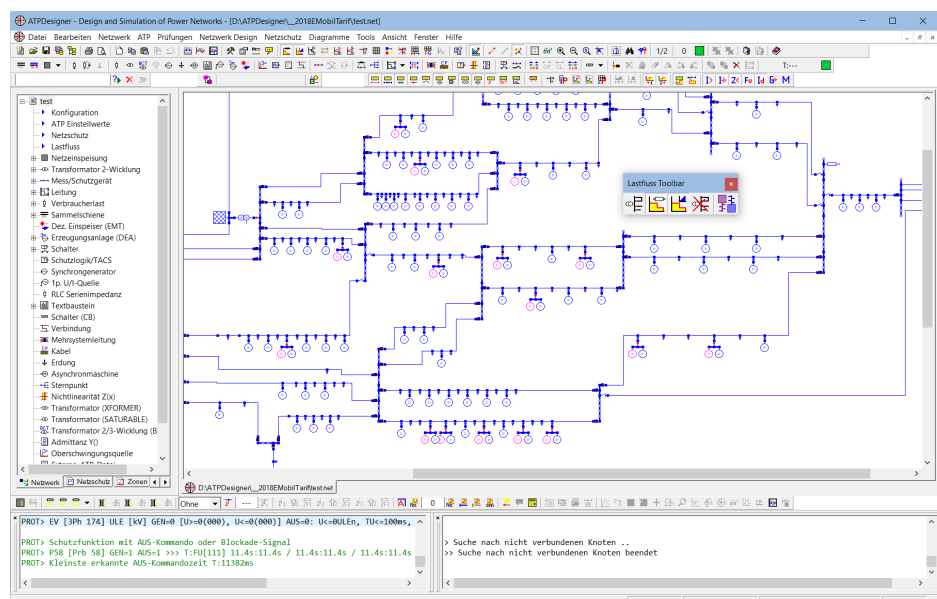


Einführung in ATPDesigner

Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel

Anwendung der grafischen Benutzeroberfläche *ATPDesigner* und des Netzberechnungsprogramms *ATP* (Alternative Transients Program) zur Berechnung der stationären Zustände und dynamischen Vorgänge in Elektroenergieversorgungsnetzen



Inhalt Band 2.3

7	Einstellung der elektrischen Betriebsmittel.....	6
7.1	2-Wicklungs-Transformator <i>Transformer</i> 	6
7.1.1	Ersatzschaltbild des Transformators im Leerlauf.....	8
7.1.2	Schalter im Sternpunkt mit Serienimpedanz	11
7.1.3	Gruppe <i>Sternpunkt</i> - Sternpunktbehandlung und Sternpunktimpedanz.....	12
7.1.4	Einstellwert 2. <i>externer Sternpunkt</i>	13
7.1.5	Magnetisierungskennlinie des Transformators	14
7.1.6	Kurzschlussimpedanz des Transformators	14
7.1.7	Anzeige der fehlerhaften Berechnung der Kurzschlussimpedanz Z_k	14
7.1.8	Registerkarte <i>Spannungsregler</i>	15
7.1.9	Registerkarte <i>Bibliothek</i>	21
7.1.10	Registerkarte <i>Last</i> – Nachbildung einer Netzstation	22
7.2	Schalter (CB) <i>Circuit-Breaker</i> 	26
7.2.1	Schalter (CB) Cb1..5, Messorte M1..5, Spannungs- und Stromwandler 1..5	28
7.2.2	Strom- und Spannungswandler der Anlage für die Messorte M1..5.....	29
7.2.3	Strom- und Spannungswandler der Anlage global ein- und ausschalten.....	32
7.2.4	Ausgabe der Schaltzeiten im <i>Meldungsfenster</i>	33
7.2.5	Magnetisierungskennlinie für die <i>Schalter (CB) Cb1..5</i>	34
7.2.6	Öffnen und Schließen des Schalters per <i>Right Mouse Button Click</i>	35
7.2.7	Öffnen und Schließen des Schalters per <i>Right Mouse Button Menu</i>	35
7.3	Einstellung des Leitungsfehlers <i>Fehlerart</i> für <i>Leitung 1...3</i> 	36
7.3.1	Leitungsfehler der Leitungen 1...3 mit einem Lichtbogen.....	37
7.3.2	Leitungsfehler der Leitungen 1...3 mit einem Fehlerübergangswiderstand.....	39
7.3.3	Registerkarte <i>Statischer Lichtbogen - Static Arc Fault</i> 	40
7.3.4	Registerkarte <i>Dynamischer Lichtbogen - Dynamic Arc Fault</i> 	42
7.3.5	Einstellung der Fehlerimpedanz - <i>Fault Impedance</i> 	44
7.4	Synchrongenerator und Kraftwerksmodell <i>Generator</i> 	45
7.4.1	Numerische Modelle des Generators.....	45
7.4.2	Registerkarte <i>Steuersignale</i>	48
7.4.3	Spannungs- und Drehzahlregler.....	50
7.4.4	Ausgabe von Signalen in einem Diagramm.....	52
7.4.5	Verwendung der beiden Regelungen für Drehzahl und Spannung.....	53
7.4.6	Registerkarte <i>VDE 0102 (60909)</i> für den Synchrongenerator	54
7.4.7	Registerkarte <i>Mechanische Daten</i> - Kraftwerksmodell mit rotierenden Massen..	57
7.4.8	Lastfluss-/Kurzschlussberechnung: Internes numerisches Modell.....	57
7.5	Erdung <i>Grounding System</i> 	60
7.5.1	Anwenderspezifische Knotennamen	60

7.6	Sternpunkt - Splitter 	61
7.6.1	Betriebsarten	62
7.6.2	Anwenderspezifische Knotennamen	62
7.6.3	Beispiel: Nachbildung Leiterunterbrechungen mit zwei Sternpunkten	62
7.7	Externe .ATP-Datei External .ATP-File 	64
7.7.1	Inhalt der .ATP-Datei.....	64
7.8	Sammelschiene Busbar 	65
7.8.1	Sammelschientyp	65
7.8.2	Thermisch gleichwertiger Bemessungs-Kurzschlussstrom I_{thr}	66
7.8.3	Sammelschienenkurzschluss.....	66
7.8.4	Öffnen und Schließen eines Abgangstrennschalters.....	68
7.8.5	Sammelschiene – Spannungsfreiheit mit offenen Abgangstrennschaltern	69
7.8.6	Doppelsammelschiene <i>Double Busbar</i>	70
7.8.7	Sammelschienen zur Erhöhung der Anzahl der Abgänge verbinden	78
7.8.8	Balkenanzeige - Anzeige von Messwerten in der Netzgrafik	78
7.8.9	Position des anwenderspezifischen Namens in der Netzgrafik ändern.....	80
7.9	Asynchronmaschine 	83
7.9.1	Mechanische Eigenschaften.....	85
7.9.2	Sättigung der elektrischen Maschine	85
7.9.3	Mechanisches Drehmoment.....	86
7.9.4	Interface to TACS/MODELS – Berechnung dynamischer Netzzvorgänge	87
7.9.5	Kurzschlussberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909)	88
7.10	Schalter Switch  	90
7.10.1	Allgemeine Einstellwerte	91
7.10.2	Verbinden eines Schalters mit anderen Schaltern, Sammelschienen, etc.....	91
7.10.3	Öffnen und Schließen des Schalters 	92
7.10.4	Einstellwert <i>Knoten für AUS-Kommando</i>	94
7.10.5	Schalter - Berechnung dynamischer Netzzvorgänge.....	95
7.10.6	Schalter - Berechnung stationärer Netzzustände.....	108
7.10.7	Größe des grafischen Symbols auswählen	110
7.11	Dezentraler Einspeiser (EMT) und Batteriespeicher 	112
7.11.1	Registerkarte <i>Allgemeine Daten</i> - Erzeugungsanlagen mit Netzstromrichter .	113
7.11.2	Interne Arbeitsweise	121
7.11.3	Wichtige Hinweise für die Verwendung des Modells	123
7.11.4	Registerkarte <i>Cos Phi</i> - Kennlinien für den Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	124
7.11.5	Betriebsart <i>cos phi (P)</i> und Betriebsart <i>cos phi (U)</i>	127
7.11.6	Unterspannungsschutz $U<$ und Überspannungsschutz $U>$	127
7.11.7	Registerkarte <i>Steuersignale</i>	129

7.11.8	Einstellwert NAP: U_c [kV].....	130
7.11.9	Übertragungsverhalten der Stromquelle	130
7.11.10	Ein- und Ausschalten der Stromquelle.....	131
7.11.11	Überwachung des maximal zulässigen Leiterstroms I_{Lzul}	131
7.11.12	Pulsweitenmodulation (PWM)	132
7.11.13	LVRT/HVRT-Betrieb - Low Voltage and High Voltage Ride Through	132
7.11.14	Beispiel: LVRT-Betrieb eines Windparks	148
7.11.15	Ausgabe von Signalen in der .PL4-Datei (Grafikdatei)	152
7.12	Parkregler (RPI) - Parkregler für einen dezentralen Einspeiser (EMT).....	157
7.12.1	Parkregler (RPI) und Batterie aktivieren.....	159
7.12.2	Kennlinie der primären Wirkleistung $P(t)$ für die Erzeugungseinheiten	159
7.12.3	Definition der Wirkleistungskennlinie $P(t)$	160
7.12.4	Einstellung des Anteils $p[p.u.]$ der Erzeugungseinheiten zur Gesamtleistung der Erzeugungsanlage	160
7.12.5	Einstellungen mit dem Button NAP: S , P	161
7.12.6	Funktionsweise des Parkreglers.....	162
7.12.7	Erzeugungsanlage mit Batterie.....	165
7.12.8	LVRT-Betrieb der Batterie	166
7.12.9	Ausgabe von Signalen in der .PL4-Diagrammdatei	166
7.12.10	Berechnung des Übersetzungsverhältnisses Un_{cp}/U_{rpi}	169
7.13	Strom- und Spannungswandler M1..5 	172
7.14	1-phasige Spannungs- und Stromquelle 1p. U/I-Quelle - ATP Source 	174
7.14.2	Registerkarte <i>Zusätzliche Einstellwerte</i>	180
7.15	Transformator (2- und 3-Wicklungen) BCTRAN	182
7.15.1	Extern beschaltbare Sternpunkte	184
7.15.2	Dreiecksausgleichswicklung	184
7.15.3	Mitsystem und Nullsystem	184
7.15.4	Wirkanteil der Kurzschlussimpedanzen im Nullsystem	188
7.15.5	Bezugsscheinleistungen im Mit- und Nullsystem.....	189
7.15.6	Einstellwerte des Transformators BCTRAN im Leerlauf.....	189
7.15.7	Knotenamen für den 3-Wicklungstransformator BCTRAN	190
7.15.8	Berechnung von Kurzschlussimpedanz und Wirkverlustleistung BCTRAN	190
7.16	Niederohmige Verbindung und Messleitung 	194
7.16.1	Messleitung für Differentialschutz, etc.	195
7.16.2	Messleitung – Verbindung für die Schutzlogik.....	195
7.17	Transformator XFormer – Transformatorbank oder Längsspannungsregler	196
7.17.1	Längsspannungsregler mit dem Transformator XFormer.....	198
7.18	Spezielle Eigenschaften von Betriebsmitteln	203
7.18.1	Trenner, Trennschalter, Lasttrennschalter	203
7.19	TACS – Komponenten für die Nachbildung von Analogrechnern	204

7.20	RLC Serienimpedanz - <i>RLC Impedance</i> 	205
7.21	MODELS – Programmiersprache des ATP	206
7.22	Mehrsystemleitung – <i>Multi Circuit Line</i> 	206
7.22.1	Einfach- und Bündeleiter	207
7.22.2	Mehrsystemleitung - Vertikale und horizontale Bezugslinie	208
7.22.3	Aktivierung und Deaktivierung einzelner Leitern L1, L2 und L3.....	210
7.23	Einstelldialog <i>Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss</i>	211
7.23.1	Registerkarte <i>Netzschutz Analyse</i>	212
7.23.2	Registerkarte <i>Netzschutz</i>	215
7.23.3	Registerkarte <i>Kurzschluss</i>	215
7.23.4	Registerkarte <i>Meldungen</i>	215
7.23.5	Registerkarte <i>Bericht Netzschutz</i>	216
7.24	Parkregler (DEA) – Parkregler für Erzeugungsanlagen (DEA)	217
7.24.1	Parkregler (DEA) für eine Erzeugungsanlage erstellen.....	221

Mängelanzeige: Der Anwender von ATPDesigner und der dazu gehörenden Dokumentation ist verpflichtet, jegliches Fehlverhalten der Software ATPDesigner oder Fehler oder unzulässige Inhalte in der dazu gehörenden Dokumentation dem Autor der Dokumentation oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner unverzüglich schriftlich mitzuteilen.

Änderungs- und Fehlerdokumentation: Erweiterungen und Änderungen sowie bekannte Fehler in ATPDesigner werden in dem Dokument **ATPDesigner – Änderungs- und Fehlerdokumentation** dokumentiert. Das Dokument kann in der jeweils aktuellen Fassung vom Autor des vorliegenden Dokumentes oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner oder über die Homepage des Instituts für Elektrische Energiesysteme www.powerengs.de unter **Downloads** oder im **ATPDesigner OneDrive** bezogen werden.

7 Einstellung der elektrischen Betriebsmittel

7.1 2-Wicklungs-Transformator *Transformer*

ATPDesigner stellt dem Anwender ein Modell eines 2-Wicklungs-Transformators für typische Anwendungen in Verteilnetzen zur Verfügung. Der folgende Einstelldialog stellt Einstelldaten zur Verfügung, um das Modell eines 2-Wicklungs-Transformators einzustellen. Der 2-Wicklungs-Transformator besteht aus den Wicklungen A und B. Nenn- und Bemessungsspannungen können wahlfrei zugewiesen werden.

⇒ Es wird empfohlen, die overspannungsseitige Nenn- und Bemessungsspannungen der Wicklung A zuzuweisen.

Darüber hinaus sind in der Registerkarte **Bibliothek** typische Transformatoren mit den wichtigsten Betriebsmitteldaten als Vorlagen gespeichert und können vom Anwender ausgewählt, aber in der Registerkarte **Bibliothek** selbst nicht verändert werden.

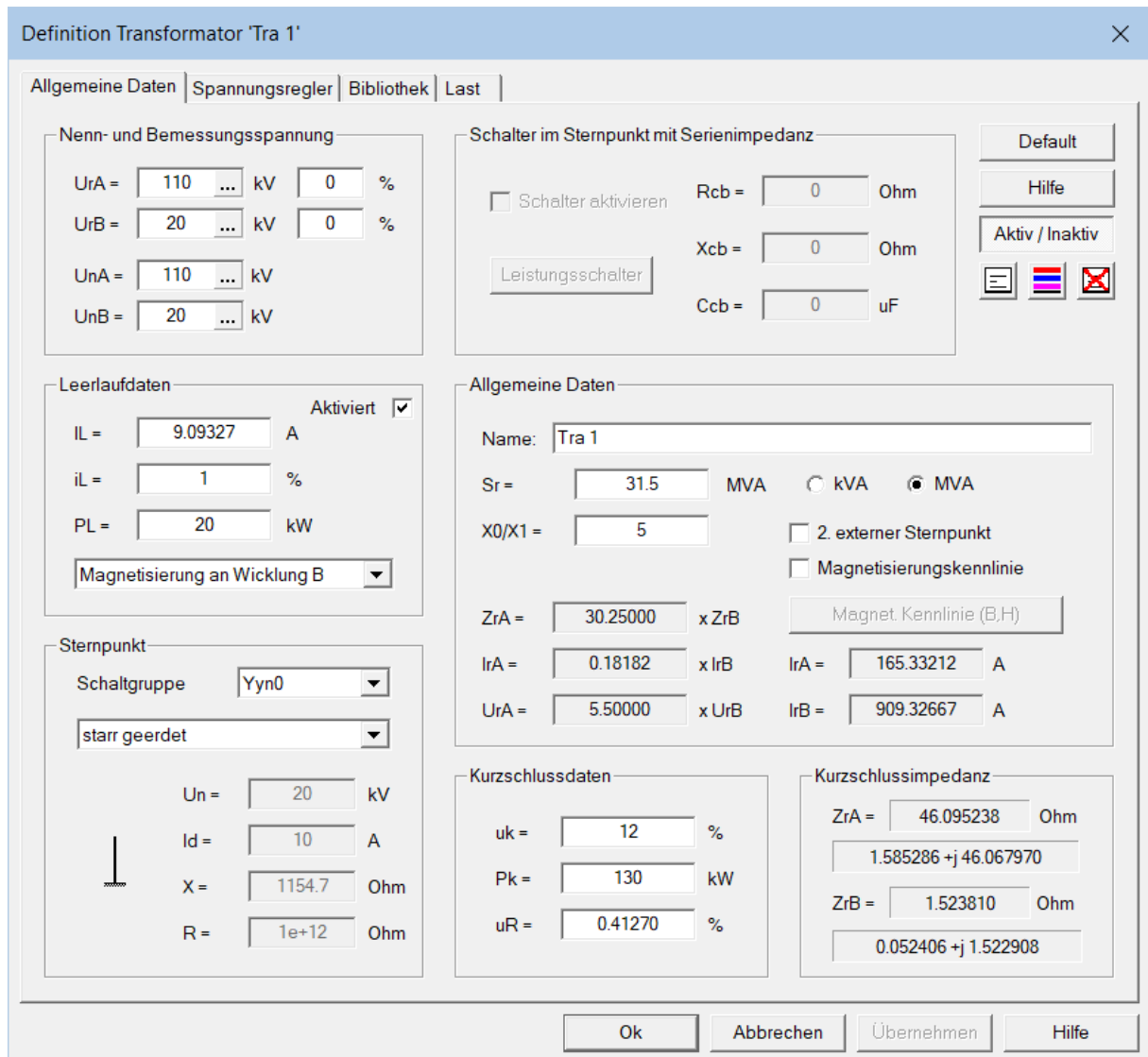


Abbildung 1: Registerkarte **Allgemeine Daten** des 2-Wicklungs-Transformators

Optional kann in der Registerkarte **Spannungsregler** ein [Spannungsregler mit Stufenschalter](#) aktiviert werden, der in der [Lastflussberechnung](#) mit aktiver Option [Lastfluss](#):

PQ, PU Knoten berücksichtigt wird. Ist der Stufenschalter in der Lastflussberechnung aktiviert, werden die Endpositionen und die aktuelle Stufenstellung in der Netzgrafik angezeigt. Im Beispiel in der nachfolgenden Abbildung hat der Stufenschalter 9 Positionen mit Position 5 als Mittenposition. Als Ergebnis der Lastflussberechnung wurde Position 8 eingestellt.

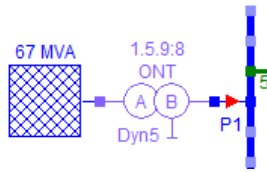


Abbildung 2: 2-Wicklungs-Transformator mit aktivem Stufenschalter

Es gelten folgende Einschränkungen, die unabhängig von den tatsächlich definierten Nenn- und Bemessungsspannungen sind.

1. Die Schaltgruppe ist immer aus Sicht von Wicklung A definiert.
2. Die **Nennspannungen UnA** und **UnB** werden
 - o zur [automatischen Identifikation und Einfärbung von Spannungsebenen](#) und
 - o zur Berechnung des Impedanzkorrekturfaktor K_T zur **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** verwendet.
3. Die physikalischen Modellparameter werden immer aus den **Bemessungsspannungen UrA** und **UrB** berechnet.

