechnungsgrundsätze“, Normenausschuss Maschinenbau (NAM), Techn. Ber., Jan. 1983.
- [53] Jenbacher. „Jenbacher Baureihe 6“, INNIO Jenbacher GmbH & Co OG. (2019), Adresse: https://www.innio.com/images/medias/files/1612/innio_br_t6_2020_a4_de_screen_ijb-120006-de.pdf (besucht am 22. 07. 2021).
- [54] Eastman. „Therminol® VP1 Heat Transfer Fluid Technical Data Sheet“. (), Adresse: <https://productcatalog.eastman.com/tds/ProdDatasheet.aspx?product=71093459> (besucht am 29. 07. 2021).
- [55] K. Schwister und V. Leven, *Verfahrenstechnik für Ingenieure: Ein Lehr- und Übungsbuch (mit umfangreichem Zusatzmaterial)*, ger. München: Hanser, 2020, ISBN: 3446464816.
- [56] G. Sdanghi, G. Maranzana, A. Celzard und V. Fierro, „Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications“, eng, *Renewable & sustainable energy reviews*, Jg. 102, S. 150–170, 2019, ISSN: 1364-0321.
- [57] H-TEC. „H-TEC PEM-Elektrolyseur ME450/1400“, H-TEC SYSTEMS GmbH. (2021), Adresse: <https://www.h-tec.com/produkte/detail/h-tec-pem-elektrolyseur-me450-1400/me450-1400> (besucht am 05. 01. 2022).
- [58] ABB, „AMG 0560AH04 DAP“, Techn. Ber., Aug. 2021.
- [59] DKE, „Teil 7: Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren“, in *DIN IEC 60067-7 Leistungstransformatoren*, DKE, Hrsg., 1. Feb. 2008.
- [60] DKE, *DIN EN 62040 Unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme (USV)*. 1. Juni 2018.
- [61] J. Marchgraber, C. Alács, W. Gawlik, J. Kathan, M. Wurm, G. Wailzer und W. Vitovec, „Batteriespeicher im multimodalen Betrieb für Netzdienstleistungen und Netzstabilisierung – erste Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt BatterieSTABIL“, ger, *15. Symposium Energieinnovation*, Feb. 2018.

- [62] M. Kords. „Weltweite Preisentwicklung für Lithium-Ionen-Akkus in ausgewählten Jahren von 2010 bis 2019 und eine Prognose bis 2025“, Statista. (Nov. 2021), Adresse: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus> (besucht am 13.11.2021).
- [63] ÖVE, Hrsg., *OVE E 8101 Elektrische Niederspannungsanlagen*. Jan. 2019.
- [64] B. Mika und A. Goudz, *Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft : Blockchain als Treiber der Energiewende*, ger, 1st ed. 2020. Berlin Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg Imprint: Springer Vieweg, 2020, ISBN: 3662605686.
- [65] energetica-pv. „eClassic M HC“, Energetica Industries GmbH. (Juli 2021), Adresse: https://www.energetica-pv.com/wp-content/uploads/2019/04/en080721_Datenblatt_eClassic_M_HC_DE.pdf (besucht am 16.07.2021).
- [66] T. Huld, G. Friesen, A. Skoczek, R. P. Kenny, T. Sample, M. Field und E. D. Dunlop, „A power-rating model for crystalline silicon PV modules“, eng, *Solar energy materials and solar cells*, Jg. 95, Nr. 12, S. 3359–3369, 2011, ISSN: 0927-0248.
- [67] E. Skoplaki und J. Palyvos, „Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations“, eng, *Renewable energy*, Jg. 34, Nr. 1, S. 23–29, 2009, ISSN: 0960-1481.
- [68] Fronius. „SUNNY TRIPOWER CORE2“, Fronius Deutschland GmbH. (März 2020), Adresse: <https://files.sma.de/downloads/STP110-60-DS-de-10.pdf> (besucht am 29.08.2021).
- [69] MEINHART. „Kabel und Leintungen“, MEINHART Kabel Österreich GmbH. (2009), Adresse: http://www.meinhart.at/fileadmin/media/Downloads/Katalog_Meinhart_AT_deutsch.pdf (besucht am 22.08.2021).
- [70] DKE, „Teil 5-52: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Kabel- und Leitungsanlagen“, in *DIN VDE 0100-520 Errichtung von Niederspannungsanlagen*, 1. Juni 2013.
- [71] W. Gawlik, *Energieübertragung und Hochspannungstechnik*. Technische Universität Wien, 2019.
- [72] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1 : Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, ger, 4. Aufl. 2015. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015, ISBN: 366245985X.

- [73] D. Oeding und B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, ger, 8. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg Imprint: Springer Vieweg, 2016, ISBN: 3662527030.
- [74] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme : Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, ger, 6th ed. 2020. Berlin Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg Imprint: Springer Vieweg, 2020, ISBN: 3662603748.
- [75] W. Gawlik, „Energieversorgung, Vertiefung“, 2020, Kap. Spannungs- und Winkelstabilität, Statische Stabilität.
- [76] E-Control, „Teil D3: Tonfrequenz-Rundsteuerung; Empfehlung zur Vermeidung unzulässiger Rückwirkungen“, in *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen*, E-Control, Hrsg., Feb. 2006.
- [77] NEPLAN, *Hilfe der NEPLAN 360 v10.9.0.1*. NEPLAN AG, 2021.
- [78] DKE, *DIN EN 60909 Kurzschlussströme in Drehstromnetzen*. 1. Dez. 2016.
- [79] C.-C. M. Centre, *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen — Teil 0: Berechnung der Ströme EN 60909-0:2016*. CENELEC, 2016.
- [80] B. Valov, *Handbuch Netzintegration Erneuerbarer Energien: Netzan-schluss, Stromerzeugungsanlagen und Regelung*, ger. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2020, ISBN: 3658289686.
- [81] W. Gawlik, *Energieversorgung*. Technische Universität Wien, 2018.
- [82] Siemens, Hrsg. „Totally Integrated Power – Consultant Support Planung der elektrischen Energieverteilung Technische Grundlagen“, Siemens AG. (2018), Adresse: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:d683c81df25afb360b79c5d48441eeda8b23477b/planung-der-elektrischen-energieverteilung-technische-grundlagen.pdf> (besucht am 13.03.2022).
- [83] A. Ilo und D.-L. Schultis, *A Holistic Solution for Smart Grids based on LINK-Paradigm : Architecture, Energy Systems Integration, Volt/var Chain Process*, eng, 1st ed. 2022., Ser. Power Systems. Cham: Springer International Publishing Imprint: Springer, 2022, ISBN: 3030815307.
- [84] S. R. Department. „Wirkungsgrade verschiedener Stromspeicher im Jahr 2012“, Agentur für Erneuerbare Energien. (März 2012), Adresse: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156269/umfrage/wirkungsgrade-von-ausgewaehlten-stromspeichern/> (besucht am 18.11.2021).

- [85] APG. „STATISTIK DER NETZREGELUNG IN DER REGELZONE APG“, Austrian Power Grid AG. (2015), Adresse: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik> (besucht am 18.02.2022).

Abbildungsverzeichnis

2.1 Eigene Darstellung: Farbenlehre Wasserstoff nach [Hornig und Kalis, 2020]	8
2.2 Schema Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL)-Zelle	11
2.3 Eigene Darstellung: prognostizierter Wasserstoffausbau für Europa nach [Hebling, 2019]	13
2.4 Eigene Darstellung: prognostizierter Wasserstoffausbau für Deutschland nach [Hebling, 2019]	14
2.5 Prognose Investitionskosten von PEMEL-Elektrolyseuren für die Jahre 2020 bis 2050	14
2.6 Eigene Darstellung: Aufbau einer typischen netzgekoppelten Photovoltaikanlage nach [Mertens, 2020]	17
2.7 Eigene Darstellung: Schema Blockheizkraftwerk nach [Oeding und Oswald, 2016a]	18
3.1 Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$ aus [E-Control, 2019]	28
3.2 Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bei Maximalkapazität aus [E-Control, 2019]	29
3.3 Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen unterhalb der Maximalkapazität aus [E-Control, 2019]	29
3.4 Netzanschluss an das Mittelspannungsnetz mit Netzentkuppelungsschutz aus [E-Control, 2019]	32
3.5 Arbeitspunkt Sekundärregelreserve nach [APG, 2015a]	34
4.1 Vereinfachtes Schema des Gesamtkonzepts	37

4.2 Schematischer Aufbau einer PEM-ELA nach [Eidler und Gawlik, 2018] 50

5.1 Schema des Industrienetz (IN) nach [ILO, 2019] 52

5.2 Funktionelle Architektur des IN nach [ILO, 2019] 53

5.3 PQ-Diagramm, Kurve interpoliert aus den Betriebspunkten nach [ABB, 2021] 54

5.4 Symbol Yd-Transformator 55

5.5 Zeigerbild Yd5-Transformator 55

5.6 Symbol Dyn-Transformator mit geerdetem Sternpunkt 56

5.7 Zeigerbild Dy5(n)-Transformator 56

5.8 Schema einer unterbrechungsfreien Stromversorgung mit VFI-Verhalten 57

5.9 Aufbau Batteriespeichersystem 57

5.10 Erzeugerprofil Jahr 2015 60

5.11 Erzeugerprofil - niedrigste Spitzenleistung Jahr 2015 61

5.12 Erzeugerprofil - höchste Spitzenleistung Jahr 2015 61

5.13 Erzeugerprofil - Industriegebäudekonstellation Sommertag 62

5.14 Erzeugerprofil - Wechselrichter Sommertag 62

5.15 N2XSEY: Dreiadriges VPE-isoliertes Kabel mit PVC-Außenmantel für $U_N \leq 10kV$. Abbildung aus [MEINHART, 2009] 63

5.16 NYY-J: PVC-isoliertes Starkstromkabel für $U_N \leq 1kV$. Abbildung aus [MEINHART, 2009] 64

5.17 Quotienten der Reaktanzen im Null- und Mitsystem für Niederspannungs-Vierleiterkabel N(A)YY ohne Schirm und Mantel bei $f = 50Hz$. Abbildung aus [Oeding und Oswald, 2016b] 67

5.18 Quotienten der Resistanzen im Null- und Mitsystem für Niederspannungs-Vierleiterkabel N(A)YY ohne Schirm und Mantel bei $f = 50Hz$. Abbildung aus [Oeding und Oswald, 2016b] 68

5.19 Spannungsverlauf für spannungsunabhängige Last bei unterschiedlichem Blindanteil 69

5.20 Eigene Darstellung: Ersatzschaltung kapazitive Kompensationslast parallel am Netz mit Oberschwingungsströme nach [Oeding und Oswald, 2016a] 70