Einstellwert	Bedeutung
UrA	Bemessungsspannung Wicklung A in kV Der rechts neben dem Wert angezeigte Einstellwert in % kann dazu verwendet werden, eine Stufenstellung des Transformators bezogen auf die zugehörige Wicklung einzustellen.
UrB	Bemessungsspannung Wicklung B in kV Der rechts neben dem Wert angezeigte Einstellwert in % kann dazu verwendet werden, eine Stufenstellung des Transformators bezogen auf die zugehörige Wicklung einzustellen.
UnA	Nennspannung Wicklung A in kV
UnB	Nennspannung Wicklung B in kV
Sr	Bemessungsscheinleistung S_r in kVA oder MVA Die Einheit kann durch die Optionen kVA und MVA eingestellt werden.
X0/X1	Verhältnis der Nullsystemreaktanz X_0 zur Mitsystemreaktanz X_1
uk	Kurzschlussspannung in %
uR	Ohm'sche Kurzschlussspannung in % $u_R = \frac{P_k}{S_{rT}}$
Pk	Kurzschlussverlustleistung in kW

Schalter aktivieren	In Abhängigkeit von der Sternpunktbehandlung kann ein Sternpunktschalter definiert werden.
Rcb	Resistanz der Serienimpedanz in Ohm, parallel zum Schalter im Sternpunkt geschaltet
Xcb	Reaktanz $X_{cb} = j\omega L_{cb}$ der Serienimpedanz in Ohm, parallel zum Schalter im Sternpunkt geschaltet
Ccb	Kapazität der Serienimpedanz in μF , parallel zum Schalter im Sternpunkt geschaltet
IrA	Bemessungsstrom Wicklung A
IrB	Bemessungsstrom Wicklung B
ZrA	Kurzschlussimpedanz nach VDE 0102 bezogen auf Wicklung A
ZrB	Kurzschlussimpedanz nach VDE 0102 bezogen auf Wicklung B
IL	Leerlaufstrom in A Der Leerlaufstrom in A kann auf den Bemessungsstrom einer der beiden Wicklungen A oder B bezogen berechnet werden. $I_{\ell A,B} = i_{\ell} \cdot I_{rA,B}$
iL	Leerlaufstrom in % Der Leerlaufstrom in % ist unabhängig von dem Bemessungsstrom der Wicklungen definiert. Er wird verwendet, um den Betrag der Leerlaufimpedanz zu berechnen. $Z_{\ell A,B} = \frac{U_{rA,B}^2}{i_{\ell} \cdot S_{rT}}$
PL	Leerlaufverluste (Eisenverluste) in kW
Magnetisierung an Wicklung ...	Anschaltung des internen Modells für Leerlaufstrom IL und Leerlaufverluste PL an Wicklung A oder Wicklung B
kVA, MVA	Die Einheit der Bemessungsleistung S_r kann eingestellt werden.

7.1.1 Ersatzschaltbild des Transformators im Leerlauf

In Abbildung 6 ist das übliche T-Ersatzschaltbild eines 2-Wicklungs-Transformators abgebildet. Die Größen mit „ $\prime$ “ sind mit dem Quadrat des Bemessungsübersetzungsverhältnisses von Wicklung B auf die Spannungsebene von Wicklung A umgerechnet. Das Ersatzschaltbild verwendet die in der Gruppe **Leerlaufdaten** zusammengefassten Einstellwerte.

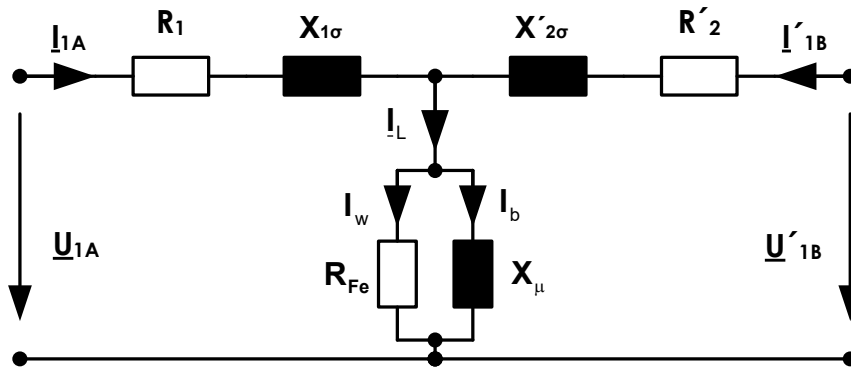


Abbildung 3: T-Ersatzschaltbild eines 2-Wicklungstransformators

Es werden die folgenden Einstellwerte für das elektrische Modell im Leerlauf verwendet:

- Die Wirkverluste im Leerlauf **PL**, auch Eisenverluste bzw. Leerlaufverluste genannt.
- Der Leerlaufstrom **IL** in A oder **iL** in % wird als Scheinstrom sowohl durch den Wirkstrom (Eisenverluste R_{Fe}) als auch durch den Blindstrom (magnetischer Hauptfluss bzw. Hauptinduktivität X_{μ}) verursacht.
- Mit dem Einstellwert **Magnetisierung an Wicklung A bzw. B** kann eingestellt werden, an welcher Wicklung A oder B die Hauptinduktivität X_{μ} als sättigungsfreies elektrisches Modell des magnetischen Hauptflusses angeschaltet wird. Abhängig von dem Einstellwert wird der Leerlaufstrom **IL** neu berechnet.
- Die Eisenverluste R_{Fe} werden immer an Wicklung B angeschaltet.
- Das Modell zur Nachbildung des Leerlaufverhaltens des Transformators kann deaktiviert werden.

Das von ATPDesigner intern verwendete Modell unterscheidet sich aus modelltechnischen und numerischen Gründen von dem üblichen T-Ersatzschaltbild nach Abbildung 3. Beide Komponenten Eisenverluste R_{Fe} und Hauptinduktivität X_{μ} bilden im Sinne parallel geschalteter Querelemente die [Leerlaufimpedanz](#). In der nachfolgenden Abbildung ist das Übertragerfreie prinzipielle Ersatzschaltbild des 2-Wicklungs-Transformators im Mitsystem für den Einstellwert **Magnetisierung an Wicklung A** dargestellt. Im Falle des Einstellwertes **Magnetisierung an Wicklung B** wird die Hauptinduktivität X_{μ} am Knoten B parallel zum Eisenwiderstand R_{Fe} angeschaltet.

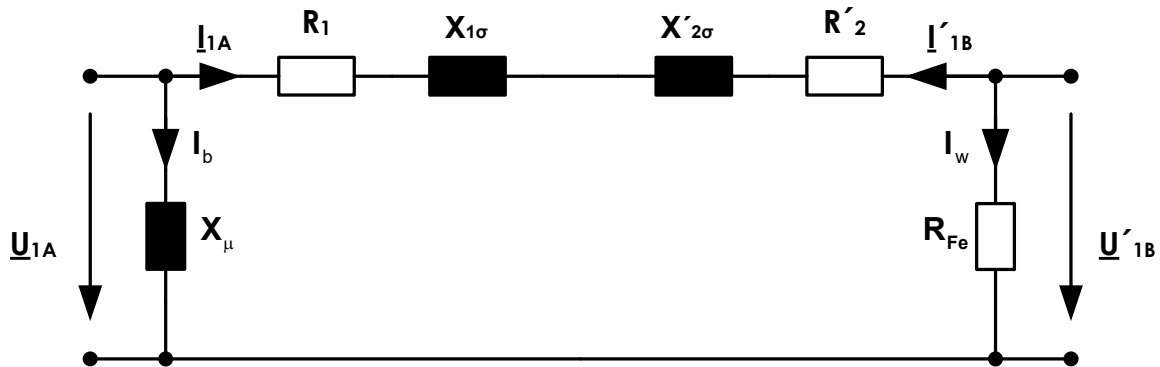


Abbildung 4: Prinzipielles Ersatzschaltbild im Mitsystem

Wird der Leerlaufstrom I_L eines Transformators oder dessen Wirkverluste P_k durch eine Messschaltung z.B. mit einem [Messgerät](#) ermittelt, so muss bei der Interpretation der gemessenen Werte das Ersatzschaltbild wie beschrieben unbedingt berücksichtigt werden, um die entstehenden modellbedingten Abweichungen gegenüber der in der Fachliteratur üblicherweise verwendeten T-Ersatzschaltbilder zu berücksichtigen.

7.1.1.1 Fehlerhaft definierte Leerlaufimpedanz

Sind die Einstellwerte der **Leerlaufdaten** aus Sicht des Transformatormodells nicht konsistent, so wird eine Fehlermeldung nach Abbildung 5 ausgegeben und die **Error-LED** aktiviert.

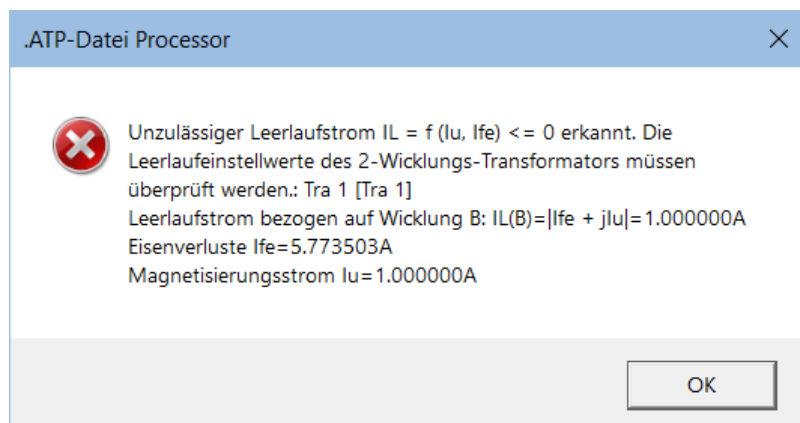


Abbildung 5: Meldung bei fehlerhaft eingestellter Leerlaufimpedanz

7.1.1.2 Zuordnung der Hauptinduktivität zu Wicklung A oder B

Die Hauptinduktivität kann Wicklung A oder Wicklung B zugeordnet werden. Üblicherweise wird die Leerlaufimpedanz der Unterspannungswicklung zugeordnet, da sich diese für Röhrenwicklungen in aller Regel direkt auf dem Transformatorkern befindet.

Einstellwert	Bedeutung
Magnetisierung an Wicklung A	Hauptinduktivität wird Wicklung A zugeordnet
Magnetisierung an Wicklung B	Hauptinduktivität wird Wicklung B zugeordnet

7.1.1.3 Zuordnung der Eisenverluste zu Wicklung B

Die Eisenverluste werden immer Wicklung B zugeordnet.

7.1.1.4 Berechnung der Leerlaufimpedanz

ATPDesigner berechnet aus dem Leerlaufstrom I_L und der Leerlaufverlustleistung P_L zunächst die zugehörigen Ströme des Modells. Es muss hier beachtet werden, dass der Einstellwert I_L immer für Bemessungsspannung an Wicklung A bei offener Wicklung B (Leerlauf) gemessen wird. Abhängig von den Einstellwerten der Bemessungsspannungen U_{rA} und U_{rB} wird der Leerlaufstrom I_L auf Wicklung B umgerechnet. Bei der Berechnung der Ströme muss die Schaltgruppe der betreffenden Wicklung beachtet werden.

$$\text{Schaltgruppe Y: } I_{fe} = \frac{P_L}{\sqrt{3} \cdot U_{rB}}$$

$$\text{Schaltgruppe D: } I_{fe} = \frac{P_L}{3 \cdot U_{rB}}$$

Der Betrag des Magnetisierungsstromes I_μ berechnet sich zu:

$$I_\mu = \sqrt{I_L^2 - I_{fe}^2}$$

Wird das Argument der Wurzelfunktion negativ, so wird die Fehlermeldung nach Abbildung 375 ausgegeben.

Die Resistanz der Eisenverluste wird abhängig von der Schaltgruppe wie folgt berechnet:

$$\text{Schaltgruppe Y: } R_{fe} = \frac{U_{rB}^2}{P_L}$$

$$\text{Schaltgruppe D: } R_{fe} = \frac{3 \cdot U_{rB}^2}{P_L}$$

7.1.2 Schalter im Sternpunkt mit Serienimpedanz

Optional kann im Sternpunkt ein [Schalter CB](#) aktiviert werden. Der Sternpunktschalter kann nicht für alle Sternpunktbehandlungsarten aktiviert werden.

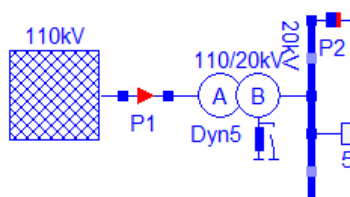


Abbildung 6: Schalter im Sternpunkt z.B. zur Nachbildung einer KNOSPE

Der Schalter kann bzgl. des Schaltzeitpunktes sowie des Anfangszustandes durch einen **Left Mouse Button Down** auf Leistungsschalter eingestellt werden. Die Schaltzeitpunkte werden nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** berücksichtigt. Mit Hilfe des Schalters kann für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** z.B. eine KNOSPE simuliert werden.

7.1.3 Gruppe *Sternpunkt* - Sternpunktbehandlung und Sternpunktimpedanz

Einstellwert	Bedeutung
starr geerdet	Energieversorgungsnetze mit starrer Sternpunkterdung
isoliert	Energieversorgungsnetze mit isolierten Sternpunkten
kompensiert	Kompensiert betriebene Energieversorgungsnetze (z.B. mit Erdschlusslöschspule)
Impedanz geerdet	Niederohmige geerdete Netze (mit Erdungsimpedanz/-resistanz/-reaktanz)
Sternpunkt	Sternpunkt wird als 1-phasiger Knoten herausgeführt und kann mit einem 1-phasigen Netzobjekt z.B. einer Impedanz beschaltet werden. Zum Anschluss des 1-phasigen Netzobjektes wird immer Leiter L1 verwendet.
Schaltgruppe	Schaltgruppe z.B. Dyn11

7.1.3.1 Sternpunktbehandlung und Sternpunktimpedanz

Abhängig von Sternpunktbehandlung und Schaltgruppe des Transformators kann eine Impedanz an den Sternpunkt angeschaltet werden.

Einstellwert	Bedeutung
X	Reaktanz der Sternpunktimpedanz
R	Resistanz der Sternpunktimpedanz

Die Einstellwerte Resistanz R und die Reaktanz X werden abhängig von der Schaltgruppe als Parallel- oder Serienimpedanz verwendet. Hier sollte unbedingt auf die bildliche Darstellung geachtet werden.

Einstellwert	Bedeutung	Symbol
starr geerdet	Sternpunktimpedanz = 0 Ohm	
isoliert	keine Impedanz vorhanden	
Kompensiert	Sternpunktimpedanz = Parallelschaltung $R \parallel jX$	
Impedanz geerdet	Sternpunktimpedanz = Serienschaltung $R + jX$	

Sternpunkt

Externer 1-phasiger Knoten



Die Reaktanz X der Sternpunktimpedanz kann mit Hilfe der Nennspannung U_n und des Spulenstromes I_d in guter Näherung berechnet werden. Die Resistanz R wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt.

$$X = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_d}$$

7.1.4 Einstellwert 2. externer Sternpunkt

Für einen Transformator der Schaltgruppe YY kann optional ein zweiter Sternpunkt als 1-phasiger Knoten herausgeführt werden.

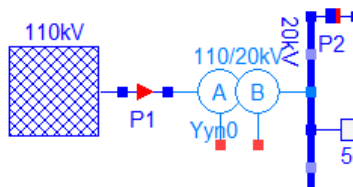
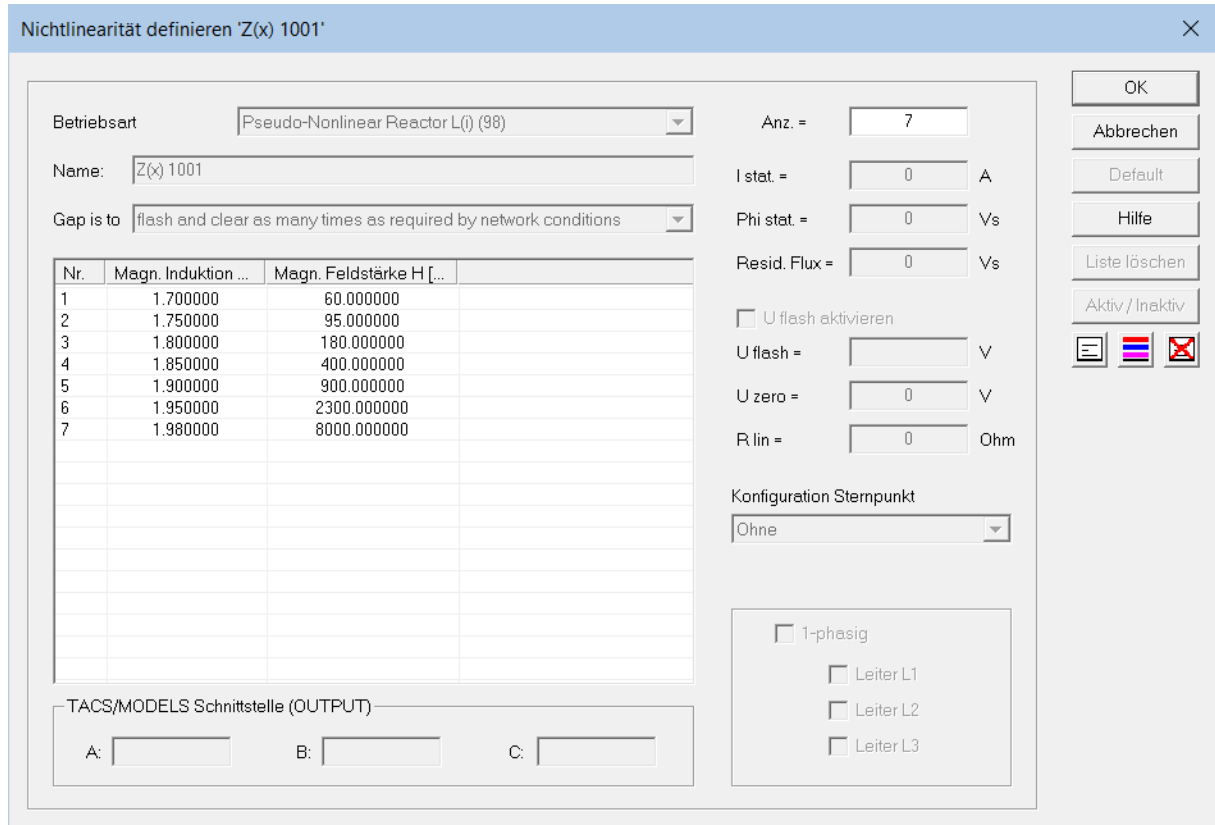


Abbildung 7: Optional zweiter Sternpunkt zur externen Beschaltung

7.1.5 Magnetisierungskennlinie des Transformators

Statt einer idealen linearen Reaktanz kann zur Modellierung der magnetischen Eigenschaften eine nicht-lineare Magnetisierungskennlinie definiert werden. Dadurch werden Effekte wie Übererregung und Sättigung berücksichtigt. Die Magnetisierungskennlinie wird nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** berücksichtigt.