5.21 Schema Blindleistungskompensationsanlage 71

6.1 Ersatzschaltbild des Transformators mit zwei Wicklungen für die Lastflussberechnung [NEPLAN, 2021] 73

6.2	Ersatzschaltbild des Transformators mit zwei Wicklungen für die Kurzschlussberechnung im Mitsystem [NEPLAN, 2021] . . .	74
6.3	Ersatzschaltbild des DY-Transformators mit zwei Wicklungen für die Kurzschlussberechnung im Nullsystem [NEPLAN, 2021]	75
6.4	DY-Transformator mit Erdungsimpedanz auf Seite 2	75
6.5	π -Ersatzschaltbild der elektrischen Leitung [NEPLAN, 2021] .	76
6.6	π -Ersatzschaltbild der elektrisch kurzen Leitung [NEPLAN, 2021]	77
6.7	Schema einer direkt am Netz angeschlossenen Asynchronmaschine	77
6.8	Ersatzschaltbild der ASM für die Lastflussberechnung und den Motorhochlauf [NEPLAN, 2021]	78
6.9	Ersatzschaltbild der ASM für die Kurzschlussberechnung [NEPLAN, 2021]	79
6.10	Schema Spannungszwischenkreisumrichter	80
6.11	Ersatzschaltbild der Synchronmaschine (SM) für die Kurzschlussberechnung [NEPLAN, 2021]	81
7.1	Ersatzschaltbild Berechnung Spannungseinbruch bei Motoranlauf	88
7.2	Stromverlauf bei direktem Motorstart des Zerhackers	89
7.3	Spannungsverlauf an Sammelschiene SS_20kV bei direktem Motorstart des Zerhackers	89
7.4	Stromverlauf bei Stern-Dreieck Anlauf des Zerhackers	90
7.5	Spannungsverlauf an Sammelschiene SS_20kV bei Stern-Dreieck Anlauf des Zerhackers	91
8.1	Kurzschlussstrom für generatornahen Kurzschluss mit abklingendem Wechselstromanteil (schematischer Verlauf) aus [Centre, 2016]	95
8.2	Netzschaltplan minimale $S''_{k,min}$, Eigenbedarf, BHKW und PV-Anlagen nicht berücksichtigt	98
8.3	Ersatzschaltplan minimale $S''_{k,min}$, Eigenbedarf, BHKW und PV-Anlagen nicht berücksichtigt	98
8.4	Netzschaltplan maximale $S''_{k,max}$, Eigenbedarf, BHKW und PV-Anlagen berücksichtigt	99
8.5	Ersatzschaltplan maximale $S''_{k,max}$, Eigenbedarf, BHKW und PV-Anlagen berücksichtigt	99
8.6	Komponenten des zweipoligen Kurzschlusses ohne Erdberührung aus [Gawlik, 2018]	103

8.7 Komponenten des zweipoligen Kurzschlusses mit Erdberührung im isolierten Netz aus [Gawlik, 2018] 103

8.8 Symmetrische Komponenten einpoliger Kurzschluss im isolierten Netz (Erdschluss) aus [Gawlik, 2018] 106

8.9 Zeigerdiagramm nach dem Eintritt des Erschlusses nach [Oeding und Oswald, 2016a] 108

8.10 Symmetrische Komponenten einpoliger Kurzschluss im starr geerdeten Netz aus [Gawlik, 2018] 108

8.11 Typischer Generatorschutz im 1 – 3MVA Leistungsbereich . . 112

9.1 Vereinfachtes Schema des auf die Anlage bezogenen *LINK*-Konzepts 117

9.2 Schema Energiehaushalt Batterie ohne variabler BHKW Leistung und negativer Residuallast 119

9.3 Überschussleistung die, wenn möglich, zurück ins Netz gespeist wird, Szenario: Betrieb ohne BHKW-Leistungsanpassung, $E_{BAT,N} = 0.5MWh$ 120

9.4 Batteriespeicherverlauf, Szenario: Betrieb ohne BHKW-Leistungsanpassung, $E_{BAT,N} = 0.5MWh$ 120

9.5 Leistung an der Elektrolyseanlage, Szenario Betrieb: ohne BHKW-Leistungsanpassung, $E_{BAT,N} = 0.5MWh$ 121

9.6 Schema Energiehaushalt Batterie mit variabler BHKW Leistung, Batterieeinspeicherung vor BHKW-Leistungsanpassung . 124

9.7 Überschussleistung die, wenn möglich, zurück ins Netz gespeist wird, Szenario Vorzug Batterie, $E_{BAT,N} = 0.5MWh$ 124

9.8 Batteriespeicherverlauf, Szenario Vorzug Batterie, $E_{BAT,N} = 0.5MWh$ 125

9.9 Leistung an der Elektrolyseanlage, Szenario Vorzug Batterie, $E_{BAT,N} = 0.5MWh$ 125

9.10 Schema Energiehaushalt Batterie mit variabler BHKW Leistung, BHKW-Leistungsanpassung vor Batterieeinspeicherung . 128

9.11 Überschussleistung die zurück ins Netz gespeist wird, Szenario Vorzug BHKW, $E_{BAT,N} = 0.5MWh$ 128

9.12 Batteriespeicherverlauf, Szenario Vorzug BHKW, $E_{BAT,N} = 0.5MWh$ 129

9.13 Leistung an der Elektrolyseanlage, Szenario Vorzug BHKW, $E_{BAT,N} = 0.5MWh$ 129

9.14 Arbeitspunkt der Anlage mit Sekundärregelreserve 131

9.15 Schema Energiehaushalt Batterie mit variabler BHKW Leistung und negativer Residuallast, BHKW-Leistungsanpassung vor Batterieeinspeicherung 132

9.16 Zur Verfügung stehende Regelenergie, Cap bei 2MW, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$ 133

9.17 Leistung die an der PV-Anlage zurückgeregelt und nicht eingespeist wurde, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$ 133

9.18 Batteriespeicherverlauf, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$ 133

9.19 Leistung von BHKW an der Elektrolyseanlage, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$ 134

9.20 Leistung an der Elektrolyseanlage bei Nutzung von Regelenergie, $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$ 134

A.1 Konzept eines Wasserstoffkraftwerks 161

B.1 Vorgegebene Dachflächen einer IGK mit geplanten Photovoltaikmodulen 163

C.1 Kabelberechnung 165

D.1 Szenario: Normalbetrieb - geringste Leistung; Betriebsdaten: Einspeisung nur durch Blockheizkraftwerk, Batterie leer, keine PV Einspeiseleistung 167

D.2 Szenario: Unterspannung am Verknüpfungspunkt; Betriebsdaten: Einspeisung nur durch Blockheizkraftwerk, Batterie leer, keine PV Einspeiseleistung, $U_{NAP} = 0.92 \cdot U_N$ 168

D.3 Szenario: Normalbetrieb - Maximale PV Einspeiseleistung; Betriebsdaten: Blockheizkraftwerk auf $P_{BHKW,el} = 730\text{kW}$ abgeregelt, Batterie voll 169

D.4 Szenario: Überspannung am Verknüpfungspunkt; Betriebsdaten: Blockheizkraftwerk auf $P_{BHKW,el} = 730\text{kW}$ abgeregelt, Batterie voll, $U_{NAP} = 1.08 \cdot U_N$ 170

D.5 Szenario: Netzbetrieb; Betriebsdaten: Blockheizkraftwerk ausgefallen, Batterie leer, keine PV Einspeiseleistung, Elektrolyseur auf $P_{PEMEL,el} = 0.2 \cdot P_N$ abgeregelt 171

D.6 Szenario: Maximale Transformatorbelastung; Betriebsdaten: Ausfall Blockheizkraftwerk, Ausfall eines Eigenbedarfstransformators; keine PV Einspeiseleistung, Ladeleistung BA $P_{BAT,el} = 500\text{kW}/\cos(\varphi) = 0.98$ 172

D.7 Szenario: maximaler negativer Sekundärregelenergiebezug; Betriebsdaten: Blockheizkraftwerk auf $P_{BHKW,el} = 730\text{kW}$ abgeregelt, gesamte PV Einspeiseleistung auf $P_{PV,el} = 500\text{kW}$ abgeregelt, Wirkleistungsbezug Netz $P_{Netz} = 2\text{MW}$ (neg. Sekundärregelleistung), Batterie voll 173

D.8 Szenario: Ausfall Elektrolyseur, Ausfall thermochemische Anlage; Betriebsdaten: Abgeschalteter Elektrolyseur, abgeschaltete thermochemische Anlage, maximale PV Einspeiseleistung, voll aufgeladene Batterie, Blockheizkraftwerk auf $P_{BHKW,el} = 730\text{kW}$ abgeregelt 174

E.1 Berechnung 3 poliger Kurzschluss im 10kV und 0.4kV Netz . . . 176

E.2 Berechnung 2 poliger Kurzschluss ohne Erdberührung im 10kV Netz 177

E.3 Berechnung 2 poliger Kurzschluss mit Erdberührung im 10kV Netz 178

E.4 Berechnung 1 poliger Erdschluss im 10kV Netz 179

E.5 Berechnung 1 poliger Kurzschluss im 0.4kV Netz 180

Tabellenverzeichnis

2.1	Grundlegende Eigenschaften des Wasserstoffs aus [Töpler und Lehmann, 2017]	7
2.2	Elektrolyseverfahren nach [Hebling, 2019]	9
2.3	Prognose Installierter PEM-Elektrolyseleistung in Deutschland	13
2.4	Gaszusammensetzung und Heizwert des trockenen Rohgases der Anlage in Güssing aus [Gellert, 2013]	16
3.1	geltende Emissionsgrenzwerte für Gasmotoren mit einer Brennstoffwärmeleistung (Biogas) von 1MW-<50MW nach [Österreich, 2019a]	20
3.2	geltende Emissionsgrenzwerte für Anlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung (feste Biomasse) von >10MW-20MW nach [Österreich, 2019a]	20
3.3	Hierarchische Struktur der Regeln für den Anschluss von Anlagen und den Netzbetrieb	21
3.4	Einteilung des Typs nach [E-Control, 2021b]	26
3.5	Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Abweichungen von der Nennfrequenz ohne Trennung vom Netz zu arbeiten, aus [E-Control, 2019]	27
3.6	Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene in der Lage sein muss, bei Abweichungen der Spannung vom Referenzwert 1p.u. ohne Trennung vom Netz zu arbeiten, aus [E-Control, 2019]	27
3.7	Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bei Maximalkapazität aus [E-Control, 2019]	28
4.1	Gaszusammensetzung des trockenen Rohgases	38

4.2	Gaszusammensetzung des Rauchgases	38
4.3	Volumen und Massenströme	41
4.4	Leistungszusammenstellung Zerkacker	43
4.5	Leistungszusammenstellung Förderschnecken	43
4.6	Leistungszusammenstellung Lüfter und Gebläse	45
4.7	Leistungszusammenstellung Verdichter	47
4.8	Leistungszusammenstellung Pumpen	49
5.1	Flächenzusammenstellung Industriegebäude	59
5.2	Koeffizienten der relativen Effizienz von kristallinen Siliziumzellen	59
7.1	Kennwerte für die Motoranlaufberechnung des Zerkackers	88
8.1	Spannungsfaktor c aus [Centre, 2016]	94
8.2	Berechnete Werte 3-poliger Kurzschluss an 10kV-Sammelschiene	100
8.3	Berechnete Werte 3-poliger Kurzschluss an 0.4kV-Sammelschiene	100
8.4	Berechnete Werte 2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung an 10kV-Sammelschiene	102
8.5	Berechnete Werte 2-poliger Kurzschluss mit Erdberührung an 10kV-Sammelschiene	105
8.6	Berechnete Werte 1-poliger Erdschluss an 10kV-Sammelschiene	107
8.7	Berechnete Werte 1-poliger Kurzschluss an 0.4kV-Sammelschiene	110
9.1	Ergebnisse jährliche Energiemenge für Elektrolyse in Abhängigkeit der Batteriespeichergröße, Energie in [GWh]	122
9.2	Ergebnisse jährliche Energiemenge für Elektrolyse in Abhängigkeit der Batteriespeichergröße bei BHKW Leistungsanpassung mit Vorzug Batterie, Energie in [GWh]	126
9.3	Ergebnisse jährliche Energiemenge für Elektrolyse in Abhängigkeit der Batteriespeichergröße bei BHKW Leistungsanpassung mit Vorzug BHKW, Energie in [GWh]	130
9.4	Ergebnisse Einfluss Bezug negativer Regelenergie von $P_{Regel} = 2\text{MW}$ auf Elektrolyse, Energie in [GWh]	135
9.5	Vergleich der Energieflussvarianten für $E_{BAT,N} = 0.5\text{MWh}$	137