Nichtlinearität definieren 'Z(x) 1001'

Betriebsart: Pseudo-Nonlinear Reactor L(i) (98)

Name: Z(x) 1001

Gap is to: flash and clear as many times as required by network conditions

Nr.	Magn. Induktion ...	Magn. Feldstärke H [...]
1	1.700000	60.000000
2	1.750000	95.000000
3	1.800000	180.000000
4	1.850000	400.000000
5	1.900000	900.000000
6	1.950000	2300.000000
7	1.980000	8000.000000

Anz. = 7

I stat. = 0 A

Phi stat. = 0 Vs

Resid. Flux = 0 Vs

☐ U flash aktivieren

U flash = V

U zero = 0 V

R lin = 0 Ohm

Konfiguration Stempunkt: Ohne

☐ 1-phasig

☐ Leiter L1

☐ Leiter L2

☐ Leiter L3

TACS/MODELS Schnittstelle (OUTPUT)

A: B: C:

Buttons: OK, Abbrechen, Default, Hilfe, Liste löschen, Aktiv / Inaktiv, [Icons]

Abbildung 8: Einstelldialog für die Magnetisierungskennlinie

7.1.6 Kurzschlussimpedanz des Transformators

ATPDesigner berechnet die Kurzschlussimpedanz des Transformators in Anlehnung an **VDE 0102 (IEC 60909)** ohne Berücksichtigung des Impedanzkorrekturfaktors K_T und zeigt die Impedanzen bezogen auf Wicklung A und B an.

7.1.7 Anzeige der fehlerhaften Berechnung der Kurzschlussimpedanz Z_k

Durch eine fehlerhafte Einstellung z.B. eine zu große Kurzschlussverlustleistung P_k können die Kurzschlussimpedanzen **ZrA** und **ZrB** des Transformators nicht berechnet werden. In diesem Fall erfolgt eine Anzeige des Fehlers durch eine Meldung und die Einfärbung der Textfelder **ZrA** und **ZrB** in der Gruppe **Kurzschlussimpedanz** des Einstelldialogs (Abbildung 374).

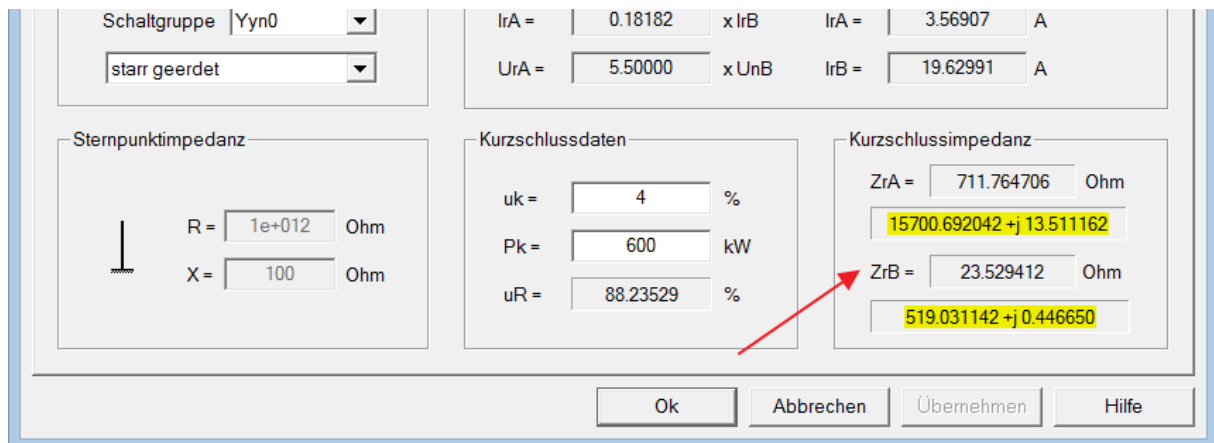
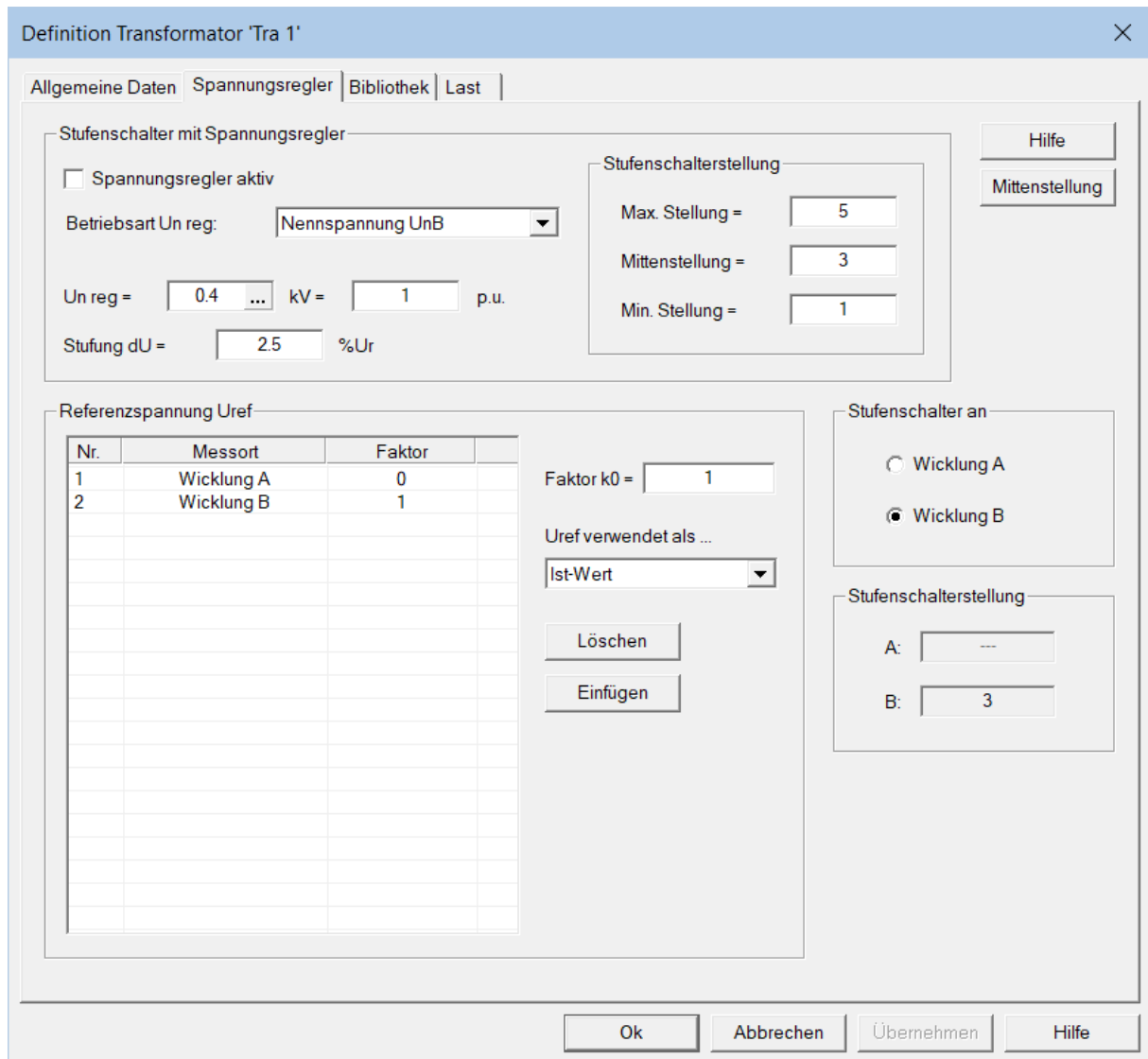


Abbildung 9: Anzeige einer fehlerhaft berechneten Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$

7.1.8 Registerkarte Spannungsregler

In der Registerkarte **Spannungsregler** kann ein Stufenschalter mit Spannungsregler eingestellt werden. Ist die Option **Spannungsregler aktiv** aktiviert, so wird für die **Lastflussberechnung** und aktivierter Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** eine Regelung der Netzspannung an den Anschlussklemmen des Transformators durchgeführt. Dabei kann wahlweise die OS-seitige oder US-seitige Windungszahl des Transformators verstellt werden. Die Funktion bildet im Rahmen des Iterationsverfahrens die Arbeitsweise eines Transformators mit Stufenschalter und automatischer Spannungsregelung nach.

- Damit die Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** den Spannungsregler des Transformators während der Ausführung **Lastflussberechnung** berücksichtigt, muss die Option **Spannungsregler aktiv** aktiviert sein. Die Option kann vereinfacht mit dem Toolbar-Button  der **Main Toolbar** aktiviert werden.
- Bei **deaktivierter Option Lastfluss: PQ, PU Knoten** ist der Spannungsregler mit Stufenschalter ohne Funktion. Es wird die letzte eingestellte Stufenstellung verwendet. Mit dem Button **Mittenstellung** kann der Stufenschalter manuell in die neutrale Position gestellt werden.



Definition Transformator 'Tra 1'

Allgemeine Daten | **Spannungsregler** | Bibliothek | Last

Stufenschalter mit Spannungsregler

☐ Spannungsregler aktiv

Betriebsart Un reg: Nennspannung UnB

Un reg = 0.4 kV = 1 p.u.

Stufung dU = 2.5 %Ur

Stufenschalterstellung

Max. Stellung = 5

Mittenstellung = 3

Min. Stellung = 1

Hilfe

Mittenstellung

Referenzspannung Uref

Nr.	Messort	Faktor
1	Wicklung A	0
2	Wicklung B	1

Faktor k0 = 1

Uref verwendet als ... Ist-Wert

Löschen

Einfügen

Stufenschalter an

☐ Wicklung A

☒ Wicklung B

Stufenschalterstellung

A: ---

B: 3

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 10: Einstelldialog Transformator – Registerkarte Spannungsregler

ATPDesigner führt die Spannungsregelung im Mitsystem aus. Aus den Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ wird die Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ berechnet:

- für die beiden Wicklungen A und B
- für jeden Messort eines [Mess/Schutzgerätes](#)

$$\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$$

Wird eine [Lastflussberechnung](#) mit aktiver Option [Lastfluss: PQ, PU Knoten](#) durchgeführt, so wird nach Beendigung der Lastflussberechnung die am Messort des Spannungsreglers verbleibende Differenzspannung berechnet und mit der Stufenspannung **Step-Stufung dU** verglichen. Ist die verbleibende Differenzspannung größer als die Stufenspannung, so gibt ATPDesigner eine Fehlermeldung in das [Meldungsfenster](#) aus und setzt die **Error-LED**. Nachfolgend wird beispielhaft die Fehlermeldung angegeben:

LF Error> Transformator 10MVA [Tra 1]: dU_{mess}=...% > Stufung dU=1.5%

Die verbleibende Differenzspannung kann nach erfolgter Lastflussberechnung auch im **Tooltip des Transformators** angezeigt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Spannungsregler aktiv	EIN- bzw. AUS-Schalten des Spannungsreglers für die Lastflussberechnung
Mittenstellung	Der Stufenschalter wird auf die mittlere Position gesetzt.

7.1.8.1 Betriebsart Un reg

Mit diesem Einstellwert kann die Bezugsspannung für die Berechnung der SOLL-Spannung **Un reg** für Wicklung B festgelegt werden.

- **Nennspannung UnB**

Die Nennspannung UnB von Wicklung B wird als Bezugswert für die Berechnung der SOLL-Spannung **Un reg** verwendet.

$$U_{n\text{ reg}} = p.u. \cdot U_n (\text{Wicklung B})$$

- **Bemessungsspannung UrB**

Die Bemessungsspannung UrB von Wicklung B wird als Bezugswert für die Berechnung der SOLL-Spannung **Un reg** verwendet.

$$U_{n\text{ reg}} = p.u. \cdot U_r (\text{Wicklung B})$$

7.1.8.2 Berechnung der Referenzspannung Uref

Die **Referenzspannung Uref** kann aus der Netzspannung mehrerer Messorte und den Spannungen an den beiden Wicklungen A und B des Transformators berechnet werden:

- wahlweise an Wicklung A oder Wicklung B des Transformators oder
- mit Hilfe eines oder mehrerer **Mess/Schutzgeräte** an beliebigen Netzknoten.

Die **Referenzspannung Uref** wird entsprechend Gleichung (1.152) im Mitsystem berechnet.

$$U_{Ref} = \sqrt{3} \cdot \text{Faktor } k_0 \cdot \frac{\sum_{i=1}^N \text{Faktor } k_i \cdot |\underline{U}_i|}{N}$$

N : Anzahl der Messorte mit einem Wichtungsfaktor $k_i \neq 0$ inkl. der Messorte an den Wicklungen A und B des Transformators

Einstellwert	Bedeutung
$\underline{U}_i$	Spannung im Mitsystem am i-ten Messort eines Mess/Schutzgerätes oder den Wicklungen A und B des Transformators
Faktor k_i	Wichtungsfaktor für den Betrag der Mitsystemspannung des i-ten Messortes

	Wird der Wichtungsfaktor $k_i = 0$ eingestellt, so wird dieser Messwert nicht in der Anzahl der Messorte N mitgezählt.
Faktor k_0	Wichtungsfaktor

- Es muss beachtet werden, dass der Spannungsregler nur den Betrag der Spannung U_1 im Mitsystem verarbeitet.
- In der Liste der Messorte zur Berechnung der Referenzspannung des Spannungsreglers können die beiden Messorte der Wicklungen A und B des Transformators nicht gelöscht werden. Mit Hilfe des zugehörigen Faktors **Faktor $k_i = 0$** kann die an den Wicklungen gemessenen Mitsystemspannungen für die Berechnung der Eingangsspannung des Spannungsreglers ignoriert werden.

Die Referenzspannung U_{ref} kann wie Abbildung 11 zeigt sowohl als SOLL-Wert U_{soll} oder als IST-Wert U_{ist} des Spannungsreglers verwendet werden.

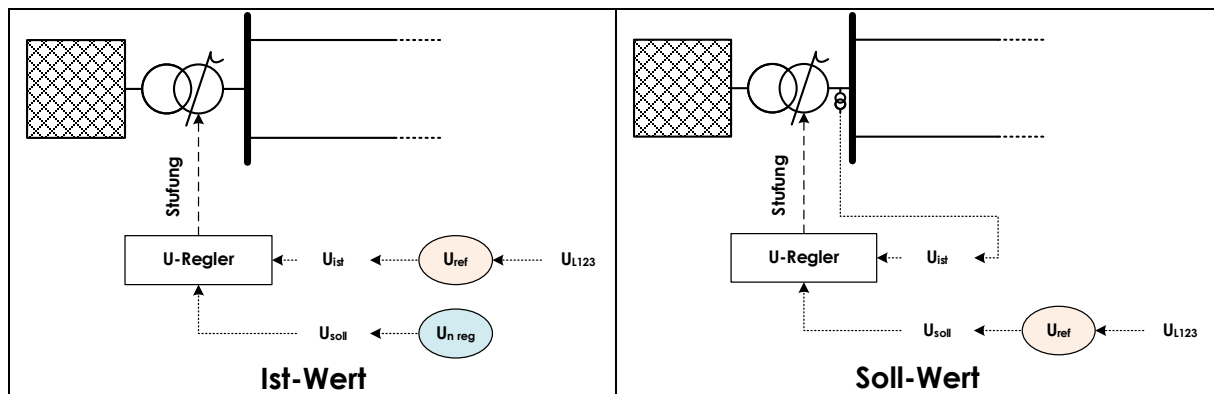


Abbildung 11: Referenzspannung U_{ref} als SOLL- oder IST-Wert des Spannungsreglers

Die Auswahl erfolgt mit Hilfe der Betriebsart **U_{ref} verwendet als ...**

▪ Ist-Wert

Die gemessene Referenzspannung U_{ref} wird als IST-Wert U_{ist} des Spannungsreglers verwendet. Der SOLL-Wert U_{soll} des Spannungsreglers wird durch den Einstellwert $U_{n reg}$ definiert.

- **U_{ist}** = Messspannung U_{ref}
Als Messspannung wird die Spannung im Mitsystem verwendet.
- **U_{soll}** = Einstellwert $U_{n reg}$

Diese Betriebsweise realisiert die im Netzbetrieb übliche Art der Spannungsregelung mit einem Stufenschalter.

▪ Soll-Wert

Die gemessene Referenzspannung U_{ref} wird als SOLL-Wert U_{soll} des Spannungsreglers verwendet. Der IST-Wert U_{ist} des Spannungsreglers wird aus der Mitsystemspannung, die an Wicklung B des Transformators gemessen wird, berechnet.

$$U_{ist} = \sqrt{3} \cdot |U_1|$$

- U_{ist} = Messspannung nach Gleichung (1.153)
- U_{soll} = Messspannung U_{ref}

Der in ATPDesigner implementierte Regelalgorithmus vergleicht im Verlauf der iterativen Lastflussberechnung den IST-Wert des Spannungsreglers U_{ist} mit dem SOLL-Wert U_{soll} . Aus der sich ergebenden Differenzspannung wird abhängig von der Stufenzahl und der Spannungsänderung je Stufe (**Stufung dU**) eine optimale Stufenstellung für die ausgewählte Wicklung A oder B berechnet und eingestellt. Es wird keine Hysterese berücksichtigt.

Einstellwert	Bedeutung
Löschen	Wird eine Zeile in der Liste der Messorte durch einen Left Mouse Button Click markiert, so kann durch Drücken des Buttons die Zeile gelöscht werden.
Einfügen	Durch einen Left Mouse Button Click wird die Liste der im Netz vorhandenen Mess/Schutzgeräte angezeigt. Durch einen Left Mouse Button Click kann ein Mess/Schutzgerät ausgewählt und in der Liste der Messorte gespeichert werden. Ist der Mauszeiger im Bereich der Liste positioniert, so kann die Liste der Messorte auch durch einen Right Mouse Button Click angezeigt werden (Abbildung 12). Messorte, die deaktiviert sind, werden nicht in der Liste der Messorte angezeigt.

Der Spannungsregler hat die Aufgabe, die Spannungsdifferenz zwischen SOLL-Wert U_{soll} und IST-Wert U_{ist} mit Hilfe des Stufenschalters zu minimieren. Dazu kann wahlweise die Anzahl Windungen der Wicklung A oder B verändert werden. Die aktuelle Stufung der ausgewählten Wicklung A oder B wird als prozentualer Wert rechts neben der Bemessungsspannung **UrA** bzw. **UrB** der Wicklung in der Registerkarte [Allgemeine Daten](#) angezeigt.

- Eine zum Start der iterativen Netzberechnung vorhandene Stufung der Wicklungen A oder B wird auf 0% zurückgesetzt.
- Die Stufung der Wicklung, die durch den Spannungsregler nicht verändert wird, wird automatisch auf 0% gesetzt.
- Wird **Wicklung A** ausgewählt, so wird die US-seitige Netzspannung durch eine Veränderung der **OS-seitigen Stufenstellung** auf den Wert $U_{n,reg}$ eingestellt. Die US-seitige Stufenstellung wird auf Mittenstellung (= 0%) zurückgestellt.
- Wird **Wicklung B** ausgewählt, so wird die US-seitige Netzspannung durch eine Veränderung der **US-seitigen Stufenstellung** auf den Wert $U_{n,reg}$ eingestellt. Die OS-seitige Stufenstellung wird auf Mittenstellung (= 0%) zurückgestellt.