Glossar

- Blockheizkraftwerk** Verbrauchernahes Kraftwerk zur gleichzeitigen Erzeugung von Wärme und Elektrizität. [3](#), [4](#), [15](#), [17–19](#), [35](#), [42](#), [43](#), [51](#), [53](#), [54](#), [84–87](#), [91](#), [94](#), [98](#), [99](#), [111](#), [118](#), [119](#), [123](#), [127](#), [131](#), [136](#), [150](#), [156](#)
- Energieerzeugungsanlage** Erzeugungsanlage von elektrischer Energie. [3](#), [20](#), [22](#), [23](#), [26](#), [27](#), [31](#), [35](#), [156](#)
- Fast Internal Circulating Fluidised Bed** allothermes Vergasungsverfahren, entwickelt von der TU Wien, endotherme Vergasungsreaktion getrennt von exothermer Verbrennungsreaktion. [i](#), [3](#), [15](#), [42](#), [138](#), [156](#)
- Flexible AC-Transmission Systems** BM zur Regelung von Leitungsimpedanzen sowie zur Einkopplung von Reihenspannungen und Injektion von Querströmen. [67](#), [156](#)
- Kraft-Wärme-Kopplung** Erzeugung elektrischer Energie und Heizwärme in einem Kraftwerk. [17](#), [157](#)
- LINK-Modell** Modell von intelligenten Stromnetzen für eine dezentralisierte Stromnetzarchitektur. [3](#), [4](#), [18](#), [114–116](#), [157](#)
- NEPLAN Netzberechnungsprogramm**[©] Netzanalyseprogramm zur Berechnung von elektrischen Netzen. [3–5](#), [43](#), [54](#), [64](#), [80](#), [82](#), [84](#), [101](#), [104](#), [157](#)
- Photovoltaic Geographical Information System** Onlinesystem, welches auf Grundlage von Satellitendaten unterschiedlicher Datenbanken Strahlungs- und Wetterdaten zur Verfügung stellt. Bietet auch einfache standortspezifische Abschätzungen zu Photovoltaiksystemen. Entwickelt vom European Commission Joint Research Centre. [58](#), [157](#)

standardisierten Testbedingungen $G = 1000\text{W}/\text{m}^2$, $T_{mod} = 25^\circ\text{C}$, relative Luftmassezahl $AM = 1, 5$. [59](#), [157](#)

Akronyme

- AEL** Alkalischer Elektrolyse. 8–10
- ASM** Asynchronmaschine. 43, 53, 67, 69, 77–80, 87, 88, 94, 109, 150
- BA** Batterieanlage. 3, 4, 35, 36, 51, 57, 82, 83, 85, 86, 118, 123, 127, 131, 151, 172
- BHKW** Blockheizkraftwerk. 3, 4, 15, 17–19, 35, 42, 43, 51, 53, 54, 84–87, 91, 94, 98, 99, 111, 118, 119, 123, 127, 131, 136, 150
- BM** Betriebsmittel. 3–5, 25, 32, 35, 36, 38, 42, 43, 53, 56, 67, 69, 73, 84, 86, 91, 93, 96, 98, 99, 101, 104, 111, 116, 154
- E-Control** Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft. 22
- EEA** Energieerzeugungsanlage. 3, 20, 22, 23, 26, 27, 31, 35
- ELA** Elektrolyseanlage. 3, 4, 20, 35, 36, 50, 51, 81, 82, 85–87, 118, 119, 123, 127, 131, 136, 149
- EIWOOG** Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz. 22
- EU** Europäischen Union. 21
- FACTS** Flexible AC-Transmission Systems. 67
- FICFB** Fast Internal Circulating Fluidised Bed. i, 3, 15, 42, 138
- FU** Frequenzumrichter. 87
- HTEL** Hochtemperaturelektrolyse. 8–10

- IGK** Industriegebäudekonstellation. 58, 60
- IN** Industrienetz. 3, 18, 52, 53, 58, 59, 84, 149
- KOBA** Kondensatorbatterieanlage. xii, 70–72, 84–87
- KWK** Kraft-Wärme-Kopplung. 17
- LINK** LINK-Modell. 3, 4, 18, 114–116
- NAP** Netzanschlusspunkt. 23, 27, 30, 33, 53, 70, 84–87, 90, 97
- NB** Netzbenutzer. 22, 23, 26, 27, 30, 31, 33, 85
- NBR** Netzbetreiber. 22–25, 27, 30, 32, 33
- NEPLAN** NEPLAN Netzberechnungsprogramm[©]. 3–5, 43, 54, 64, 80, 82, 84, 101, 104
- PEMEL** Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse. 4, 8–12, 14, 50, 149
- PVA** Photovoltaikanlage. 3, 4, 17, 35, 51, 58, 84–87, 95, 118, 123, 127, 131, 136
- PVGIS** Photovoltaic Geographical Information System. 58
- Q(U)** Blindleistungs-/Spannungskennlinie. 27
- RDP** Blindleistung bereitstellende Betriebsmittel (Reactive Power Devices). 115
- RfG-VO** Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger. 22
- SM** Synchronmaschine. 53, 67, 72, 80, 81, 85, 150
- SNN** signifikanter Netznutzer. 22
- SO GL** Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbereich. 21, 22
- STC** standardisierten Testbedingungen. 59
- TOR** Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. 22–24, 26, 30, 31

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber. 22, 32

USV Unterbrechungsfreie Stromversorgung. 56, 57, 82, 97

UVP Umweltverträglichkeitsprüfung. 19

VLh Volllaststunden. 12, 118, 123, 127, 131, 136

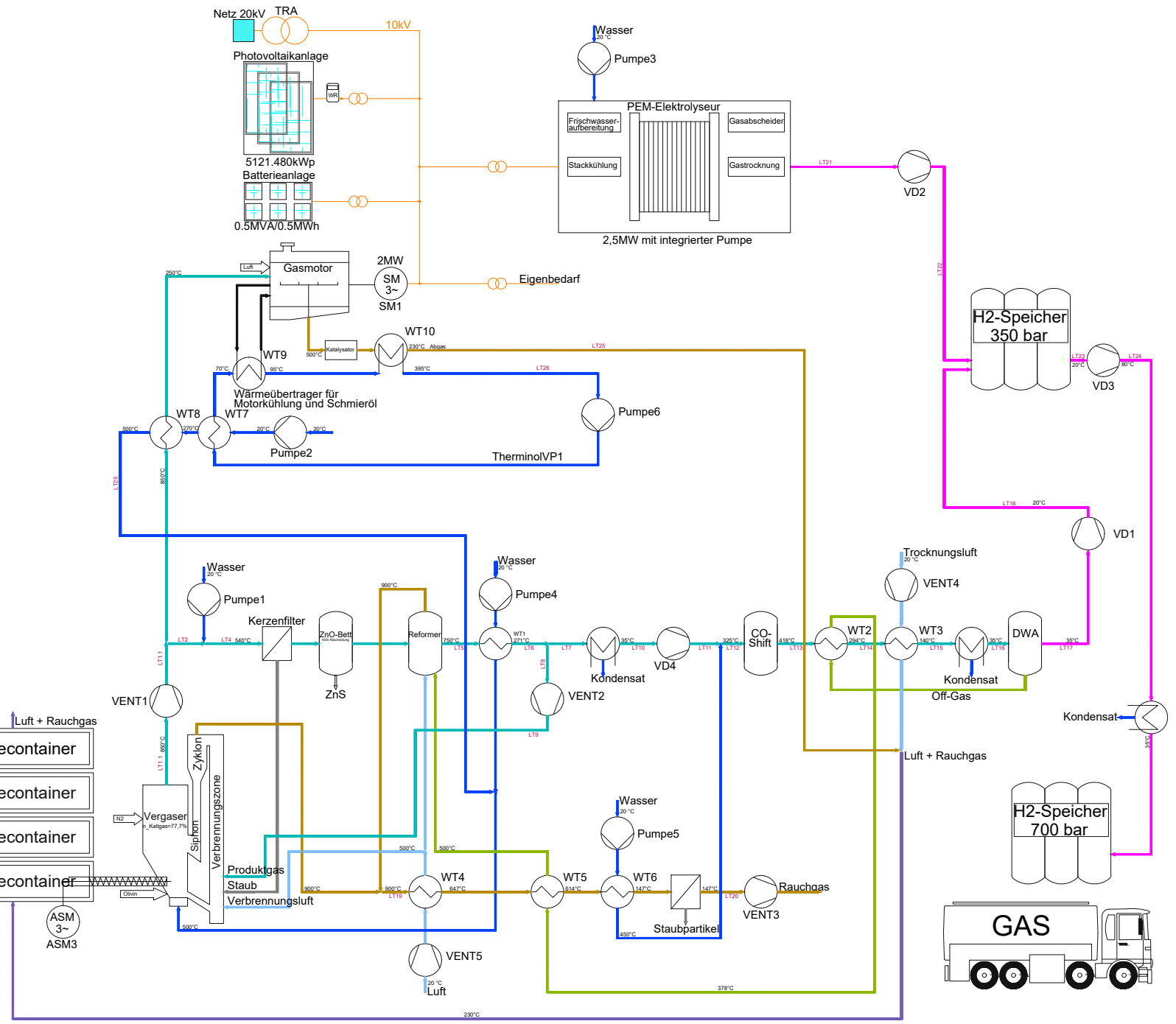
VNB Verteilernetzbetreiber. 22–24, 26, 85, 114

VTA Verfahrenstechnische Anlage. 4, 35, 51, 58, 85–87

Anhang

ANHANG A

Prozessschema



	Transformator
	Synchronmaschine 3 phasig
	Asynchronmaschine 3 phasig
	Verdichter allgemein
	Pumpe Allgemein
	Wärmeübertrager mit Kreuzung
	Wärmeübertrager ohne Kreuzung
	Wasser
	Luft
	Off-gas
	Produktgas
	Wasserstoff
	Rauchgas
	Staub
	Luft-Rauchgas Gemisch
	Verbindungslinien Elektrizität

Abbildung A.1: Konzept eines Wasserstoffkraftwerks

ANHANG B

Plan Dachflächenkonstellation

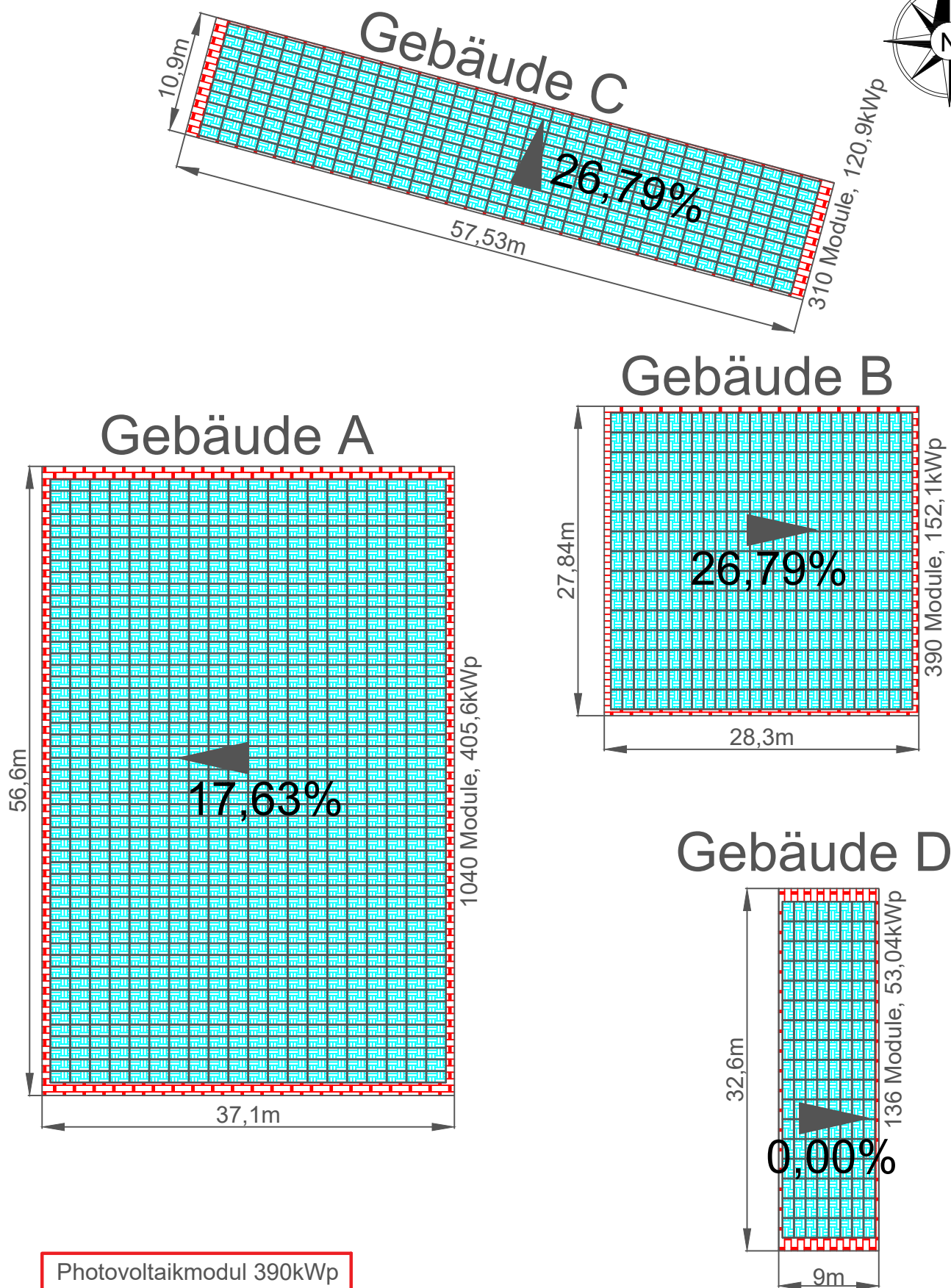


Abbildung B.1: Vorgegebene Dachflächen einer IGK mit geplanten Photovoltaikmodulen

ANHANG C

Kabelberechnung

Kabelberechnung Niederspannung																	
	S_n [kW]	Länge [m]	U_n [V]	I_b [A]	min. A dU >3%	A [mm ²]	dU [%]	Häufung	max. Belastbarkeit [A]	wirksame Belastbarkeit [A]	max. Auslösestrom I₂ [A]	I_n [A]	Typ	m	großer Prüfstrom I₂ [A]	Kabeltyp	
Gastransport																	
VENT1	66,00	100,00	400,00	95,26	24,12	50,00	1,45	0,71	157,00	111,47	161,63	110	LS	1,45	159,50	NY 5 x 50	
VENT2	1,30	100,00	400,00	1,88	0,48	1,50	0,95	0,71	20,00	14,20	20,59	10	NH	1,60	16,00	NY 5 x 1,5	
VENT3	54,00	100,00	400,00	77,94	19,74	25,00	2,37	0,71	129,00	91,59	132,81	90	LS	1,45	130,50	NY 5 x 25	
VENT4	9,00	100,00	400,00	12,99	3,29	4,00	2,47	0,71	34,00	24,14	35,00	16	NH	1,60	25,60	NY 5 x 4	
VENT5	22,20	100,00	400,00	32,04	8,11	16,00	1,52	0,71	79,00	56,09	81,33	40	NH	1,60	64,00	NY 5 x 16	
Verdichter																	
VD1	300,10	100,00	400,00	433,16	109,69	300,00	1,10	0,71	652,00	462,92	671,23	460	LS	1,45	667,00	2 x NY 5 x 150	
VD2	66,00	100,00	400,00	95,26	24,12	50,00	1,45	0,71	157,00	111,47	161,63	110	LS	1,45	159,50	NY 5 x 50	
VD3	90,00	100,00	400,00	129,90	32,89	95,00	1,04	0,71	249,00	176,79	256,35	150	LS	1,45	217,50	NY 5 x 95	
VD4	317,50	100,00	400,00	458,27	116,05	300,00	1,16	0,71	652,00	462,92	671,23	460	LS	1,45	667,00	2 x NY 5 x 150	
Flüssigtransport																	
Pumpe1	1,30	100,00	400,00	1,88	0,48	1,50	0,95	0,71	20,00	14,20	20,59	10	NH	1,60	16,00	NY 5 x 1,5	
Pumpe2	1,30	100,00	400,00	1,88	0,48	1,50	0,95	0,71	20,00	14,20	20,59	10	NH	1,60	16,00	NY 5 x 1,5	
Pumpe3	1,30	100,00	400,00	1,88	0,48	1,50	0,95	0,71	20,00	14,20	20,59	10	NH	1,60	16,00	NY 5 x 1,5	
Pumpe4	1,30	100,00	400,00	1,88	0,48	1,50	0,95	0,71	20,00	14,20	20,59	10	NH	1,60	16,00	NY 5 x 1,5	
Pumpe5	1,30	100,00	400,00	1,88	0,48	1,50	0,95	0,71	20,00	14,20	20,59	10	NH	1,60	16,00	NY 5 x 1,5	
Pumpe6	1,30	100,00	400,00	1,88	0,48	1,50	0,95	0,71	20,00	14,20	20,59	10	NH	1,60	16,00	NY 5 x 1,5	
Energieerzeugung																	
PV_Anlage7_NS	146,33	100,00	400,00	211,21	53,48	185,00	0,87	0,71	374,00	265,54	385,03	224	NH	1,60	358,40	NY 4 x 185	
Außenanlage																	
Zerhacker	169,20	100,00	400,00	244,22	61,84	120,00	1,55	0,97	285,00	276,45	400,85	260	LS	1,45	377,00	NY 5 x 120	
Schnecke W30	2,40	100,00	400,00	3,46	0,88	1,50	1,75	0,85	20,00	17,00	24,65	10	NH	1,60	16,00	NY 5 x 1,5	
Schnecke W12	1,88	100,00	400,00	2,71	0,69	1,50	1,37	0,85	20,00	17,00	24,65	10	NH	1,60	16,00	NY 5 x 1,5	
Gebäude- und Steuerungstechnik																	
Allg_Bereich	17,72	100,00	400,00	25,58	6,48	6,00	3,24	0,85	43,00	36,55	53,00	32	NH	1,60	51,20	NY 5 x 6	
USV+Verbraucher	7,00	100,00	400,00	10,10	2,56	4,00	1,92	0,85	34,00	28,90	41,91	16	NH	1,60	25,60	NY 5 x 4	
Kompensation																	
Kondensatorbank	650,00	100,00	400,00	938,19	237,57	960,00	0,74	0,71	1.780,00	1.263,80	1.832,51	1250	LS	1,45	1812,50	3 x NY 5 x 240	
Kabelberechnung Mittelspannung																	
BHKW	2.509,00	25,00	10.000,00	144,86	0,37	35,00	0,03	0,97	213,00	206,61	299,58	200	LS	1,45	290,00	N2XSEY 3 x 35	
PV_Anlage_MS	731,64	1.000,00	10.000,00	42,24	4,28	35,00	0,37	0,97	213,00	206,61	299,58	60	LS	1,45	87,00	N2XSEY 3 x 35	
Batterie	500,00	100,00	10.000,00	28,87	0,29	35,00	0,03	0,97	213,00	206,61	299,58	60	LS	1,45	87,00	N2XSEY 3 x 35	
Elektrolyse_1	2.500,00	25,00	10.000,00	144,34	0,37	35,00	0,03	0,97	213,00	206,61	299,58	200	LS	1,45	290,00	N2XSEY 3 x 35	
TRA_EB	630,00	25,00	10.000,00	36,37	0,09	35,00	0,01	0,97	213,00	206,61	299,58	50	LS	1,45	72,50	N2XSEY 3 x 35	
TRA	1.600,00	25,00	20.000,00	46,19	0,06	35,00	0,01	0,97	213,00	206,61	299,58	60	LS	1,45	87,00	N2XSEY 3 x 35	

Abbildung C.1: Kabelberechnung

ANHANG D

Lastflussberechnung

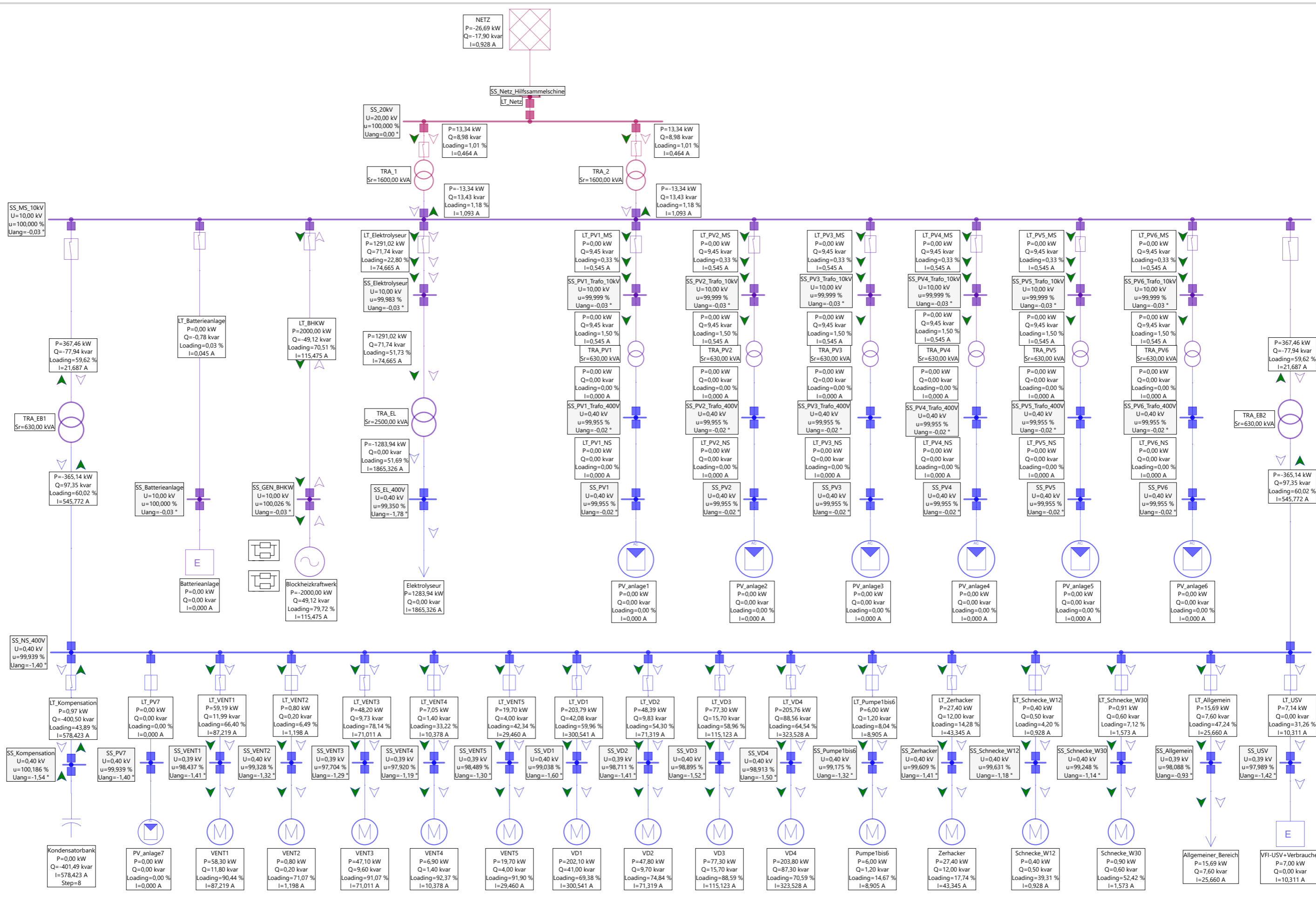


Abbildung D.1: Szenario: Normalbetrieb - geringste Leistung; Betriebsdaten: Einspeisung nur durch Blockheizkraftwerk, Batterie leer, keine PV Einspeiseleistung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar. The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