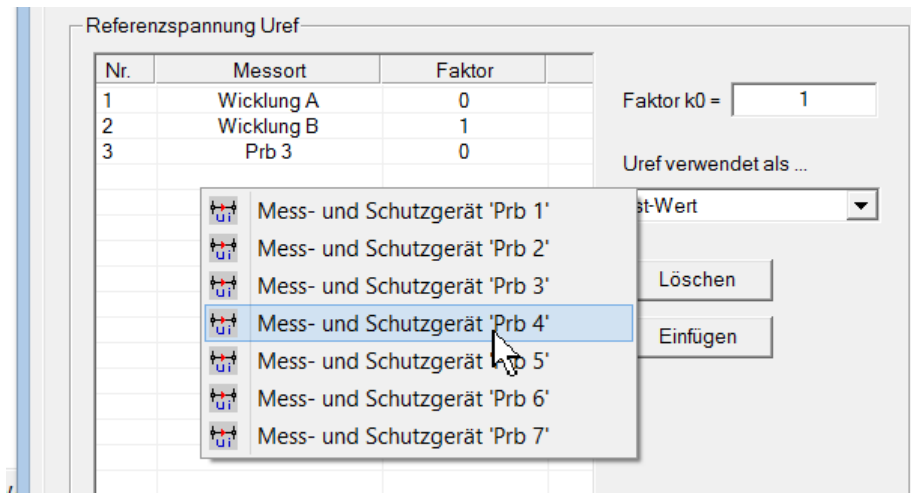


Abbildung 12: Right Mouse Button Menu zur Auswahl zusätzlicher Messorte

Einstellwert	Bedeutung
Un reg	Betriebsart Ist-Wert Fest eingestellter SOLL-Wert der Netzspannung (Leiter-Leiter-Spannung) in kV oder in p.u. (1 p.u. = U_n)
Stufung dU	Spannungsdifferenz für eine Stufe des Stufenschalters bezogen auf die Bemessungsspannung der ausgewählten Wicklung A oder B
Max. Stellung	Maximale (oberste) Position des Stufenschalters
Mittenstellung	Mittelstellung des Stufenschalters
Min. Stellung	Minimale (unterste) Position des Stufenschalters

7.1.8.3 Anzeige der Stufenschalterstellung

Für die Wicklungen A und B werden die eingestellten Positionen des Stufenschalters angezeigt. Die Stufenstellung des Stufenschalters wird am Symbol des Transformators angezeigt, wenn die Option **Stufenschalter aktiv** aktiviert ist.

7.1.9 Registerkarte *Bibliothek*

In der Registerkarte **Bibliothek** sind verschiedene Transformatorentypen als Vorlage implementiert. Die Betriebsmitteldaten der Transformatorentypen können in der Registerkarte nicht verändert werden.

Einstellwert	Bedeutung
Auswählen	Ist ein Bezeichner einer Transformatortyps wie z.B. 10/0,4kV 400kVA 5% Dyn5 durch einen Left Mouse Button Click markiert, können die dazu gehörenden Betriebsmitteldaten mit einem Left Mouse Button Click in die anderen Registerkarten kopiert werden. Vor dem Start des Kopiervorgangs erfolgt noch eine Sicherheitsabfrage.

- ⇒ Vor der Übernahme der Daten des in der Bibliothek ausgewählten Transformators muss unbedingt die Taste **Auswählen** mit einem **Left Mouse Button Click** betätigt werden.

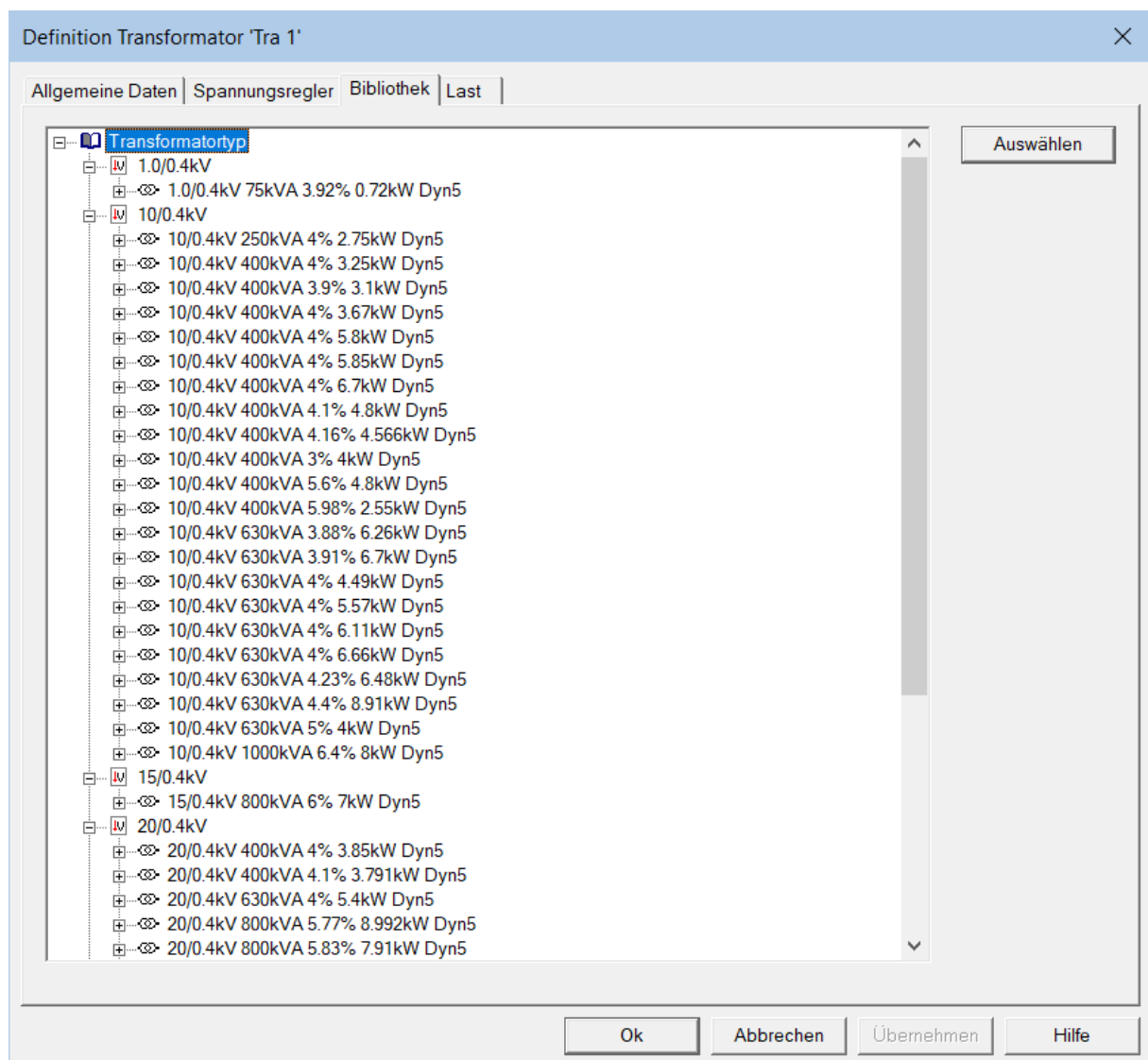


Abbildung 13: Registerkarte *Bibliothek* – Transformatortypen als Vorlage

7.1.10 Registerkarte **Last** – Nachbildung einer Netzstation

Die Einstellwerte der Registerkarte **Last** erlauben es, eine **Netzstation** bestehend aus

- dem Transformator,
- einer integrierten Verbraucherlast sowie
- optional mit Hilfe eines an der Wicklung B aktivierbaren Netzknotens anschließbaren weiteren Netzwerkelementen nachbildbares Stromnetz

aufzubauen. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft ein Mittelspannungsnetz, das mit Netzstationen ohne und mit Solarstromanlagen (PV) nachgebildet ist.

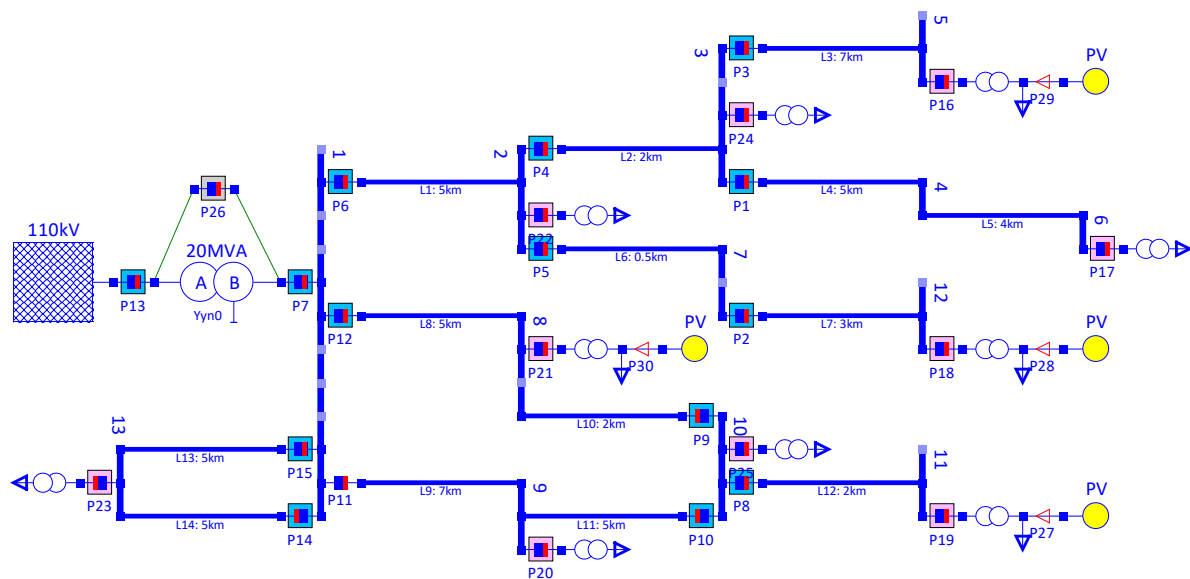


Abbildung 14: 20kV-Mittelspannungsnetz mit 400V-Netzstationen

In der Registerkarte **Last** kann mit dem Einstellwert **Netzstation aktivieren** das Modell der Netzstation aktiviert werden.

Mit der Option **Verbraucherlast aktivieren** kann eine [Verbraucherlast](#) aktiviert werden, die intern mit den externen Anschlussknoten der unterspannungsseitigen Wicklung B verbunden ist. Die Einstellwerte dieser im Transformator integrierten Verbraucherlast sind gegenüber dem Netzwerkelement [Verbraucherlast](#) eingeschränkt.

- ⇒ Unabhängig von dem Einstellwert Betriebsart der wird die interne Verbraucherlast immer mit dem Modell einer 3-phasigen symmetrischen Impedanz in Sternschaltung nachgebildet.

Mit der Option **Knoten an Wicklung B aktivieren** kann an der unterspannungsseitigen Wicklung B der extern beschaltbare Netzknoten aktiviert werden. Damit kann der Transformator der Netzstation dazu verwendet werden, ein unterspannungsseitiges Stromnetz an Wicklung B ohne Einschränkungen anzuschalten.

- ⇒ Die beiden Optionen **Verbraucherlast aktivieren** und **Knoten an Wicklung B aktivieren** können beliebig kombiniert werden.

Definition Transformator 'Tra 8'

Allgemeine Daten | Spannungsregler | Bibliothek | Last

☒ Netzstation aktivieren
☒ Verbraucherlast aktivieren Einstelldialog Verbraucherlast
☒ Knoten an Wicklung B aktivieren

Einstellwerte

S = MVA P = MW Q = Mvar
 Un = kV s = %

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 15: Registerkarte Last – Nachbildung einer Netzstation

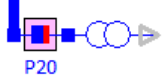
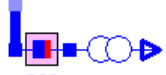
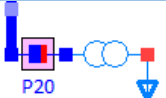
Einstellwert	Bedeutung	Symbol
Netzstation aktivieren	Aktivierung des Modells der Netzstation	
Verbraucherlast aktivieren	Wird die Option aktiviert, so wird automatisch an Wicklung B des Transformators eine Verbraucherlast mit dem Pfeil-Symbol wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt angeschlossen.	
Einstelldialog Verbraucherlast	Es wird ein eingeschränkter Einstelldialog der Verbraucherlast geöffnet.	
Knoten an Wicklung B aktivieren		

Abbildung 16: Registerkarte Last – Einstellwerte einer Netzstation

Ist der **Netzwerk Design Mode** aktiv und ist eine Netzstation markiert, so kann ein kontextsensitives Menü mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet werden, dass Zusatzmenüpunkte für die Einstellung der Netzstation aufweist.

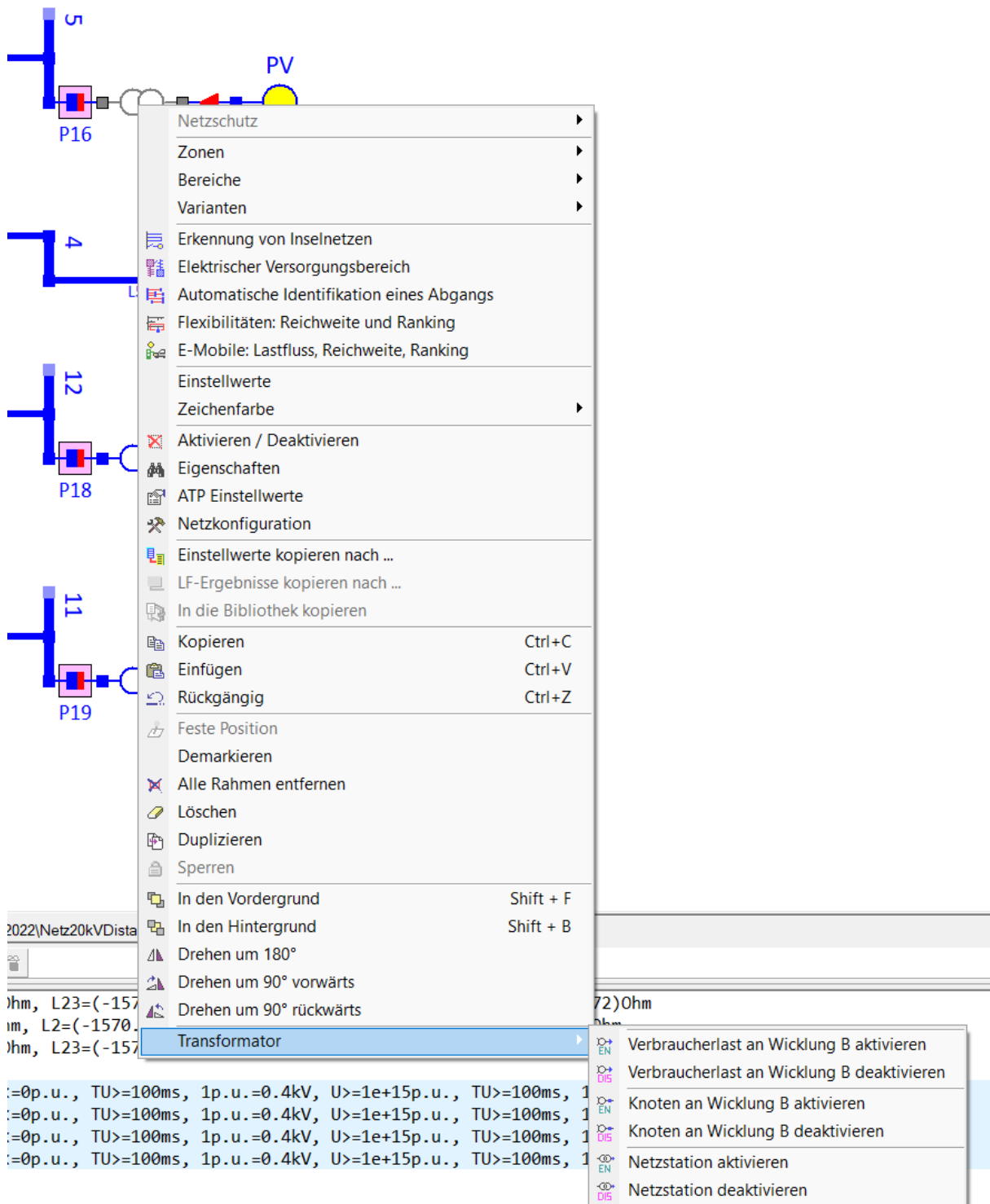


Abbildung 17: Kontextsensitives Right Mouse Button Menu der Netzstation

In der Registerkarte werden ausgewählte Einstellwerte der internen Verbraucherlast angezeigt.

Anzeigewert	Bedeutung
S	Scheinleistung der internen Verbraucherlast
P	Wirkleistung der internen Verbraucherlast
Q	Blindleistung der internen Verbraucherlast
Un	Nennspannung der internen Verbraucherlast Es wird empfohlen die Nennspannung der internen Verbraucherlast und die Nennspannung U_{nA} bzw. Bemessungsspannung U_{rA} des Transformators der Netzstation gleich einzustellen.
s	Teillastfaktor Scheinleistung der internen Verbraucherlast
untererregt übererregt	Betriebsart des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$

Mit Hilfe des Menüpunktes **Verbraucherlast zum Transformator hinzufügen** des kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu** kann die externe Lastimpedanz als interne Lastimpedanz des Transformators übernommen werden.

- ⇒ Es muss hier beachtet werden, dass nur die Einstellwerte der externen Last übernommen werden, die zur Einstellung der internen Lastimpedanz des Transformators benötigt werden. Die Einstellmöglichkeiten der internen Verbraucherlast der Netzstation sind gegenüber den Einstellmöglichkeiten der **Verbraucherlast** eingeschränkt.

7.2 Schalter (CB) Circuit-Breaker

Das Netzwerkelement **Schalter (CB)** bildet einen 3-phasigen Schalter ohne Impedanz nach. Bis zu vier Schalthandlungen können durch die Zeitpunkte **T1...4** programmiert werden. Für die Schalter **Cb1..5** können optional bis zu fünf Messorte ähnlich denen der [Mess/Schutzgeräte](#) aktiviert werden. Der **Schalter (CB)** verwendet intern ein ATP-basiertes Modell, das dem des Netzwerkelementes [Schalter](#) entspricht. Allerdings ist gerade für die **Berechnung dynamischer Netzzustände** der **Schalter (CB)** einfacher einzustellen und dem [Schalter](#) vorzuziehen. Für die **Berechnung stationärer Netzzustände** ist wiederum der [Schalter](#) vorzuziehen insbesondere als Leistungsschalter in Kombination mit [Schutzgeräten](#).

Es muss hier beachtet werden, dass die Mehrheit der Einstellwerte des Einstelldialogs des **Schalters (CB)** nur im Falle der **Berechnung dynamischer Netzzustände** relevant sind.

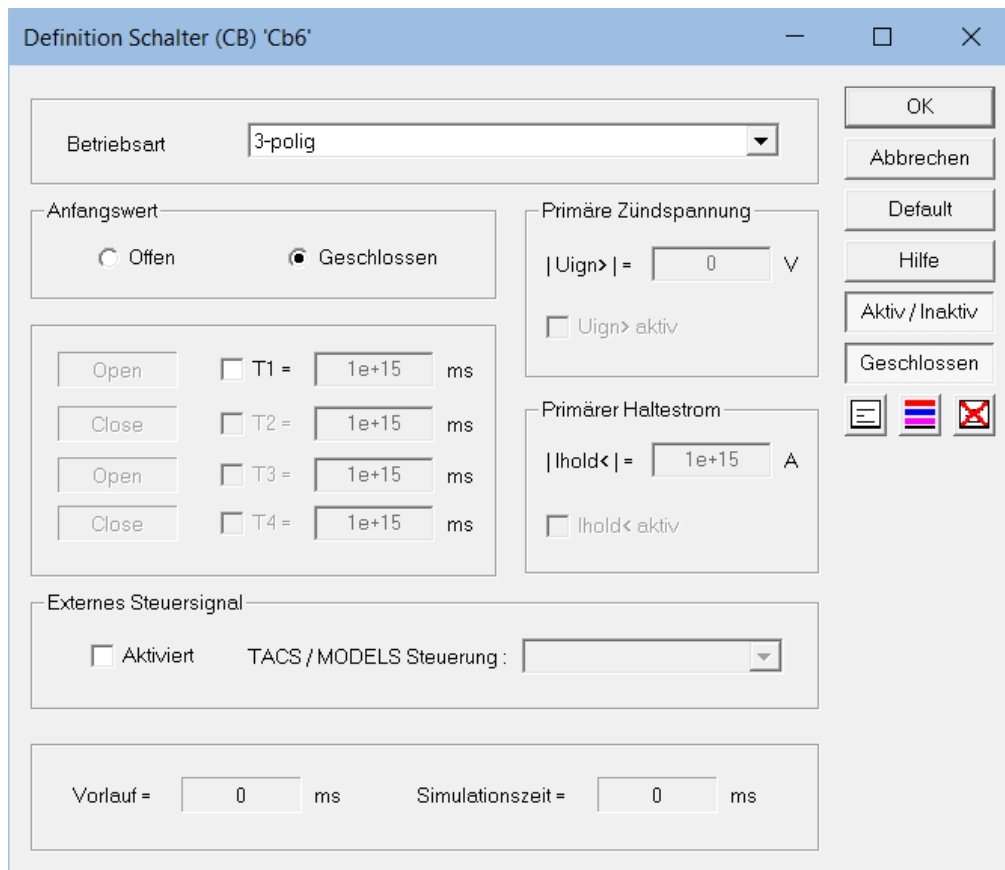


Abbildung 18: Einstelldialog **Schalter (CB)**

Einstellwert	Bedeutung
Ena./Dis.	Netzwerkelement aktivieren oder deaktivieren
Geschlossen	Der Schalter ist zu Beginn der Netzberechnung geschlossen oder geöffnet während der Berechnung dynamischer Netzzustände und während der Berechnung des stationären Netzzustandes. Der Schalterzustand ist identisch mit den Optionen Offen und Geschlossen in der Gruppe Anfangswerte .

Offen (Open)	Schalter ist Offen zu Beginn der Simulation ($t = 0\text{ms}$) während der Berechnung dynamischer Netzzvorgänge und während der Berechnung des stationären Netzzustandes
Geschlossen (Close)	Gruppe Anfangswert Schalter ist Geschlossen zu Beginn der Simulation ($t = 0\text{ms}$) während der Berechnung dynamischer Netzzvorgänge und während der Berechnung des stationären Netzzustandes.
T1..4 Fehler! Textmarke nicht definiert.	Gruppe Anfangswert Schaltzeiten in ms, abhängig vom Anfangszustand. Die Schaltzeiten sind immer auf den Beginn der Simulation ($t = 0\text{ms}$) während der Berechnung dynamischer Netzzvorgänge bezogen und unabhängig von dem Einstellwert Vorlauf in der Registerkarte ATP Daten .
I hold (prim.) Fehler! Textmarke nicht definiert.	Haltestrom (primär) Der Stromfluss durch einen der drei Schalterpole wird erst unterbrochen, wenn die Schaltzeit erreicht wurde <u>und</u> der Betrag des Augenblickswerts des primären Leiterstromes durch den Schalterpol die Schwelle I hold unterschreitet. Die Leiterströme durch die drei Schalterpole des Schalters werden unabhängig voneinander beurteilt. Die Schwelle kann mit Ihold < aktiv aktiviert werden, wenn mindestens eine der Zeiten T1..4 aktiv ist.
Uign (prim.) Fehler! Textmarke nicht definiert.	Überschlagspannung (Zündspannung) Der Schalterpol wird dann geschlossen, wenn die Schaltzeit erreicht wurde und die primäre Spannung über den Schalterpolen kleiner als der Betrag der Spannung Uign ist. Die drei Leiter des Schalters werden unabhängig voneinander beurteilt. Die Schwelle muss mit Uign > aktiv aktiviert werden, wenn mindestens eine der Zeiten T1..4 aktiv ist.
Prefault Fehler! Textmarke nicht definiert.	In ATP Daten eingestellte fehlerfreie Vorlaufzeit Vorlauf für Leitungsfehler der Leitungen 1..3 .
Simulation Time Fehler! Textmarke nicht definiert.	Gesamte Simulationsdauer startend mit $t = 0\text{ms}$ für die Berechnung dynamischer Netzzvorgänge
Betriebsart	1-polige oder 3-polige Betriebsart des Schalters - Die Schaltzeiten sind für die drei Schalterpole gleich definiert. - Die Schaltzeiten können für die drei Schalterpole unterschiedlich definiert werden.
TACS / MODELS Steuerung	Der Schalter (CB) kann 3-polig durch ein OUTPUT -Signal von MODELS gesteuert d.h. geöffnet und/oder geschlossen werden. Dazu muss die Option zuerst aktiviert werden und danach das TACS/MODELS -Steuersignal aus der Auswahlliste ausgewählt werden. Falls das Steuersignal noch nicht in der Auswahlliste enthalten ist, sollte eine Netzberechnung durchgeführt werden. Die Auswahlliste wird zu Beginn jeder Netzberechnung aktualisiert.

ATPDesigner zeigt direkt in der Netzgrafik an, wenn der **Schalter (CB)** geöffnet oder geschlossen wurde. Das Verhalten des **Schalters (CB)** ist hier mit dem eines [Schalters](#) vergleichbar.

7.2.1 Schalter (CB) Cb1..5, Messorte M1..5, Spannungs- und Stromwandler 1..5

Die [Schalter \(CB\)](#) Cb1..5 werden in ATPDesigner besonders behandelt. Für jeden der Schalter Cb1..5 kann optional ein Messort M1...5 aktiviert werden, mit dem u.a. die Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme gemessen und weiter verarbeitet werden können.

Mit den **Messorten M1..5** sind [Spannungs- und Stromwandler](#) verbunden, mit den im Sinne der Netzschutztechnik sekundärseitige Spannungen und Ströme aber auch Impedanzen berechnet werden können.

- **CT** = Current Transformer = Stromwandler
- **VT** = Voltage Transformer = Spannungswandler
- Als **Spannungswandler** steht neben einem idealen Spannungswandler (impedanzloses Übersetzungsverhältnis) auch ein kapazitiver Spannungswandler¹ zur Verfügung.
- Die **Stromwandler** können ebenfalls als impedanzloses Übersetzungsverhältnis oder mit einem Stromwandlermodell, das die magnetischen Eigenschaften eines typischen Eisenkerns (eisengeschlossener TPX-Kern) berücksichtigt, verwendet werden.
- Mit Hilfe der [Schalter \(CB\)](#) Cb1..5 und der **Messorte M1..5** können die aus Sicht der Netzschutztechnik interessierenden Mitimpedanzen Z_i der Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Messschleifen berechnet werden. Die erforderlichen Einstellwerte sind im Einstelldialog [Signalanalyse](#) zu finden. Es muss hier berücksichtigt werden, dass es sich immer um sekundärseitige Impedanzen handelt, das Übersetzungsverhältnis der Spannungs- und Stromwandler berücksichtigt werden muss.

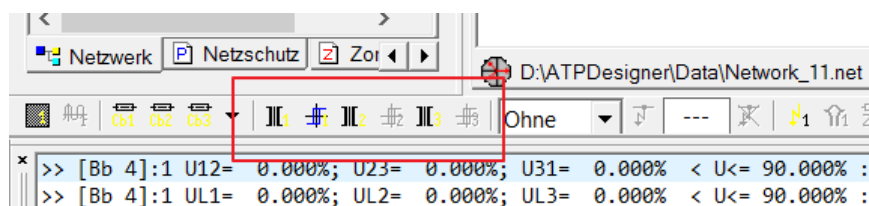


Abbildung 19: Toolbar-Buttons zum Öffnen der Einstelldialog der Schalter (Cb1...5)

Die Spannungs- und Stromwandler, die den **Schalter (CB)** Cb1..5 zugeordnet sind, können durch die oben gezeigte Toolbar oder im Hauptmenü [Netzwerk](#), Menüpunkt **Strom- und Spannungswandler** geöffnet werden.

Die Zuordnung des Einstelldialogs zu einem der **Schalter (CB)** Cb1..5 kann der Kopfzeile des Einstelldialogs entnommen werden:

¹ CVT = **Capacitive Voltage Transformer CVT**

- **Measuring Location 1** = Messort M1

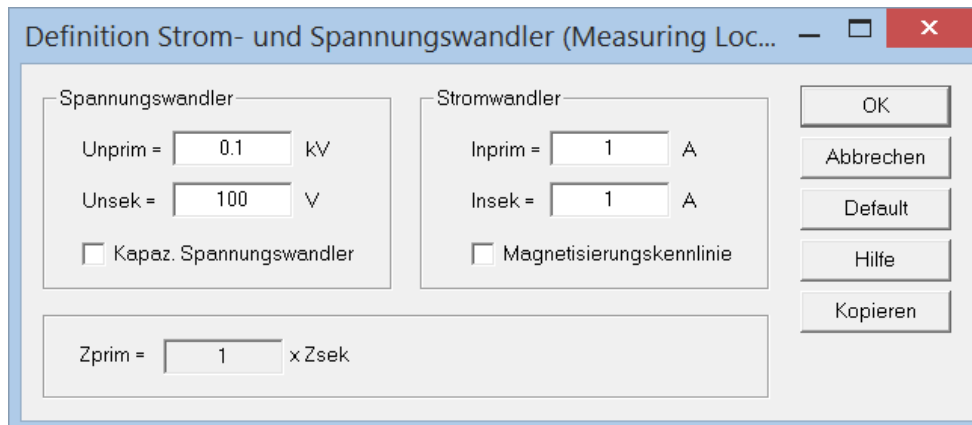


Abbildung 20: Einstelldialog der Strom- und Spannungswandler des Messortes M1

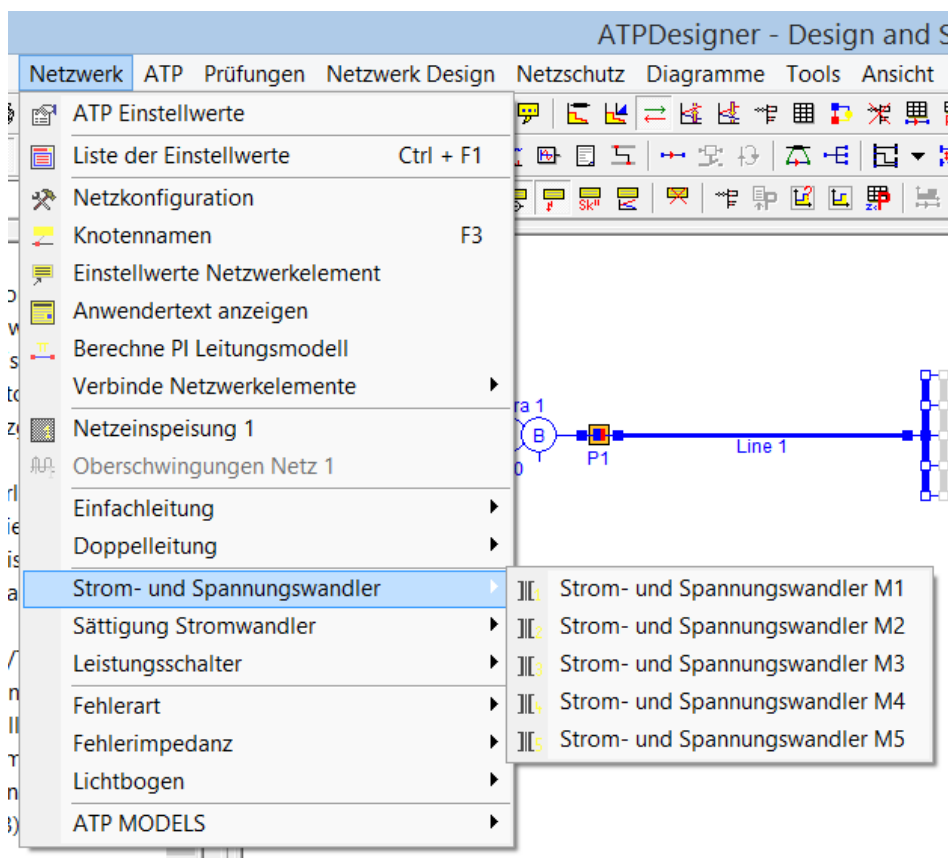


Abbildung 21: Einstelldialoge für die Spannungs- und Stromwandler Schalter (Cb1..5)

Der **Schalter (CB) Cb1..5** kann wahlweise 1-polig oder 3-polig gesteuert werden.

7.2.2 Strom- und Spannungswandler der Anlage für die Messorte M1..5

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die Strom- und Spannungswandler einer Anlage im Sinne **primärtechnischer Strom- und Spannungswandler** nachzubilden. Mit den Messorten **M1...5** der **Schalter (CB) Cb1..5** können primäre und sekundäre Spannung-

en, Ströme sowie sekundäre Impedanzen gemessen oder berechnet werden. Im Rahmen der Berechnung eines stationären Netzzustandes werden die Spannungs- und Stromwandler als mathematisches Übersetzungsverhältnis berücksichtigt. Für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** sind weitere Modelle verfügbar:

- Die Stromwandler können mit einer **Magnetisierungskennlinie** parametrisiert werden, um Stromwandlersättigung nachzubilden und
- die idealen Spannungswandler durch einen **kapazitiven Spannungswandler**¹ ersetzt werden.

Die Messorte **M1..5** sind mit primären Strom- und Spannungswandlern ausgestattet, mit deren Hilfe die sekundärseitigen Spannungen, Ströme und Impedanzen berechnet werden. Die **Messorientierung der Stromwandler** entspricht der Messrichtung des **roten Pfeils** der Messorte **M1..5**.

Bei der Berechnung der sekundären Impedanzen muss immer der dem Schalter zugeordnete Spannungs- und Stromwandler eingestellt bzw. berücksichtigt werden. Die berechneten Impedanzen sind immer **Sekundär-impedanzen**.

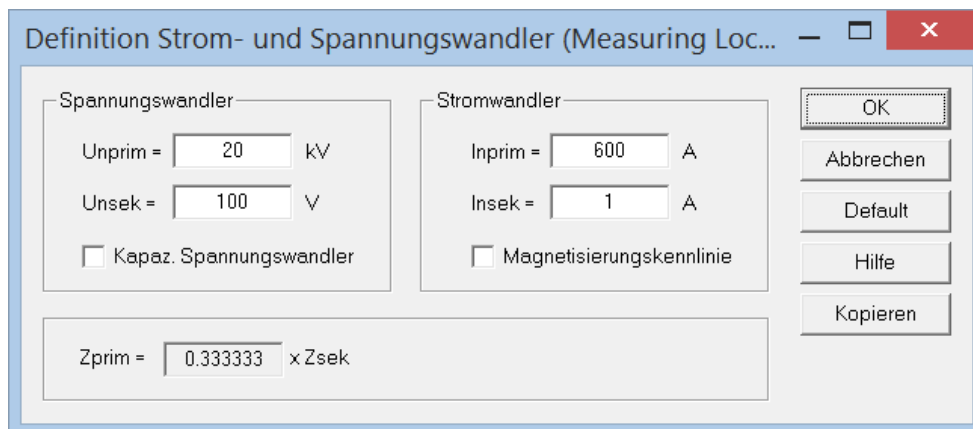



Abbildung 22: Einstelldialog der primären Strom- und Spannungswandler der Messorte M1..5

Einstellwerte	Bedeutung
Unprim	Primäre Nennspannung des primären Spannungswandlers
Unsek	Sekundäre Nennspannung des primären Spannungswandlers
Inprim	Primärer Nennstrom des primären Stromwandlers
Insek	Sekundärer Nennstrom des primären Stromwandlers
Kapaz. Spannungswandler	Aktivierung des Modells für einen primären kapazitiven Spannungswandler (CVT)
Magnetisierungskennlinie	Aktivierung des Modells für einen eisengeschlossenen primären TPX-Stromwandler mit einstellbarer Magnetisierungskennlinie Die Einstellung der Magnetisierungskennlinie erfolgt im Einstelldialog Definition der Magnetisierungskennlinie .

Darüber hinaus wird das Impedanzübersetzungsverhältnis der eingestellten Spannungs- und Stromwandler angezeigt.

Signale	Für die Messorte M1..5: Primäre Spannungen und Ströme
VAG_Mx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$
VBG_Mx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$
VCG_Mx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$
IAP_Mx	Leiterstrom $i_{L1}(t)$
IBP_Mx	Leiterstrom $i_{L2}(t)$
ICP_Mx	Leiterstrom $i_{L3}(t)$
VAB_Mx	Leiter-Leiter-Spannung $u_{12}(t)$
VBC_Mx	Leiter-Leiter-Spannung $u_{23}(t)$
VCA_Mx	Leiter-Leiter-Spannung $u_{31}(t)$
IAB_Mx	Leiter-Leiter-Strom $i_{12}(t)$
IBC_Mx	Leiter-Leiter-Strom $i_{23}(t)$
ICA_Mx	Leiter-Leiter-Strom $i_{31}(t)$
IG_Mx	Summenstrom $i_G(t) = i_{L1}(t) + i_{L2}(t) + i_{L3}(t)$
V0_Mx	Nullsystemspannung $u_0(t) = (u_{L1}(t) + u_{L2}(t) + u_{L3}(t)) / 3$
VNG_Mx	Verlagerungsspannung $u_{NG}(t) = (u_{L1}(t) + u_{L2}(t) + u_{L3}(t)) / \sqrt{3}$

Signale	Für die Messorte M1..5: Sekundäre Spannungen und Ströme
VAGSMx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$
VBGSMx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$
VCGSMx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$
IAS_Mx	Leiterstrom $i_{L1}(t)$
IBS_Mx	Leiterstrom $i_{L2}(t)$
ICS_Mx	Leiterstrom $i_{L3}(t)$
V0S_Mx	Nullsystemspannung $u_0(t)$
V1S_Mx	Mitsystemspannung $u_1(t)$
V2S_Mx	Gegensystemspannung $u_2(t)$
VNGSMx	Verlagerungsspannung $u_{NG}(t)$
I0S_Mx	Nullsystemstrom $i_0(t)$
I1S_Mx	Mitsystemstrom $i_1(t)$
I2S_Mx	Gegensystemstrom $i_2(t)$

Signale	Für den Messort M1: Sekundäre Spannungen und Ströme
OUTP04	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t) = \mathbf{VAGSM1}$
OUTP05	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t) = \mathbf{VBGSM1}$
OUTP06	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t) = \mathbf{VCGSM1}$
OUTP01	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L1}(t) = \mathbf{IAS_M1}$
OUTP02	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L2}(t) = \mathbf{IBS_M1}$
OUTP03	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L3}(t) = \mathbf{ICS_M1}$

Signale	Für den Messort M2: Sekundäre Spannungen und Ströme
OUTP10	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t) = \mathbf{VAGSM2}$
OUTP11	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t) = \mathbf{VBGSM2}$
OUTP12	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t) = \mathbf{VCGSM2}$
OUTP07	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L1}(t) = \mathbf{IAS_M2}$
OUTP08	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L2}(t) = \mathbf{IBS_M2}$
OUTP09	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L3}(t) = \mathbf{ICS_M2}$

Signale	Für den Messort M3: Sekundäre Spannungen und Ströme
OUTP16	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t) = \mathbf{VAGSM3}$

OUTP17	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t) = \mathbf{VBGSM3}$
OUTP18	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t) = \mathbf{VCGSM3}$
OUTP13	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L1}(t) = \mathbf{IAS_M3}$
OUTP14	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L2}(t) = \mathbf{IBS_M3}$
OUTP15	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L3}(t) = \mathbf{ICS_M3}$

7.2.2.1 Berechnung der sekundären Impedanzen

Darüber hinaus können sekundärseitige Impedanzen mit Hilfe einer Diskreten Fourier Transformation (DFT) berechnet werden, die in der Netzschutztechnik z.B. beim Distanzschutz verwendet werden. Die dazu benötigten Einstellungen wie z.B. der **Erdstromkompensationsfaktor** k_E erfolgen im Einstelldialog [Signalanalyse](#). Die sekundären Impedanzen werden aus den sekundären Strömen und Spannungen **OUTPxx** der jeweiligen Messorte berechnet.