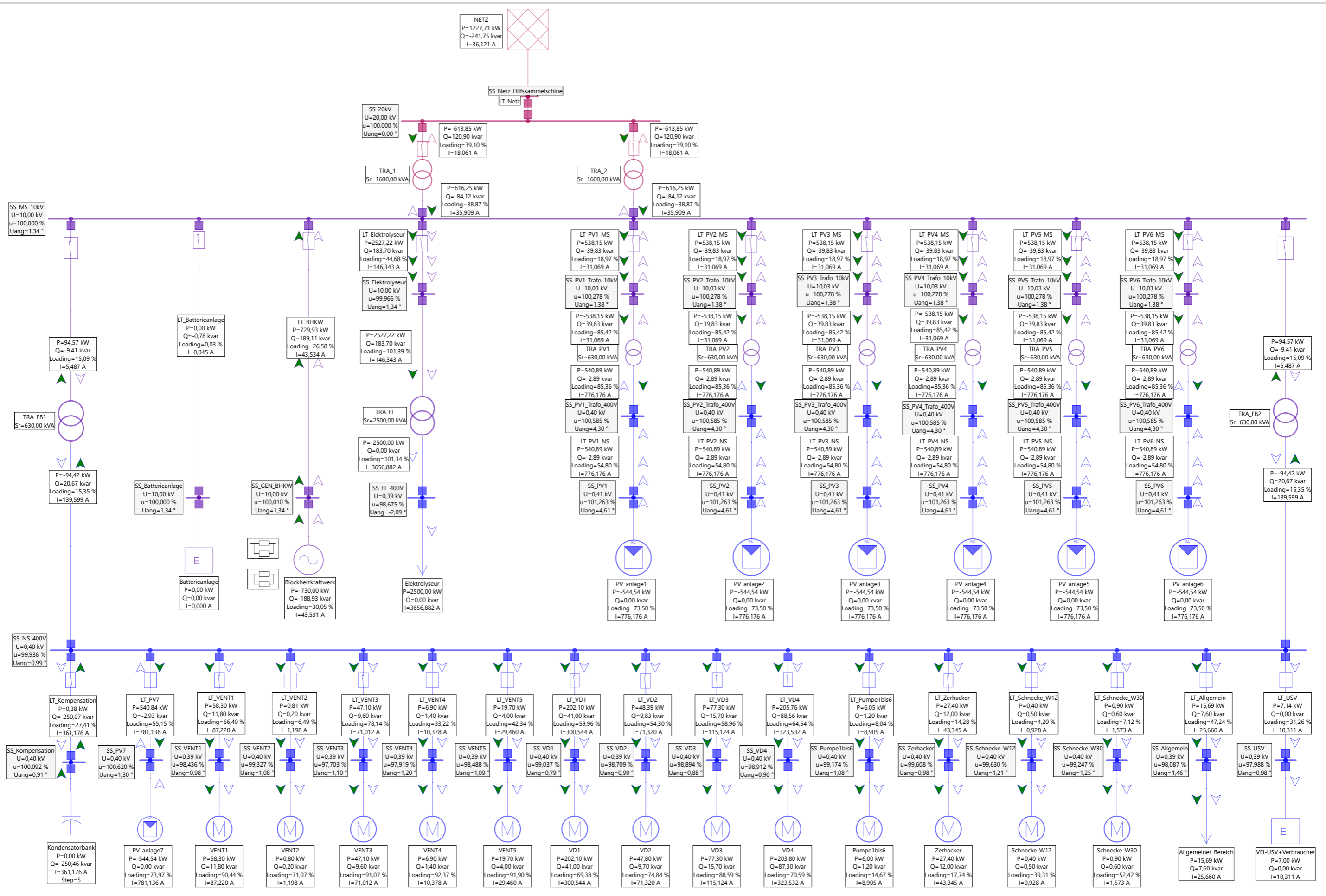


Abbildung D.3: Szenario: Normalbetrieb - Maximale PV Einspeiseleistung; Betriebsdaten: Blockheizkraftwerk auf $P_{BHKW,el} = 730 \text{ kW}$ abgeregelt, Batterie voll

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
 The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

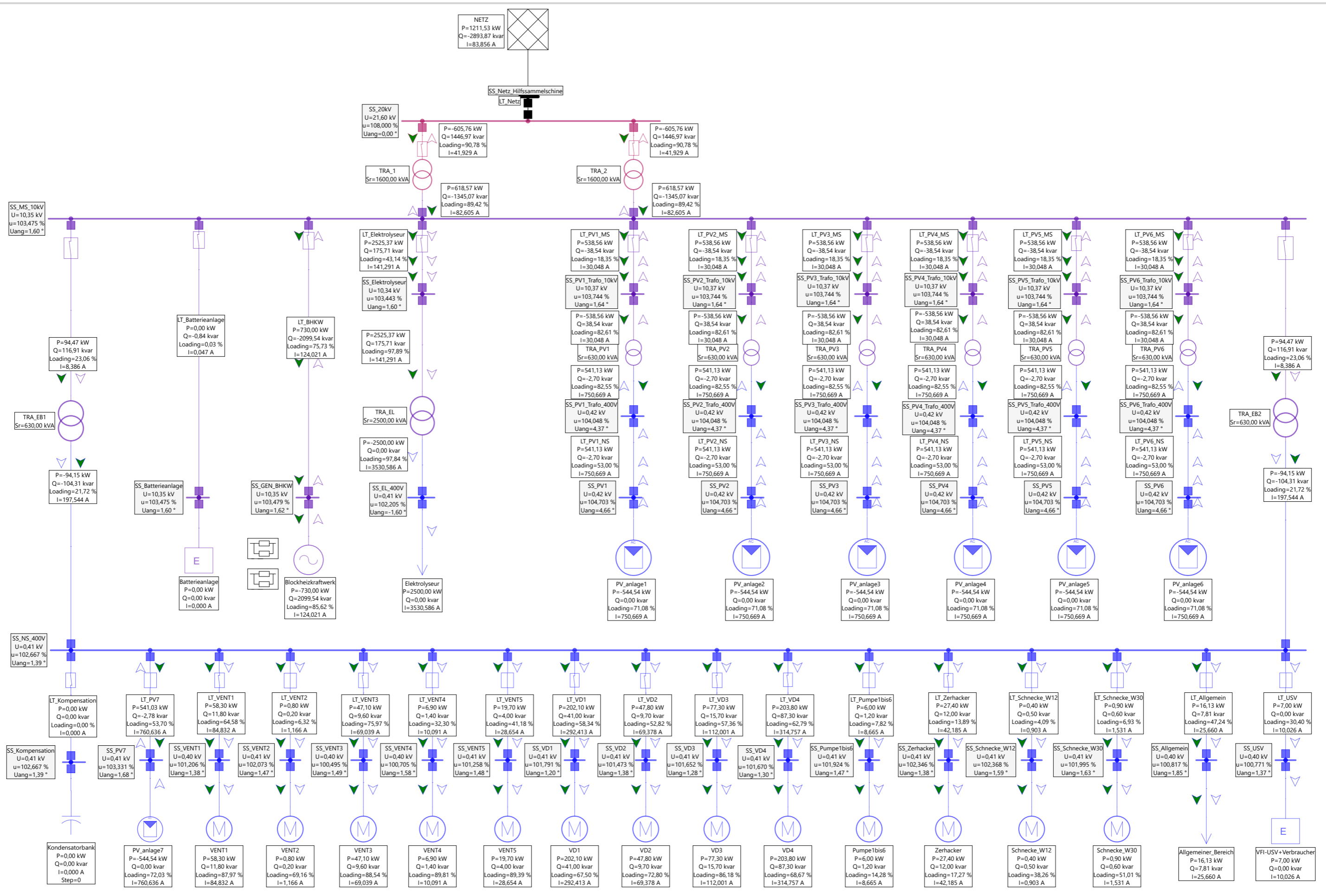


Abbildung D.4: Szenario: Überspannung am Verknüpfungspunkt; Betriebsdaten: Blockheizkraftwerk auf $P_{BHKW,el} = 730\text{kW}$ abgeregelt, Batterie voll, $U_{NAP} = 1.08 \cdot U_N$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
 The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.



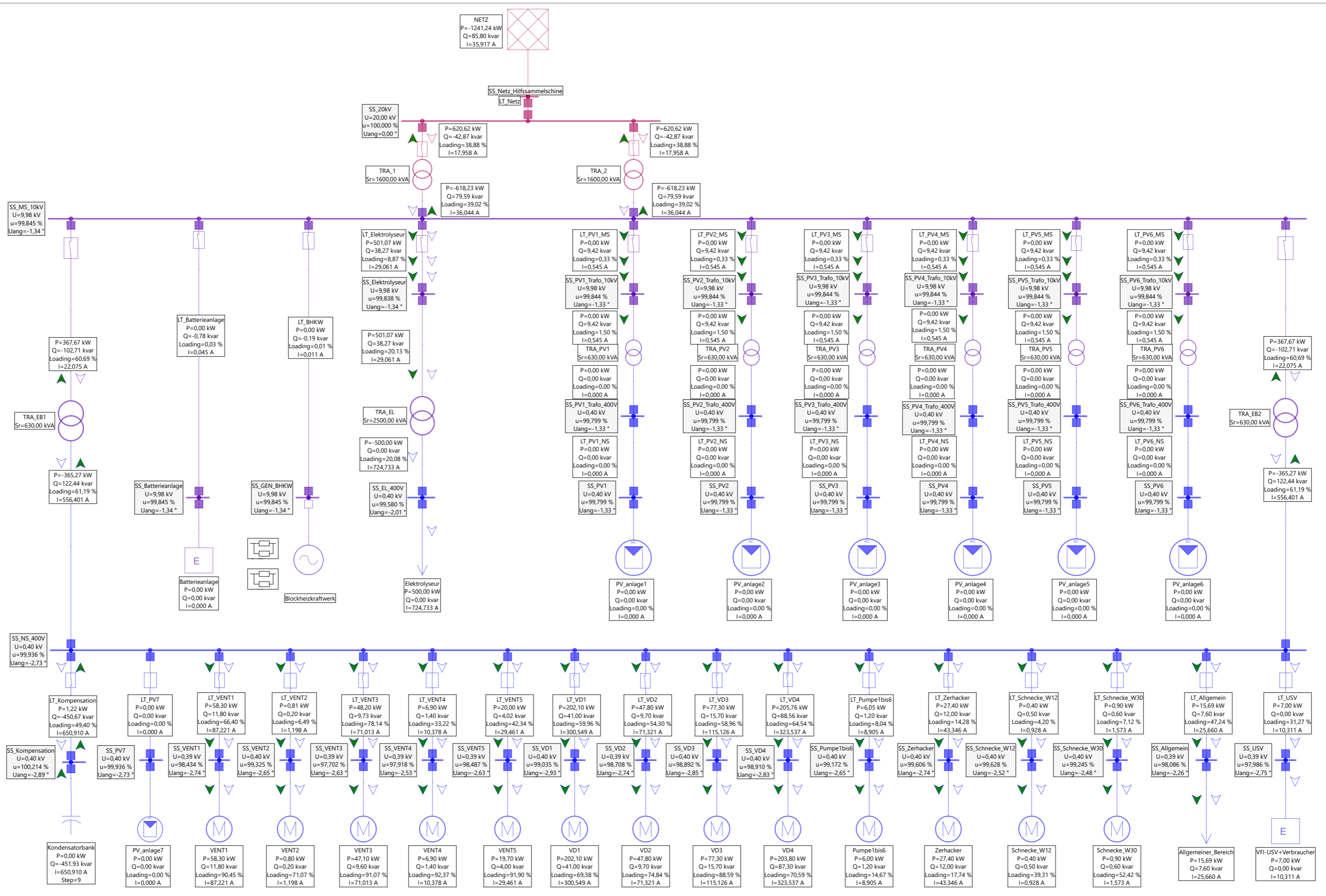


Abbildung D.5: Szenario: Netzbetrieb; Betriebsdaten: Blockheizkraftwerk ausgefallen, Batterie leer, keine PV Einspeiseleistung, Elektrolyseur auf $P_{PEMEL,el} = 0.2 \cdot P_N$ abgeregelt