Signale	Bedeutung
XAG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L1-E
XBG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L2-E
XCG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L3-E
XAB_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L1-L2
XBC_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L2-L3
XCA_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L3-L1
RAG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L1-E
RBG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L2-E
RCG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L3-E
RAB_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L1-L2
RBC_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L2-L3
RCA_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L3-L1

Es muss hier beachtet werden, dass der **Erdstromkompensationsfaktor** im Einstelldialog [Signalanalyse](#) für alle Messorte **M1...5** immer gleich eingestellt wird. Sollten für verschiedenen Messorte verschiedenen Erdstromkompensationsfaktoren benötigt werden, sollten alternativ [Mess/Schutzgeräte](#) verwendet werden. Hier kann der Erdstromkompensationsfaktor für jedes [Mess/Schutzgeräte](#) individuell eingestellt werden.

7.2.3 Strom- und Spannungswandler der Anlage global ein- und ausschalten

Die Spannungs- und Stromwandler müssen global ein- und ausgeschaltet werden. Der Einstellwert **Strom- und Spannungswandler aktivieren** ist im Einstelldialog [Einstellungen Elektrisches Netz](#), Registerkarte [Netzwerk](#) zu finden.

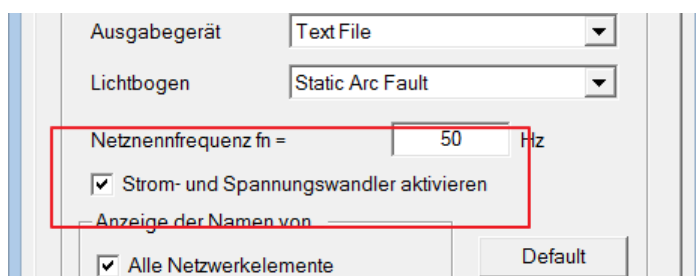


Abbildung 23: Globales EIN- und AUS-Schalten der primären Strom- und Spannungswandler

7.2.4 Ausgabe der Schaltzeiten im Meldungsfenster

Wird eine **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** durchgeführt, werden die Schaltzeiten der **Schalter (CB)** im Fenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben,

- wenn der Schalter geöffnet oder geschlossen wurde **UND**
- der Schalter mit der Schutzfunktion eines **Mess/Schutzgerätes** verbunden ist **ODER** durch Einstellung des Schalters das Öffnen/Schließen verursacht wurde.

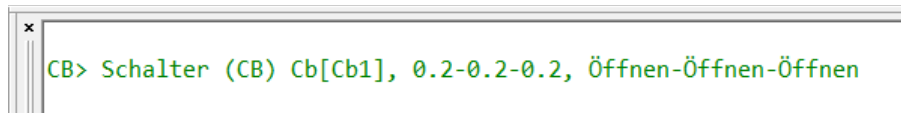
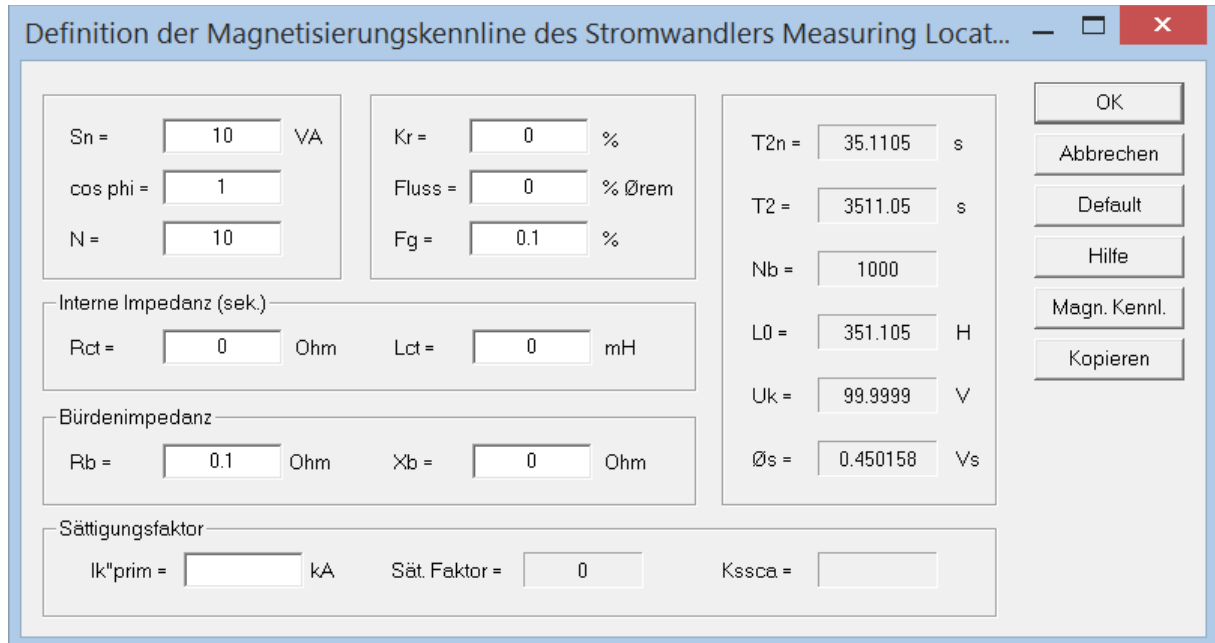


Abbildung 24: Anzeige der Schaltzeiten im Fenster für Netzschutzmeldungen

- Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] des **Schalters (CB)**
 - Cb für **Schalter (CB)**, Referenzname **Cb2, Cb3, ...**
- **Optional:** Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] eines ggfs. verbundenen **Mess/Schutzgerätes**
- Schaltzeiten in Sekunden (Leiter L1-L2-L3)
- Schaltvorgang **Öffnen** oder **Schließen** (Leiter L1-L2-L3)

7.2.5 Magnetisierungskennlinie für die Schalter (CB) Cb1..5

Die Magnetisierungskennlinie der **Schalter (CB) Cb1..5** kann durch zwei Dialoge eingestellt werden. In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstelldialog der allgemeinen Einstellwerte dargestellt. Mit Hilfe der danach abgebildeten allgemein dargestellten Magnetisierungskennlinie $B=f(H)$, die in ATPDesigner im Sinne eines Templates verwendet wird, wird eine spezifische Magnetisierungskennlinie berechnet.



Definition der Magnetisierungskennlinie des Stromwandlers Measuring Locat...

Sn = 10 VA
cos phi = 1
N = 10

Kr = 0 %
Fluss = 0 % Ørem
Fg = 0.1 %

T2n = 35.1105 s
T2 = 3511.05 s
Nb = 1000
L0 = 351.105 H
Uk = 99.9999 V
Øs = 0.450158 Vs

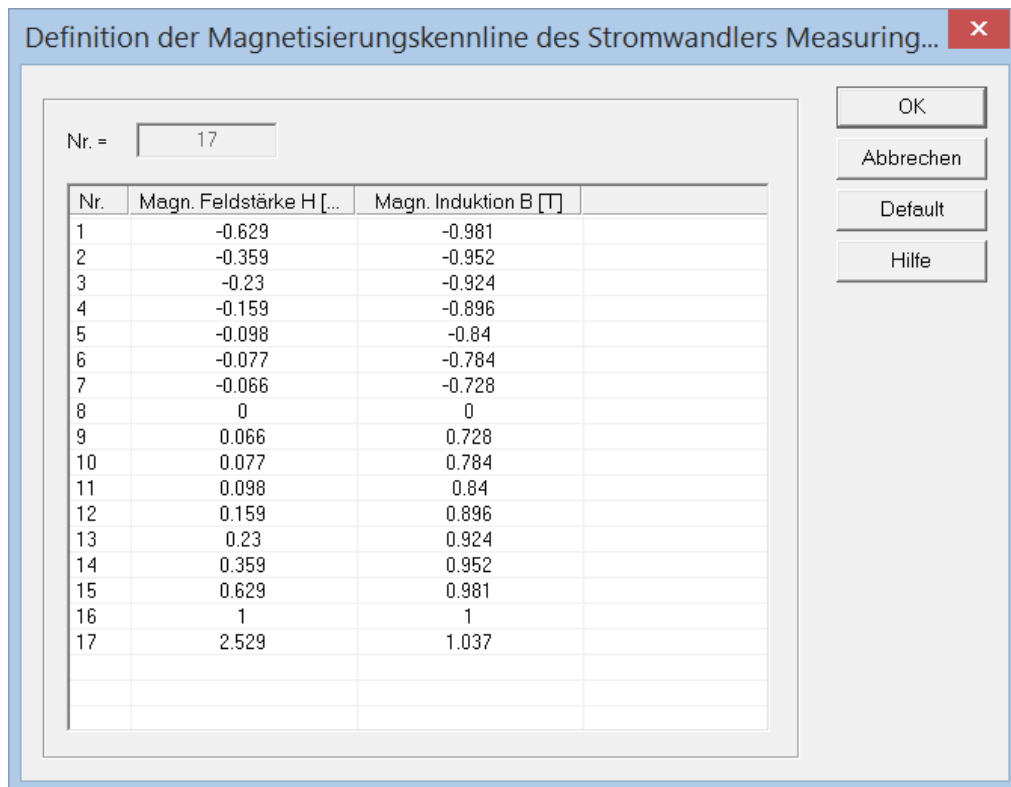
Interne Impedanz (sek.)
Rct = 0 Ohm
Lct = 0 mH

Bürdenimpedanz
Rb = 0.1 Ohm
Xb = 0 Ohm

Sättigungsfaktor
Ik"prim = kA
Sät. Faktor = 0
Kssca =

OK
Abbrechen
Default
Hilfe
Magn. Kennl.
Kopieren

Abbildung 25: Einstelldialog für die Magnetisierungskennlinie der Schalter (CB) Cb1..5



Definition der Magnetisierungskennlinie des Stromwandlers Measuring...

Nr. = 17

Nr.	Magn. Feldstärke H [...]	Magn. Induktion B [T]
1	-0.629	-0.981
2	-0.359	-0.952
3	-0.23	-0.924
4	-0.159	-0.896
5	-0.098	-0.84
6	-0.077	-0.784
7	-0.066	-0.728
8	0	0
9	0.066	0.728
10	0.077	0.784
11	0.098	0.84
12	0.159	0.896
13	0.23	0.924
14	0.359	0.952
15	0.629	0.981
16	1	1
17	2.529	1.037

OK
Abbrechen
Default
Hilfe

Abbildung 26: Einstelldialog für Magnetisierungskennlinie $B = f(H)$

7.2.6 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Click*

Das Öffnen und Schließen des Schalters per **Right Mouse Button Click** erfolgt analog zu dem [Öffnen und Schließen des Schalters eines Mess/Schutzgerätes](#).

7.2.7 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Menu*

Das Öffnen und Schließen des Schalters per **Right Mouse Button Menu** erfolgt analog zu dem [Öffnen und Schließen des Schalters eines Mess/Schutzgerätes](#).

7.3 Einstellung des Leitungsfehlers Fehlerart für Leitung 1...3

Für die **Leitungen 1...3** können mit Hilfe des Einstelldialogs 1-polige, 2-polige und 3-polige Leitungsfehler wahlweise mit/ohne Erdberührung eingestellt werden. Es muss hier beachtet werden, dass der **Kurzschluss** nicht für diese Leitungen verwendet werden kann.

Es muss hier beachtet werden, dass die hier beschriebene Einstellung des Leitungsfehlers für die **Leitungen 1...3** nur im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden kann.

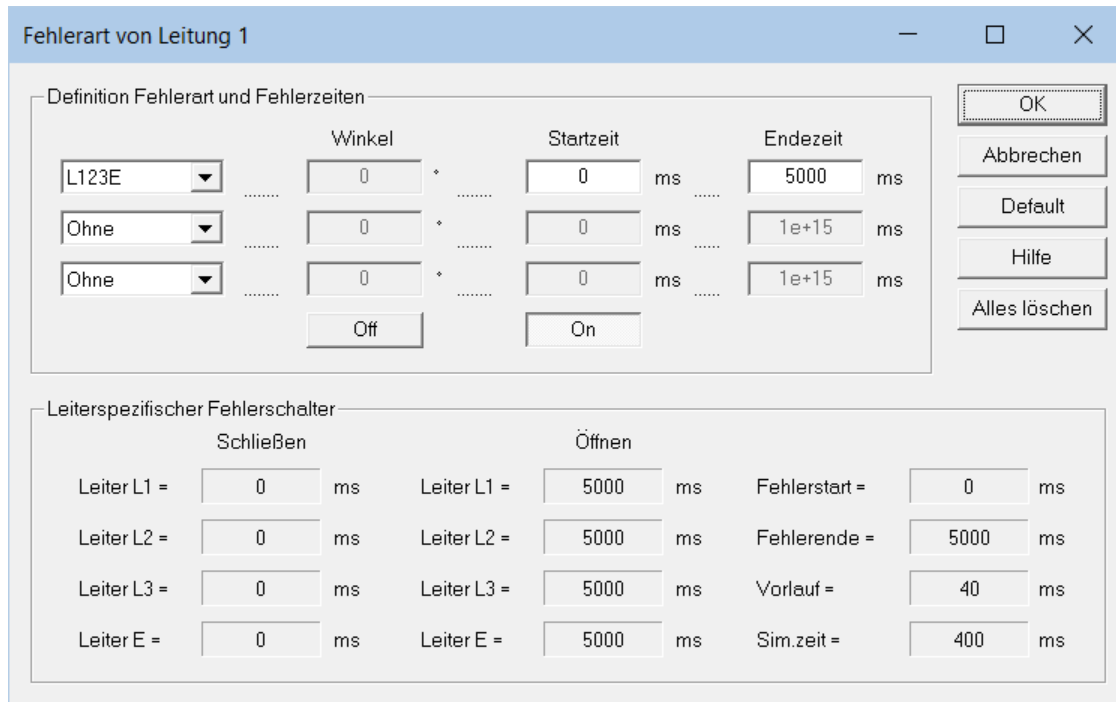
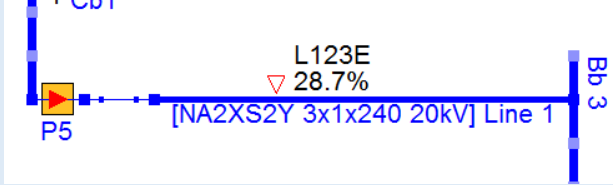


Abbildung 27: Einstelldialog Fehlerart

Einstellwert	Bedeutung
Winkel	Fehlereintrittswinkel in Grad Der Fehlereintrittswinkel wird auf den Nulldurchgang der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ vom negativen in den positiven Amplitudenbereich bezogen. 
Startzeit	Fehlereintrittszeit in ms
Endezeit	Löschzeit (Endezeit) des Fehlers in ms

⇒ Fehlereintrittszeitpunkt bzw. Fehlerstartzeit und Löschezit des Fehlers werden auf den fehlerfreien **Vorlauf** im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** bezogen.

- Tatsächlicher Fehlereintritt in ms = **Vorlauf** + **Startzeit**

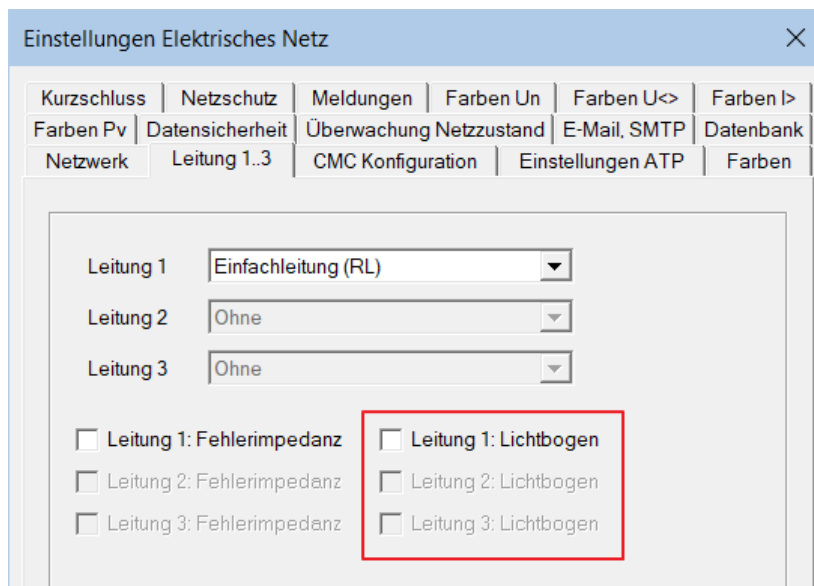
7.3.1 Leitungsfehler der Leitungen 1...3 mit einem Lichtbogen

ATPDesigner ermöglicht es, für die Fehlerorte der [Leitungen 1...3](#) einen Lichtbogen oder alternativ einen Fehlerübergangswiderstand zu aktivieren. Die Lichtbogenmodelle werden nur bei der **Berechnung dynamischer Netzzvorgänge** berücksichtigt. Es kann zwischen zwei Lichtbogenmodellen unterschieden werden.

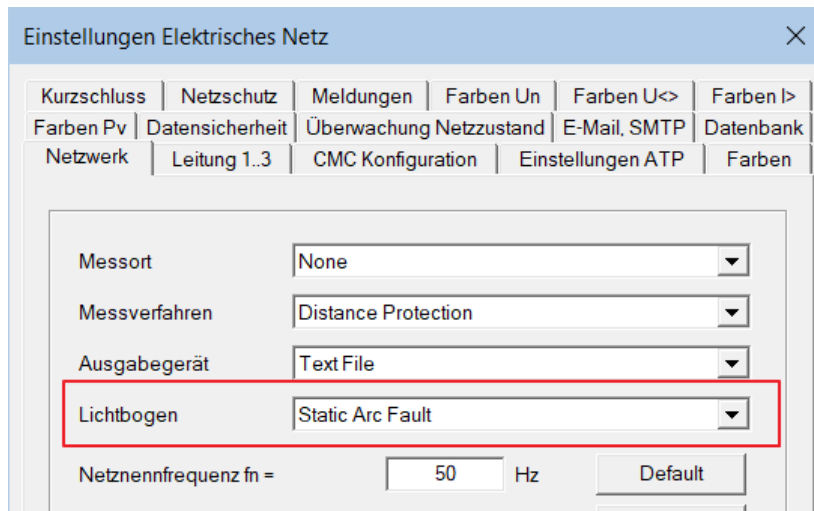
Einstellwert	Bedeutung
Static Arc Fault	Lichtbogen mit einem Verhalten, das nur durch die maximale Lichtbogenspannung definiert wird (Statischer Lichtbogen).
Dynamic Arc Fault	Lichtbogen mit einem zeitabhängigen Verhalten (Dynamischer Lichtbogen)

Um ein Lichtbogenmodell nutzen zu können, müssen folgende Einstellungen erfolgen.

- Es muss eine der [Leitungen 1...3](#) im Netzwerk eingefügt werden. Das kann z.B. mit dem Toolbar-Button  mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Pfeil erfolgen.
- Im Einstelldialog [Einstellungen Elektrisches Netz](#), Registerkarte [Leitung 1...3](#) muss die Option **Leitung x: Lichtbogen** aktiviert werden.



- Im Einstelldialog [Einstellungen Elektrisches Netz](#), Registerkarte [Netzwerk](#) muss für den Einstellwert **Lichtbogen** die Option **Static Arc Fault** (stationärer Lichtbogen) ausgewählt werden.



In der nachfolgenden Abbildung sind die Leiter-Erd-Spannungen vor und nach Eintritt eines 3-poligen Kurzschlusses gegen Erde dargestellt. Der Fehlerort liegt sehr nahe am Einbauort der Spannungswandler. Der Einfluss des Lichtbogenmodells **Static Arc Fault** ist zu erkennen.

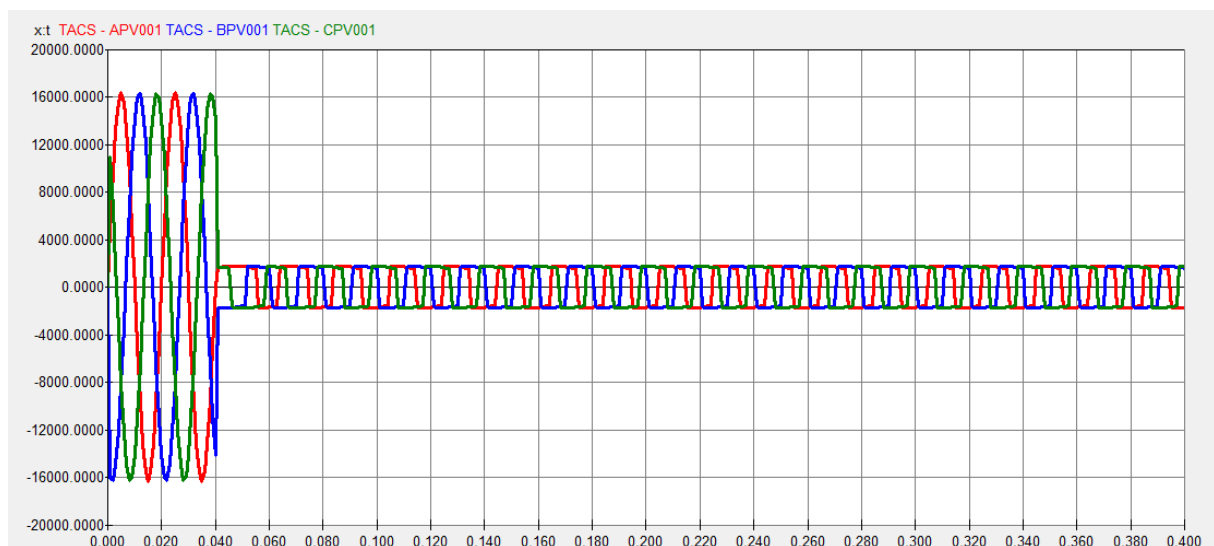


Abbildung 28: Leiter-Erd-Spannungen bei einem 3-pol. Kurzschluss mit stat. Lichtbogen

In Abbildung 29 sind die Leiter-Erd-Spannungen dargestellt, die sich bei Verwendung des dynamischen Lichtbogenmodells **Dynamic Arc Fault** ergeben.

Die beiden Lichtbogenmodelle werden in dem **TACS**-Modul des ATP nachgebildet. Daher kann ein Lichtbogen zusammen mit den **MODELS**-basierten Schutzfunktionen für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet werden.

- ⇒ Im Falle der Berechnung eines stationären Netzzustandes kann ein Lichtbogen in erster Näherung als Resistanz R ggfs. mit einem induktiven Anteil X nachgebildet werden.

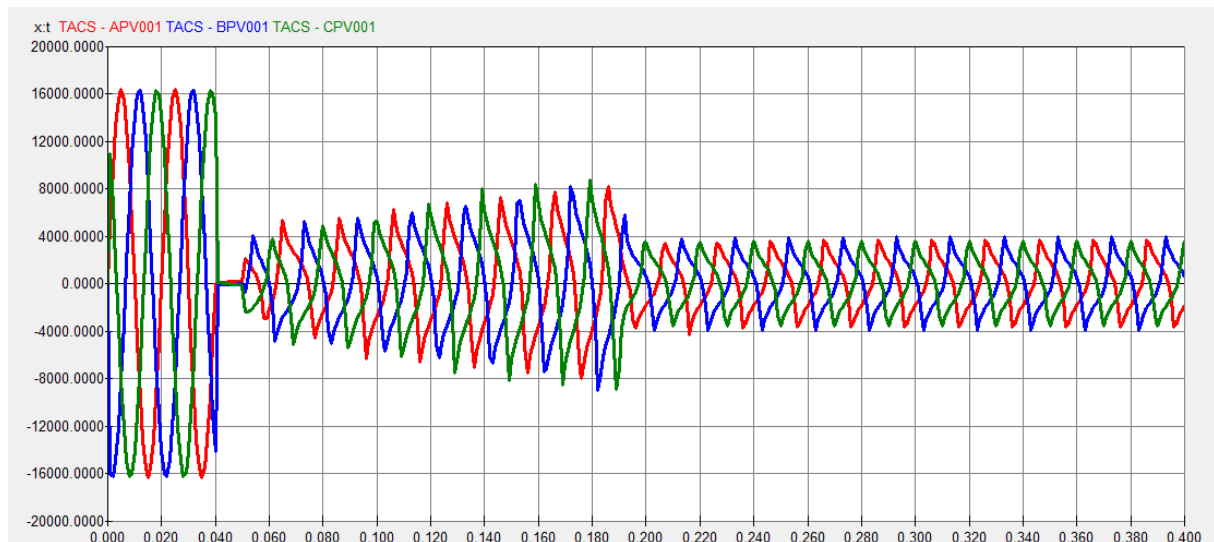


Abbildung 29: Leiter-Erd-Spannungen bei einem 3-pol. Kurzschluss mit dyn. Lichtbogen

7.3.2 Leitungsfehler der Leitungen 1...3 mit einem Fehlerübergangswiderstand

Um einen Fehlerübergangswiderstand zu verwenden, muss im Einstelldialog [Einstellen Elektrisches Netz](#), Registerkarte [Leitung 1...3](#) die Option **Leitung x: Fehlerimpedanz** aktiviert werden.

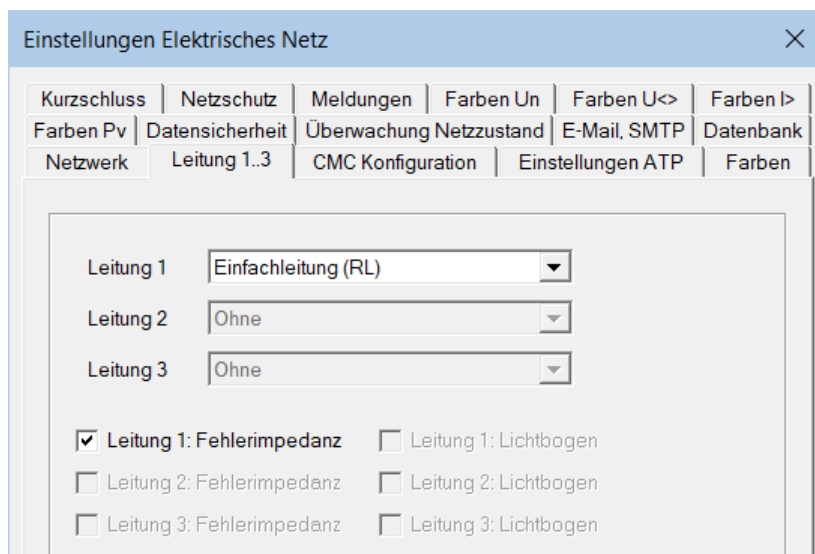


Abbildung 30: Fehlerübergangswiderstand für den Leitungsfehler *Leitung 1...3*

Danach kann mit Hilfe eines Buttons  oder im Hauptmenü **Netzwerk**, Menüpunkt **Fehlerimpedanz** der Einstelldialog wie in nachfolgende Abbildung dargestellt geöffnet werden.

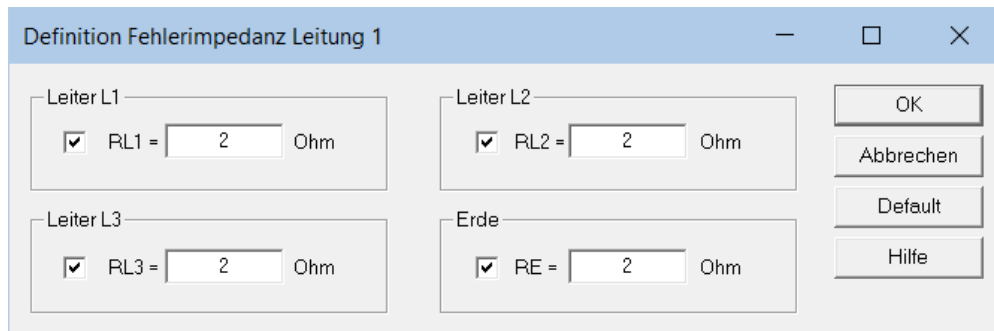
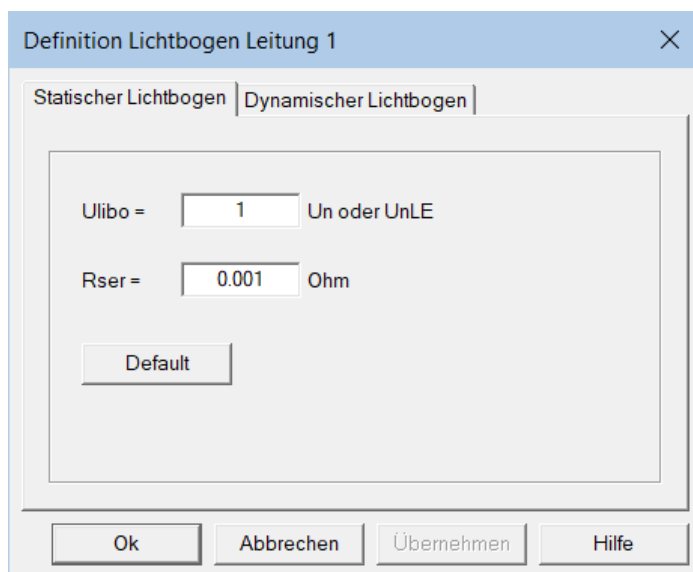


Abbildung 31: Einstelldialog der Fehlerimpedanz für den Leitungsfehler Leitungen 1...3

7.3.3 Registerkarte Statischer Lichtbogen - Static Arc Fault



Mit Hilfe des Toolbar-Buttons  oder dem Menüpunkt **Lichtbogen** im Hauptmenü **Netzwerk** kann der Einstelldialog wie nachfolgend dargestellt geöffnet werden. Die Einstellwerte definieren ein einfaches Modell, das eine rechteckförmige Lichtbogenspannung am Fehlerort erzeugt. Das Modell des Lichtbogens ist zeitunabhängig, d.h. Lichtbogenspannung U_{libo} und Serienresistanz R_{ser} sind zeitlich konstant.


Abbildung 32: Einstelldialog *Definition Lichtbogen*, Registerkarte *Statischer Lichtbogen*

Einstellwert	Bedeutung
Ulibo	Lichtbogenspannung in % U_n bzw. in % $U_{LEn} = \%U_n/\sqrt{3}$
Rser	Widerstand in Serie zur Lichtbogenspannung

Mit Hilfe des ATP-Modells **Type 92 Multiphase, Piecewise-Linear Resistanz with Flashover** wird eine nicht-lineare Kennlinie wie in Abbildung 33 dargestellt realisiert.

Für Lichtbogen Leiter-Erde

$$U_{libo\ peak} = \frac{U_n \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{libo}}{100\%}$$

Für Lichtbogen Leiter-Leiter

$$U_{libo\ peak} = (U_n \cdot \sqrt{2}) \cdot \frac{U_{libo}}{100\%}$$

$$I_{libo\ peak} = \frac{U_{libo\ peak}}{100k\Omega}$$

Durch die Wahl des Knickpunktes [$U_{libo\ peak}$, $I_{libo\ peak}$] wird erreicht, dass die Spannung über dem nichtlinearen Element schon bei geringen Strömen auf den eingestellten Maximalwert U_{libo} begrenzt wird. Dadurch wird eine rechteckförmige Lichtbogenspannung erzeugt, die in Phase zu dem Fehlerstrom liegt. Dadurch entsteht ein Lichtbogen mit ohmschem Charakter. Der Widerstand R_{ser} liegt als ohmscher Widerstand in Serie zu der Lichtbogenspannung. Mit diesem Widerstand kann z.B. ein zusätzlicher Übergangswiderstand berücksichtigt werden.

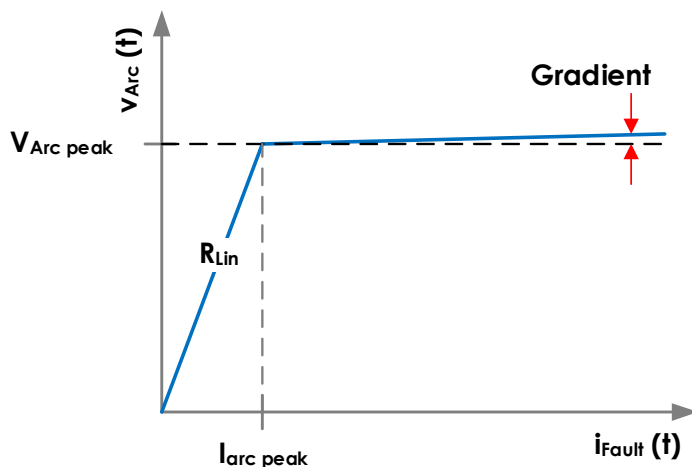


Abbildung 33: Kennlinie des Modells für einen Statischen Lichtbogen

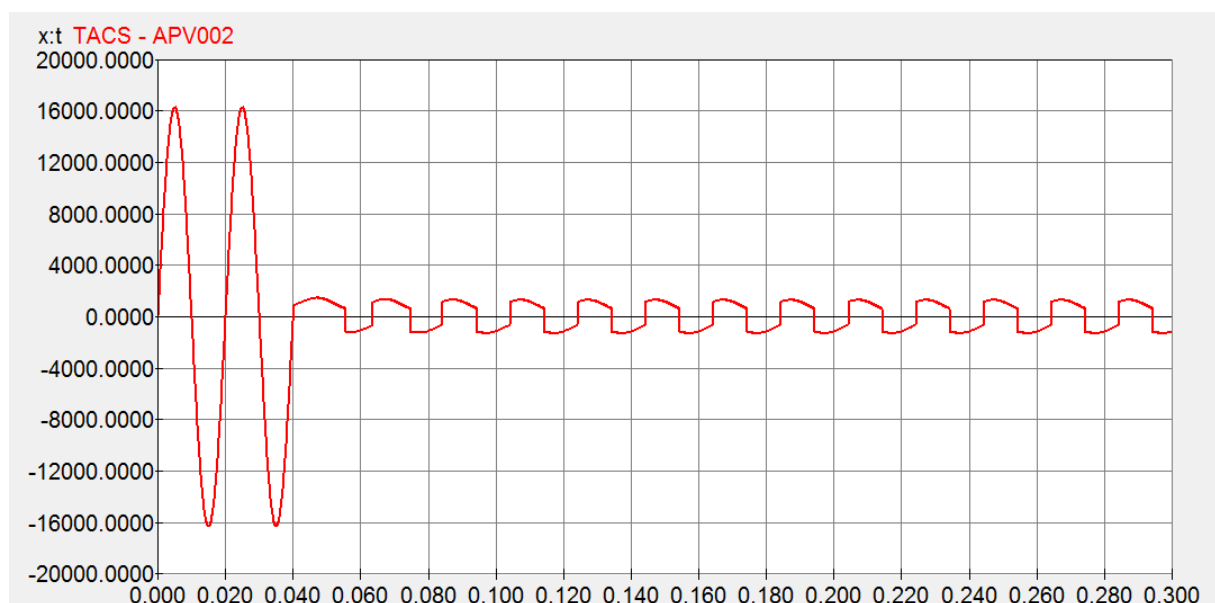


Abbildung 34: Statischer Lichtbogen- Leiter-Erd-Spannung bei Kurzschluss mit Lichtbogen

In der vorangehenden Abbildung ist die Leiter-Erd-Spannung an einer Leitung eines 20kV-Netzes abgebildet, an der ein Kurzschluss mit Lichtbogen basierend auf dem Modell **statischer Lichtbogen** ansteht. Es ist zu erkennen, dass die Leiter-Erd-Spannung aus einem rechteckförmigen Anteil (= Lichtbogenspannung) und einem sinusförmigen Anteil (= Längsspannungsfall an der Leitung) besteht.

Die nachfolgende Tabelle 1 gibt an, zwischen welchen Leitern bzw. Leiter und Erde abhängig von der Kurzschlussart ein Lichtbogen nachgebildet wird. So bedeutet **R_{L1E}** dass das Lichtbogenmodell zwischen Leiter L1 und Erde geschaltet wird. Ein Lichtbogen zwischen den Leitern L1 und L2 wird mit **R_{L12}** gekennzeichnet.