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar. The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

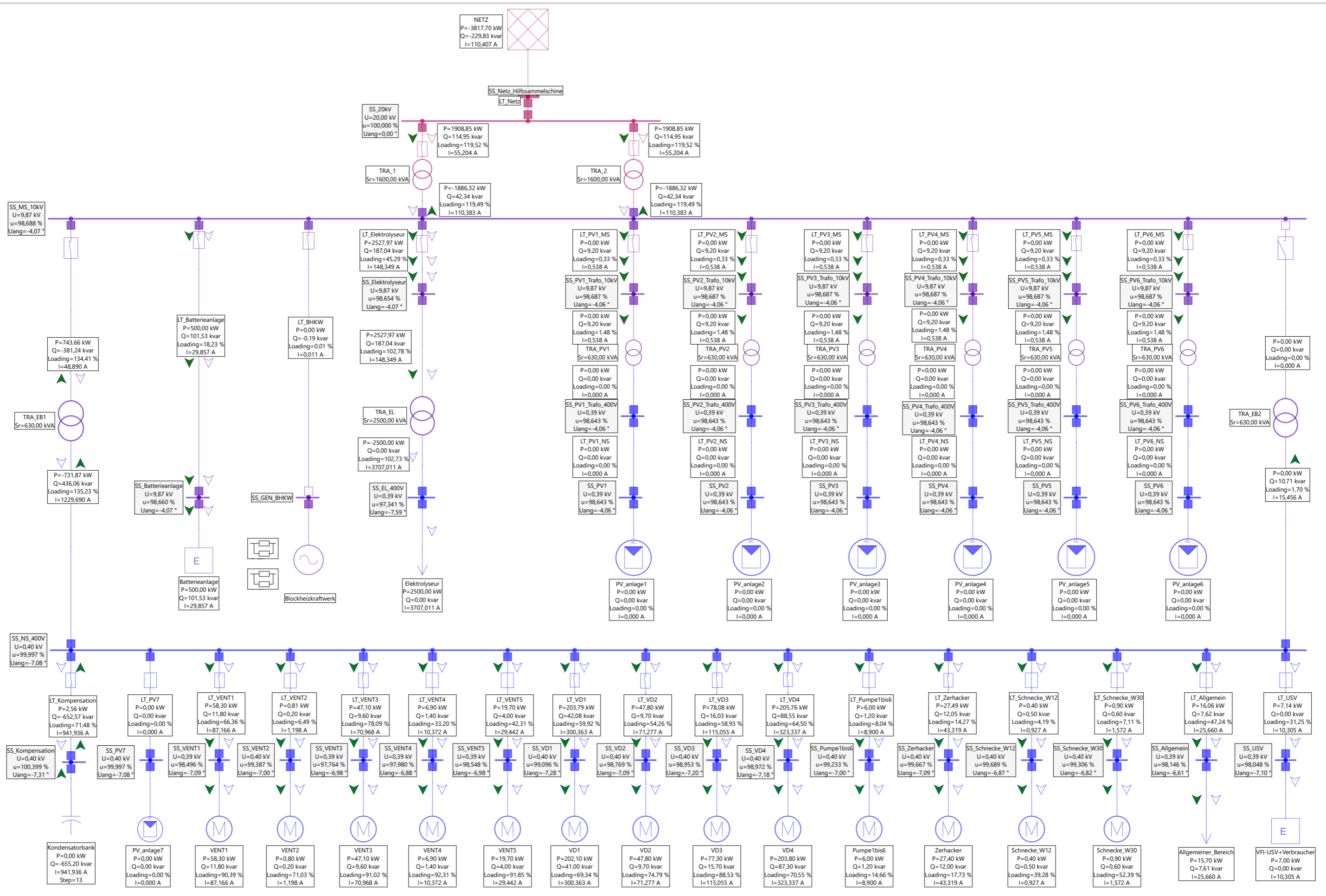


Abbildung D.6: Szenario: Maximale Transformatorbelastung; Betriebsdaten: Ausfall Blockheizkraftwerk, Ausfall eines Eigenbedarfstransformators; keine PV Einspeiseleistung, Ladeleistung Batterieanlage (BA) $P_{BAT,el} = 500kW/\cos(\varphi) = 0.98$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
 The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

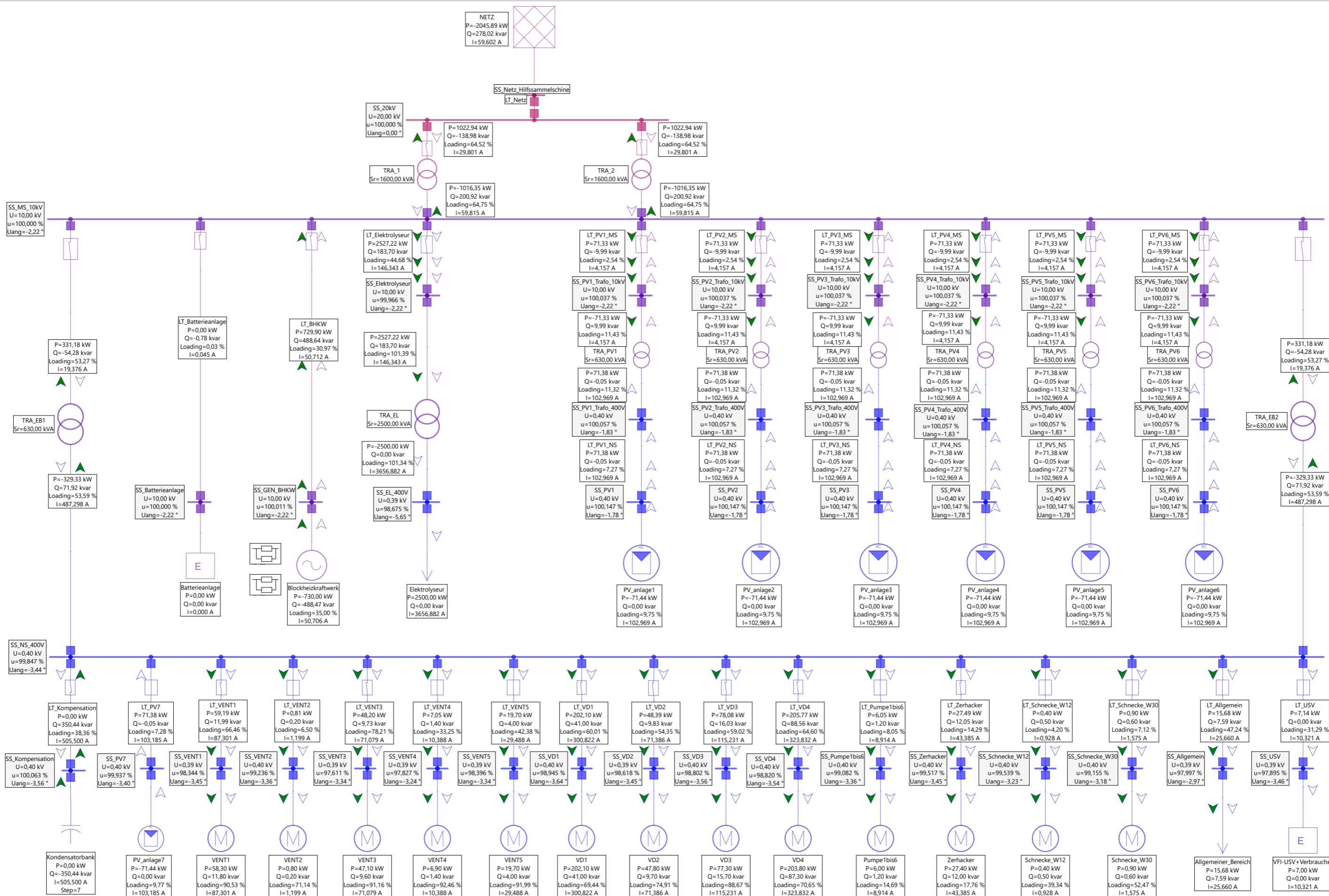


Abbildung D.7: Szenario: maximaler negativer Sekundärregelenergiebezug; Betriebsdaten: Blockheizkraftwerk auf $P_{BHKW,el} = 730\text{kW}$ abgeregelt, gesamte PV Einspeiseleistung auf $P_{PV,el} = 500\text{kW}$ abgeregelt, Wirkleistungsbezug Netz $P_{Netz} = 2\text{MW}$ (neg. Sekundärregelleistung), Batterie voll

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar. The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.



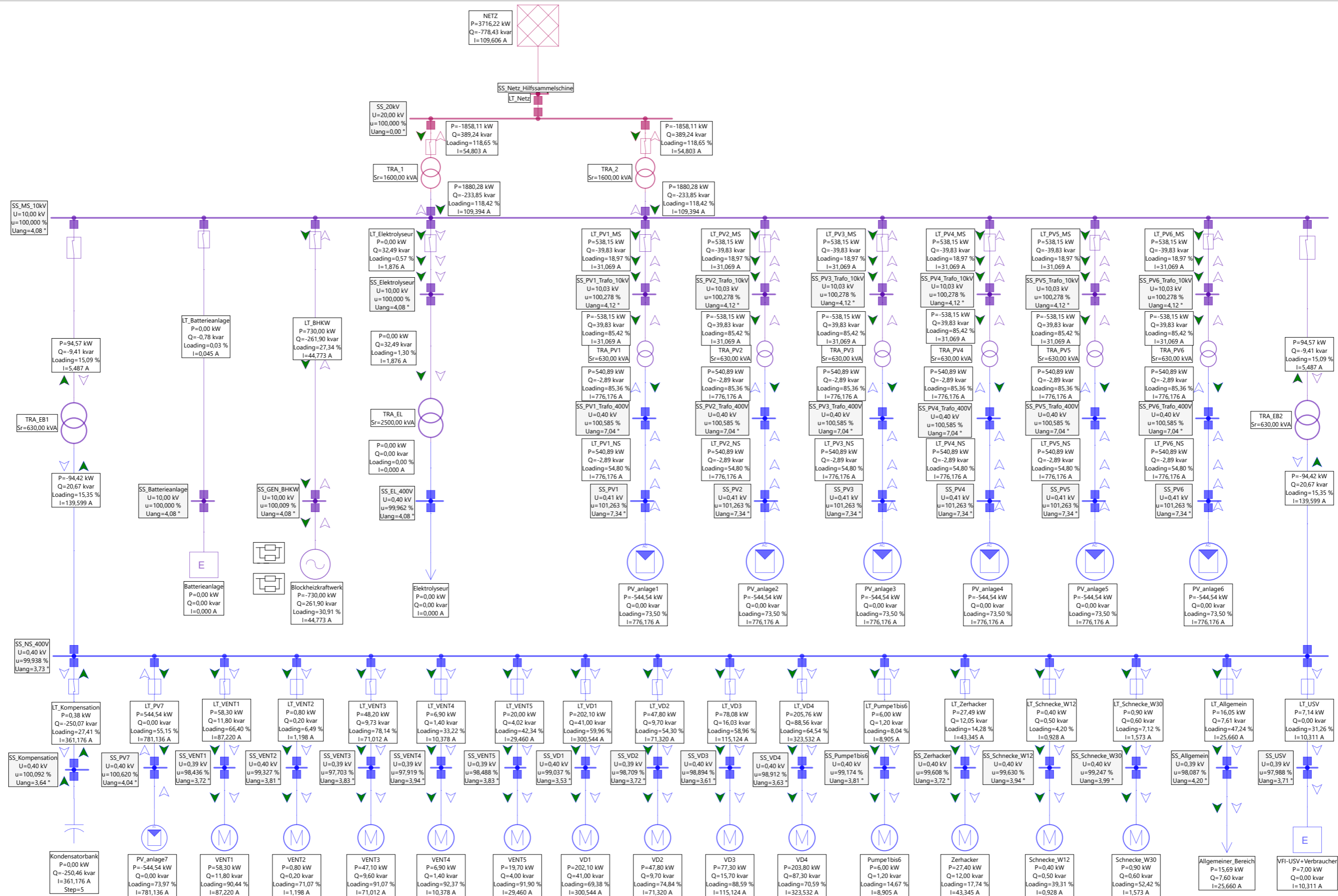


Abbildung D.8: Szenario: Ausfall Elektrolyseur, Ausfall thermochemische Anlage; Betriebsdaten: Abgeschalteter Elektrolyseur, abgeschaltete thermochemische Anlage, maximale PV Einspeiseleistung, voll aufgeladene Batterie, Blockheizkraftwerk auf $P_{BHKW,el} = 730\text{kW}$ abgeregelt

ANHANG E

Kurzschlussberechnung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar. The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

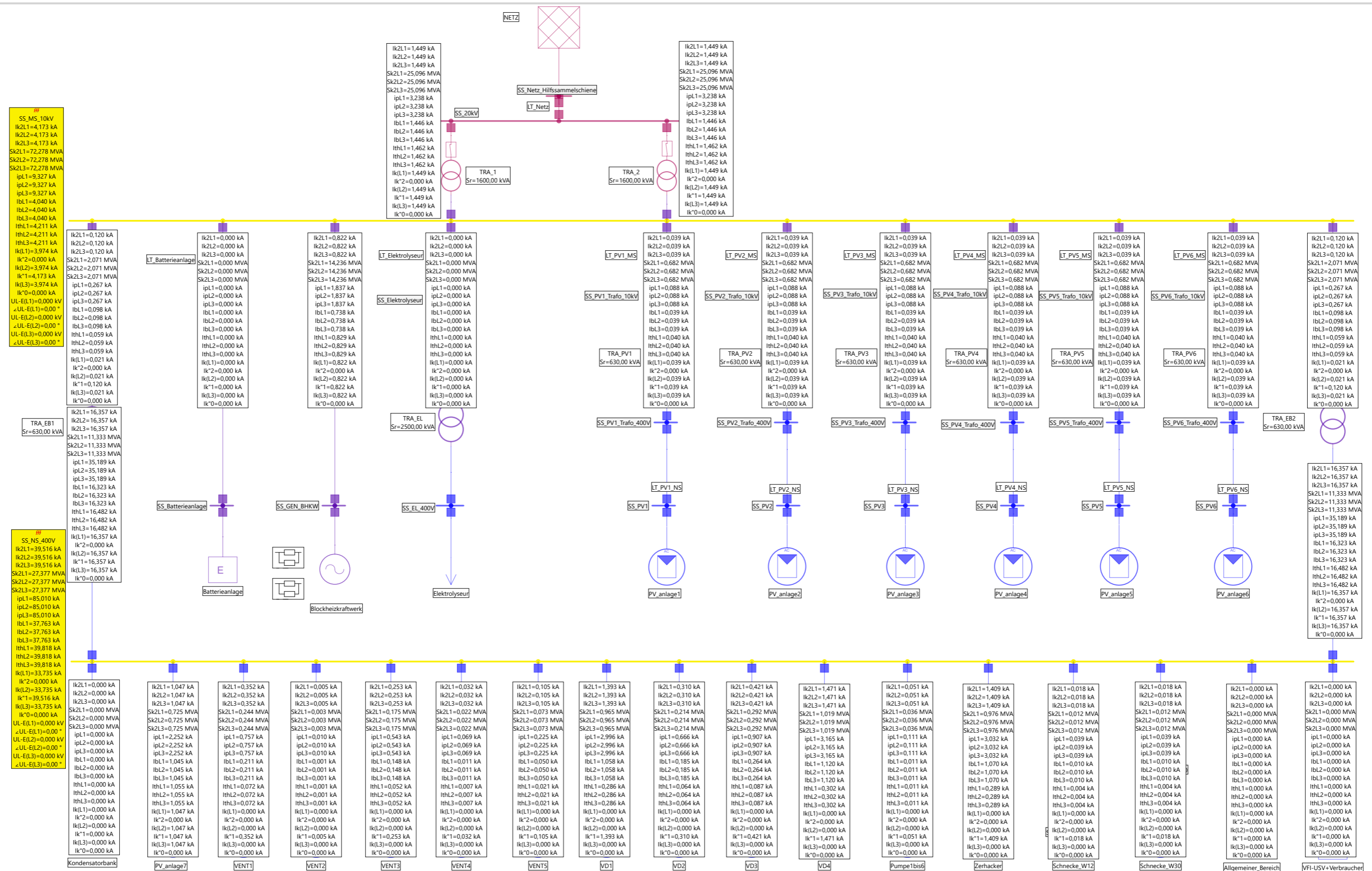


Abbildung E.1: Berechnung 3 poliger Kurzschluss im 10kV und 0.4kV Netz

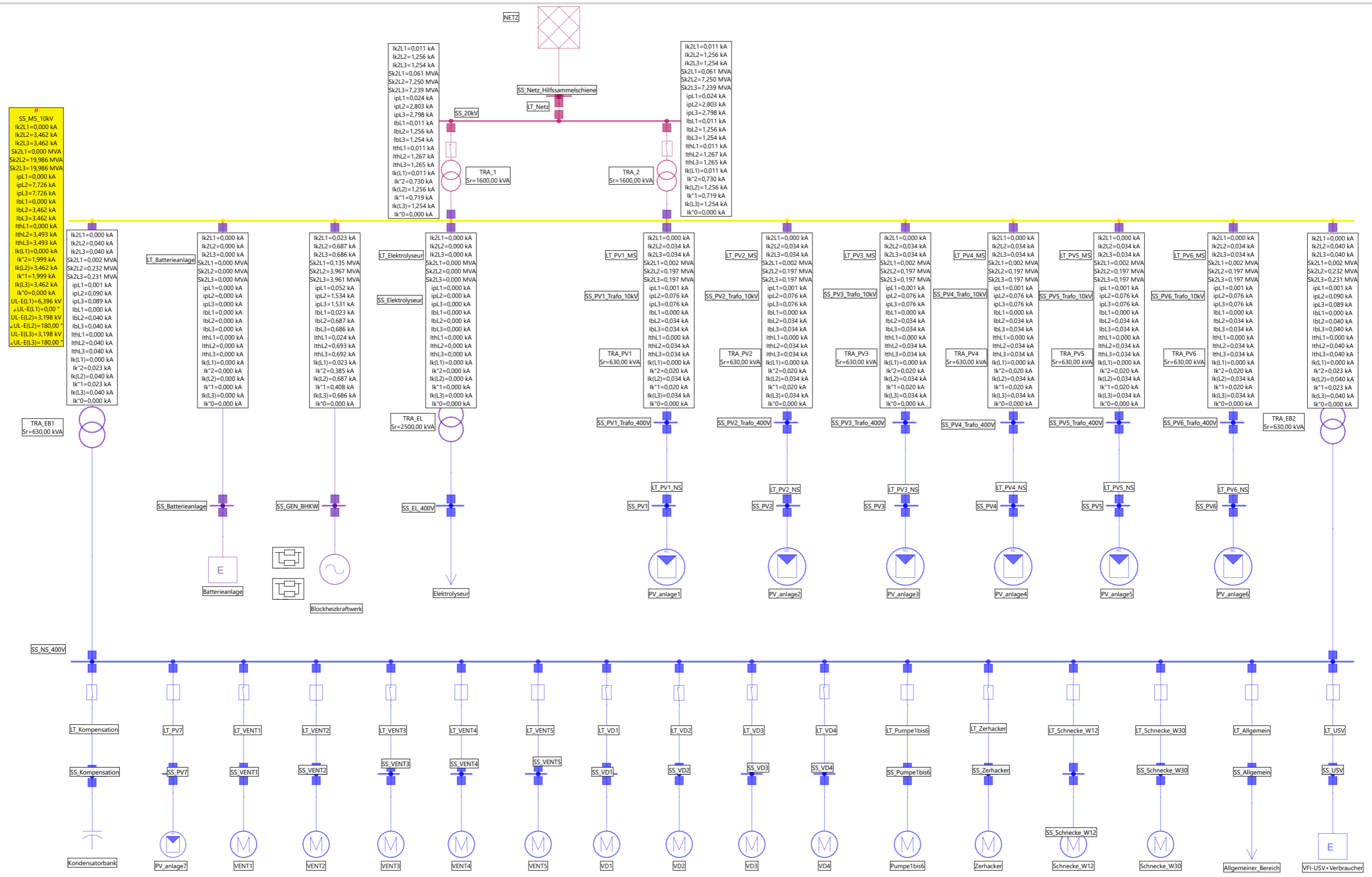


Abbildung E.2: Berechnung 2 poliger Kurzschluss ohne Erdberührung im 10kV Netz

SS_MS_10kV
 Ik2L1=0,000 kA
 Ik2L2=3,462 kA
 Ik2L3=3,461 kA
 Sk2L1=0,000 MVA
 Sk2L2=19,989 MVA
 Sk2L3=19,984 MVA
 ipl1=0,000 kA
 ipl2=7,727 kA
 ipl3=7,725 kA
 ibl1=0,000 kA
 ibl2=3,461 kA
 ibl3=3,461 kA
 ith1=0,000 kA
 ith2=3,494 kA
 ith3=3,493 kA
 Ik(L1)=0,000 kA
 Ik*2=1,999 kA
 Ik(L2)=3,462 kA
 Ik*1=1,998 kA
 Ik(L3)=3,461 kA
 Ik*0=0,002 kA
 UL-EL(1)=9,598 kV
 UL-EL(2)=0,000 kV
 UL-EL(2)=90,08 °
 UL-EL(3)=0,000 kV
 UL-EL(3)=-44,92 °

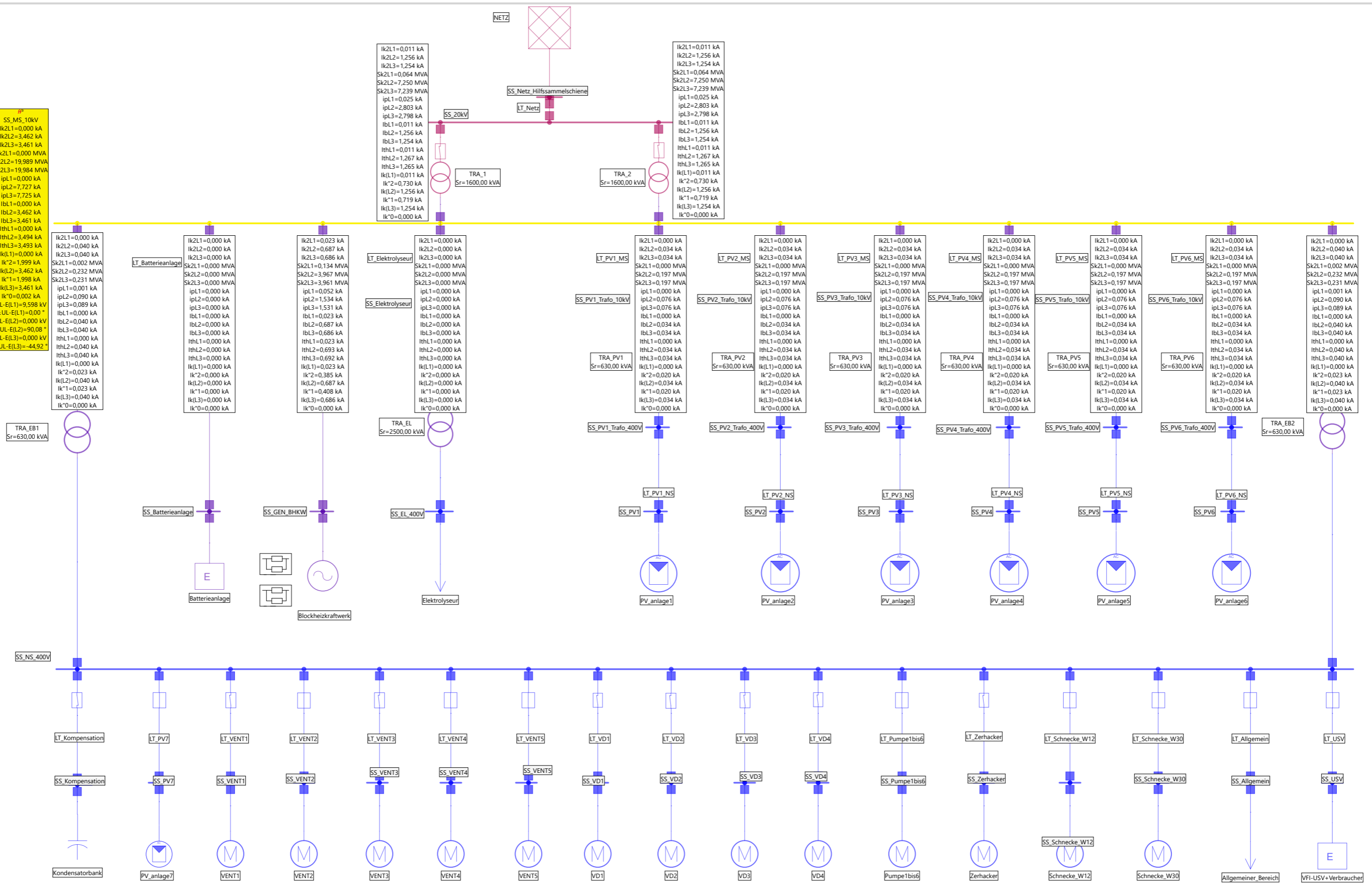


Abbildung E.3: Berechnung 2 poliger Kurzschluss mit Erdberührung im 10kV Netz

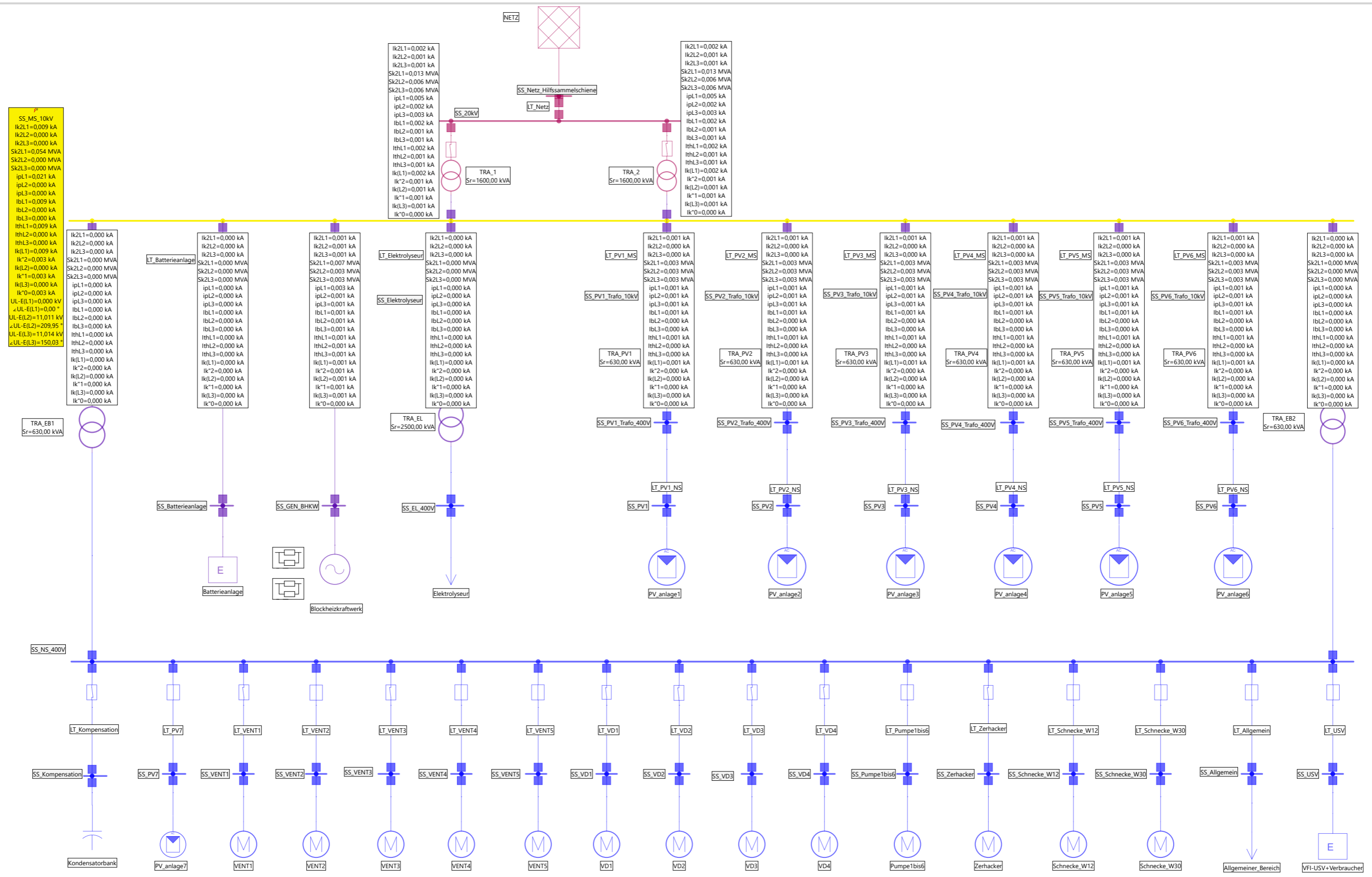


Abbildung E.4: Berechnung 1 poliger Erdschluss im 10kV Netz

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar. The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

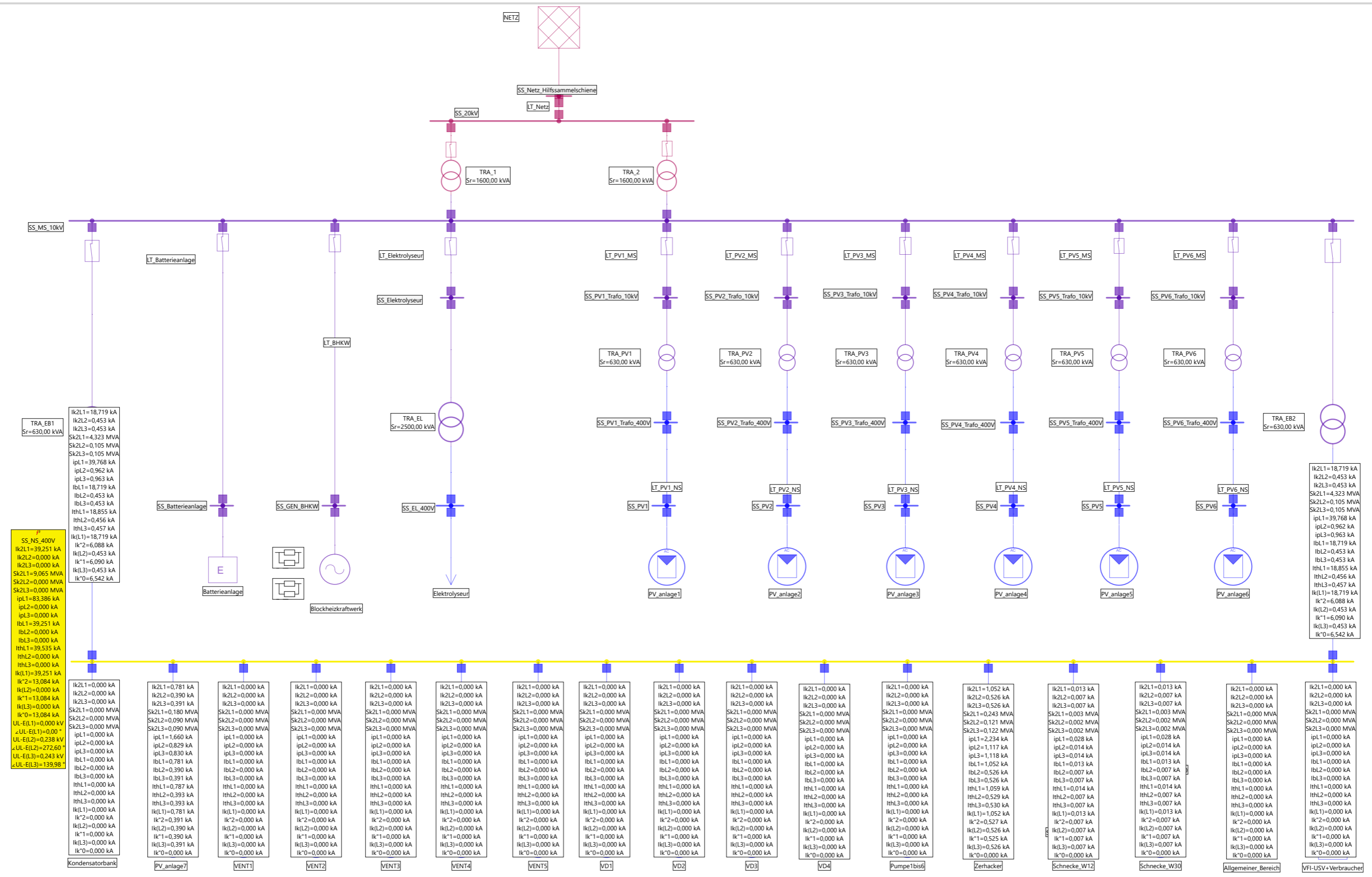


Abbildung E.5: Berechnung 1 poliger Kurzschluss im 0.4kV Netz