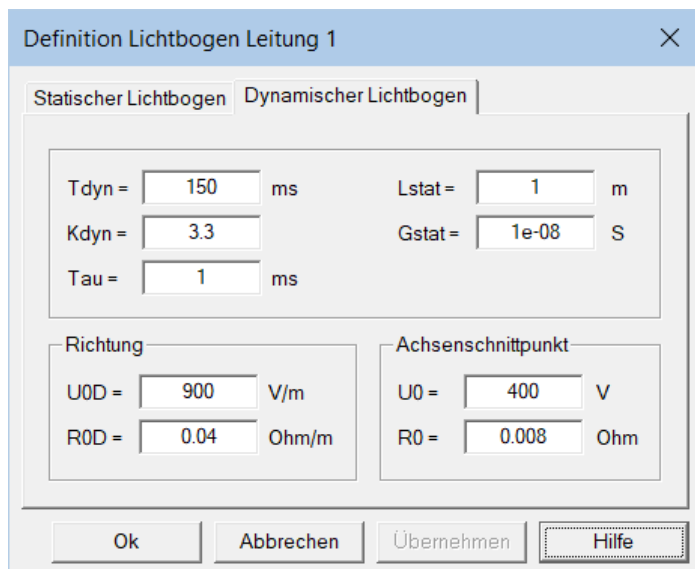
Fehlerart	Lichtbogen nachgebildet durch
L1	R_{L1E}
L2	R_{L2E}
L3	R_{L3E}
L12E	R_{L1E} und R_{L2E}
L23E	R_{L2E} und R_{L3E}
L31E	R_{L1E} und R_{L3E}
L12	R_{L12}
L23	R_{L23}
L13	R_{L13}
L123	R_{L12} und R_{L23}
L123E	R_{L1E} und R_{L2E} und R_{L3E}

Tabelle 1: *Statischer Lichtbogen* - Lichtbogennachbildung abhängig von der Kurzschlussart

7.3.4 Registerkarte *Dynamischer Lichtbogen* - *Dynamic Arc Fault*



Mit Hilfe des Toolbar-Buttons  oder dem Menüpunkt **Lichtbogen** im Hauptmenü [Netzwerk](#) kann der Einstelldialog in Abbildung 396 geöffnet werden.



Definition Lichtbogen Leitung 1

Statischer Lichtbogen | Dynamischer Lichtbogen

Tdyn = 150 ms Lstat = 1 m

Kdyn = 3.3 Gstat = 1e-08 S

Tau = 1 ms

Richtung

U0D = 900 V/m U0 = 400 V

R0D = 0.04 Ohm/m R0 = 0.008 Ohm

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 35: Einstelldialog *Definition Lichtbogen*, Registerkarte *Dynamischer Lichtbogen*

Die nachfolgende Tabelle gibt an, zwischen welchen Leitern bzw. Leiter und Erde abhängig von der Kurzschlussart ein Lichtbogen nachgebildet wird. So bedeutet R_{L1E} dass das Lichtbogenmodell zwischen Leiter L1 und Erde geschaltet wird. Ein Lichtbogen zwischen den Leitern L1 und L2 wird mit R_{L12} gekennzeichnet.

Fehlerart	Lichtbogen nachgebildet durch
L1	R_{L1E}
L2	R_{L2E}
L3	R_{L3E}
L12E	R_{L1E} und R_{L2E}
L23E	R_{L2E} und R_{L3E}
L31E	R_{L1E} und R_{L3E}
L12	R_{L12}
L23	R_{L23}
L13	R_{L13}
L123	R_{L12} und R_{L23}
L123E	R_{L1E} und R_{L2E} und R_{L3E}

Tabelle 2: Dynamischer Lichtbogen - Lichtbogennachbildung abhängig von der Kurzschlussart

Die Zeitkonstante T_{Dyn} kann nach Tabelle 3 näherungsweise bestimmt werden.

	Minimalwert	Mittelwert	Maximalwert
20 kV - waagrechte Isolatoranordnung			
$I_k = 2,0 \text{ kA}$	0,02 ms	0,22 ms	0,54 ms
$I_k = 3,2 \text{ kA}$	0,02 ms	0,31 ms	0,65 ms
$I_k = 5,5 \text{ kA}$	0,04 ms	0,28 ms	0,64 ms
20 kV - senkrechte Isolatoranordnung			
$I_k = 2,0 \text{ kA}$	0,13 ms	0,34 ms	0,67 ms
$I_k = 3,2 \text{ kA}$	0,02 ms	0,12 ms	0,24 ms
$I_k = 5,5 \text{ kA}$	0,07 ms	0,17 ms	0,30 ms
110 kV - waagrechte Isolatoranordnung			
$I_k = 5,0 \text{ kA}$	0,34 ms	0,61 ms	0,86 ms
$I_k = 7,5 \text{ kA}$	0,25 ms	0,62 ms	1,20 ms
$I_k = 10,0 \text{ kA}$	0,35 ms	0,59 ms	1,00 ms
$I_k = 12,5 \text{ kA}$	0,20 ms	0,58 ms	0,72 ms
110 kV - senkrechte Isolatoranordnung			
$I_k = 5,0 \text{ kA}$	0,50 ms	0,66 ms	0,98 ms
$I_k = 7,5 \text{ kA}$	0,36 ms	0,60 ms	0,90 ms
$I_k = 10,0 \text{ kA}$	0,33 ms	0,52 ms	1,02 ms
$I_k = 12,5 \text{ kA}$	0,22 ms	0,40 ms	0,62 ms
220 kV - waagrechte Isolatoranordnung			
$I_k = 5,0 \text{ kA}$	0,26 ms	0,68 ms	0,90 ms
$I_k = 7,5 \text{ kA}$	0,20 ms	0,57 ms	0,92 ms
$I_k = 10,0 \text{ kA}$	0,37 ms	0,65 ms	1,00 ms
$I_k = 12,5 \text{ kA}$	0,50 ms	0,63 ms	0,72 ms

Tabelle 3: Dynamischer Lichtbogen – Anhaltswerte für die Zeitkonstanten T_{dyn} [8]

7.3.5 Einstellung der Fehlerimpedanz - Fault Impedance



Nachdem der Fehlerübergangswiderstand im Einstelldialog [Einstellungen Elektrisches Netz](#), Registerkarte [Leitung 1...3](#) aktiviert wurde, kann mit Hilfe eines Buttons  oder im Hauptmenü **Netzwerk**, Menüpunkt **Fehlerimpedanz** der nachfolgende Einstelldialog geöffnet werden. Die 3-phasige Fehlerimpedanz am Fehlerort besteht aus einer Sternschaltung der drei Resistenzen R_{L123} . Vom Sternpunkt ausgehend wird eine Resistanz R_E gegen Erde geschaltet.

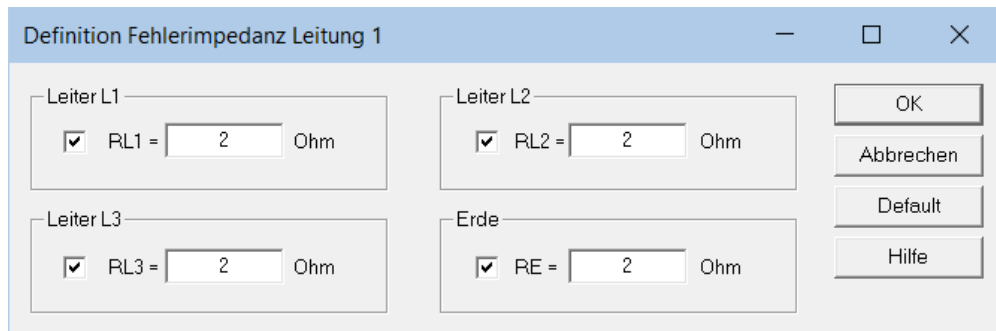


Abbildung 36: Einstelldialog *Definition Fehlerimpedanz*

Einstellwert	Bedeutung
RL1	Resistanz Leiter L1 zum internen Sternpunkt
RL2	Resistanz Leiter L2 zum internen Sternpunkt
RL3	Resistanz Leiter L3 zum internen Sternpunkt
RE	Resistanz vom internen Sternpunkt gegen Erde

Das interne ATP basierte Modell der Fehlerimpedanz besteht aus vier Resistenzen, die entsprechend der nachfolgenden Abbildung in einer Sternschaltung gegen Erde geschaltet sind.

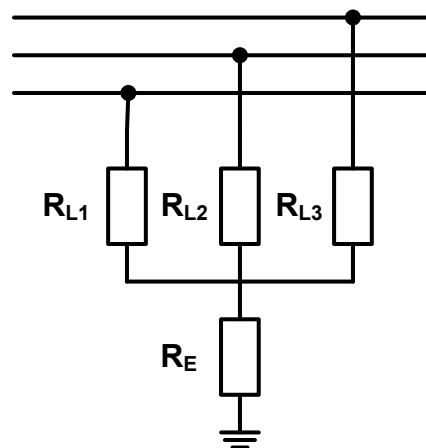
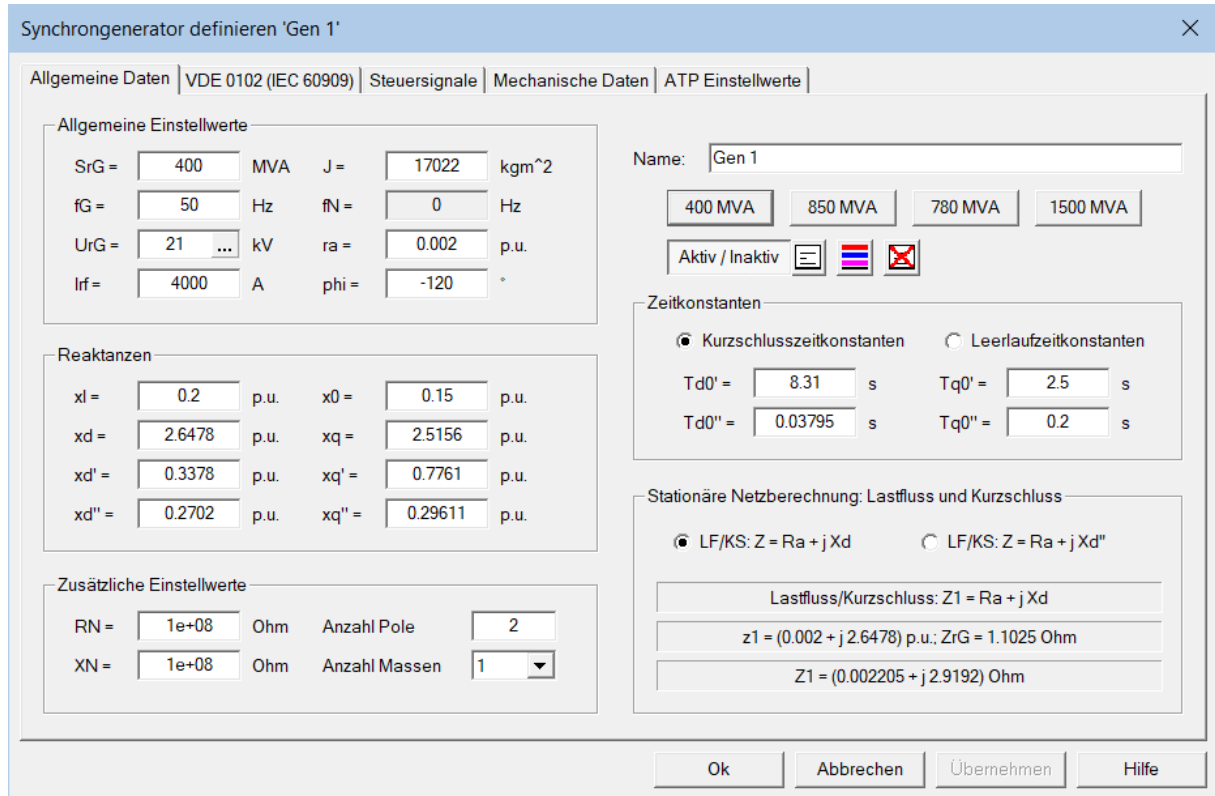


Abbildung 37: *Fehlerimpedanz – internes ATP basiertes Modell*

7.4 Synchrongenerator und Kraftwerksmodell Generator

Das Netzwerkelement **Generator** kann zur **Berechnung stationärer Netzzustände** und basierend auf dem ATP Modell S.M. 59 zur **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden. Dazu werden unterschiedliche Berechnungsmodelle verwendet.



Synchrongenerator definieren 'Gen 1'

Algemeine Daten | VDE 0102 (IEC 60909) | Steuersignale | Mechanische Daten | ATP Einstellwerte

Allgemeine Einstellwerte

SrG = 400 MVA J = 17022 kgm²
 fG = 50 Hz fN = 0 Hz
 UrG = 21 kV ra = 0.002 p.u.
 Irf = 4000 A phi = -120 °

Name: Gen 1

400 MVA 850 MVA 780 MVA 1500 MVA

Aktiv / Inaktiv   

Reaktanzen

xl = 0.2 p.u. x0 = 0.15 p.u.
 xd = 2.6478 p.u. xq = 2.5156 p.u.
 xd' = 0.3378 p.u. xq' = 0.7761 p.u.
 xd'' = 0.2702 p.u. xq'' = 0.29611 p.u.

Zeitkonstanten

☒ Kurzschlusszeitkonstanten ☐ Leerlaufzeitkonstanten

Td0' = 8.31 s Tq0' = 2.5 s
 Td0'' = 0.03795 s Tq0'' = 0.2 s

Zusätzliche Einstellwerte

RN = 1e+08 Ohm Anzahl Pole 2
 XN = 1e+08 Ohm Anzahl Massen 1

Stationäre Netzberechnung: Lastfluss und Kurzschluss

☒ LF/KS: Z = Ra + j Xd ☐ LF/KS: Z = Ra + j Xd''

Lastfluss/Kurzschluss: Z1 = Ra + j Xd

z1 = (0.002 + j 2.6478) p.u.; ZrG = 1.1025 Ohm

Z1 = (0.002205 + j 2.9192) Ohm

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 38: Einstelldialog Synchrongenerator / Kraftwerksmodell

7.4.1 Numerische Modelle des Generators

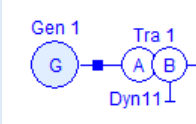
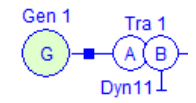
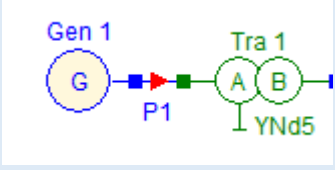
7.4.1.1 Berechnung eines stationären Netzzustandes – Internes Modell

Im Falle der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** d.h. im Falle einer Lastfluss- oder Kurzschlussstromberechnung wird der Synchrongenerator durch eine 3-phasige symmetrische Drehspannungsquelle (Polradspannung im Mitsystem) und eine zyklisch symmetrische Impedanzmatrix zur Nachbildung der Impedanzen in Mit-, Gegen- und Nullsystem nachgebildet. Die Mit- und Gegenimpedanzen können durch Verwendung der zyklisch symmetrischen Impedanzmatrix unterschiedlich sein.

In der Gruppe **Stationäre Netzberechnung: Lastfluss und Kurzschluss** muss ein geeignetes Impedanzmodell für eine Lastflussberechnung im fehlerfreien Normalbetrieb des Netzes oder für eine Kurzschlussberechnung ausgewählt werden.

- ⇒ Vor dem Start der **Berechnung stationärer Netzzustände** muss unbedingt zuerst das geeignete Berechnungsmodell für den Synchrongenerator ausgewählt werden.

ATPDesigner kennzeichnet durch die verschiedene Füllfarben des Generatorsymbols das vom Anwender gewählte Impedanzmodell. Werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung zurückgesetzt, so wird als Füllfarbe wieder die Hintergrundfarbe der Netzansicht verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
LF/KS: $Z = R + j X_d$ 	Das Impedanzmodell verwendet die synchronen Reaktanzen X_d und X_q in Mit- und Gegensystem. ▪ Empfohlen für Lastflussberechnungen im fehlerfreien Normalbetrieb des Netzes
LF/KS: $Z = R + j X_d''$ 	Das Impedanzmodell verwendet die subtransienten Reaktanzen X_d'' und X_q'' in Mit- und Gegensystem. ▪ Empfohlen in Anlehnung an VDE 0102 [2] für Kurzschlussstromberechnungen Für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 selbst werden die normativen Impedanzmodelle Norm verwendet, die sich z.B. durch Impedanzkorrekturfaktoren von dem hier beschriebenen Impedanzmodell unterscheiden.
	ATPDesigner verwendet das ATP basierte Modell für den Synchrongenerator, das im Falle der Berechnung eines stationären Netzzustandes eine ideale symmetrische Drehspannungsquelle ohne Impedanz verwendet. ▪ Empfohlen für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Weitere Informationen sind im Kapitel [Lastfluss-/Kurzschlussberechnung: Ersatzschaltbild](#) enthalten. Es wird empfohlen, vor der Anwendung des Netzwerkelementes **Generator** dieses Kapitel zu lesen.

7.4.1.2 Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Wird eine **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** gestartet, ermöglicht das Netzwerkelement die Nachbildung der mechanischen und elektrischen Eigenschaften eines Kraftwerks mit Synchrongenerator. Die mechanischen Eigenschaften als n-Massen-Modell mit $n \geq 2$ können in der Registerkarte **Mechanische Daten** definiert werden.

- ⇒ Die Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** beinhaltet Einstellwerte, die für das Modell eines Synchrongenerators zur **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** benötigt werden.

Einstellwert	Bedeutung
SrG	Bemessungsscheinleistung in MVA
fG	Frequenz in Hz
UrG	Bemessungsspannung in kV
Irf	Bemessungserregerstrom in A
J	Massenträgheitsmoment als 1-Massen-Modell in $\text{kg} \cdot \text{m}^2$
fN	Netznennfrequenz des Netzes
ra	Stator (Armature) Resistanz in p.u.
phi	Absoluter Phasenwinkel der Klemmenspannung $\underline{U}_{L1}$ Mit Hilfe des Phasenwinkels kann das interne symmetrische Drehspannungssystem des Synchrongenerators gegenüber dem Netz gedreht werden. Dadurch ist es möglich, die Wirkleistungsabgabe des Synchrongenerators für die Berechnung stationärer Netzzustände (z.B. für die Lastflussberechnung) oder als Anfangswert zur Berechnung dynamischer Netzvorgänge von Hand einzustellen.
xl	Streureaktanz des Stators in p.u.
x0	Nullsystemreaktanz in p.u.
xd	synchrone Reaktanz in d-Richtung in p.u.
xd'	transiente Reaktanz in d-Richtung in p.u.
xd''	subtransiente Reaktanz in d-Richtung in p.u.
xq	synchrone Reaktanz in q-Richtung in p.u.
xq'	transiente Reaktanz in q-Richtung in p.u.
xq''	subtransiente Reaktanz in q-Richtung in p.u.
RN	Resistanz einer Serienimpedanz im Stator-Sternpunkt in Ohm
XN	Reaktanz $X = j\omega L$ einer Serienimpedanz im Stator-Sternpunkt in Ohm
Anzahl Pole	Anzahl Pole des Generators, <u>nicht</u> Anzahl der Polpaare
Anzahl Massen	Anzahl Massen des Mehrmassen-Modells zur Nachbildung der mechanischen Eigenschaften des Turbosatzes

Die Impedanzen des Synchrongenerators werden auf die Bemessungsimpedanz $\underline{Z}_{rG}$ bezogen berechnet.

$$\underline{Z}_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} = 1 \text{ p.u.}$$

7.4.1.2.1 Kurzschlusszeitkonstanten oder Leerlaufzeitkonstanten

Die folgenden Zeitkonstanten können entweder im Kurzschlussbetrieb (**Short-Circuit**) oder Leerlaufbetrieb (**Open-Circuit**) gemessen worden sein.

Einstellwert	Bedeutung
Td0'	Transiente Zeitkonstante in d-Richtung in s
Td0''	Subtransiente Zeitkonstante in d-Richtung in s
Tq0'	Transiente Zeitkonstante in q-Richtung in s
Tq0''	Subtransiente Zeitkonstante in q-Richtung in s

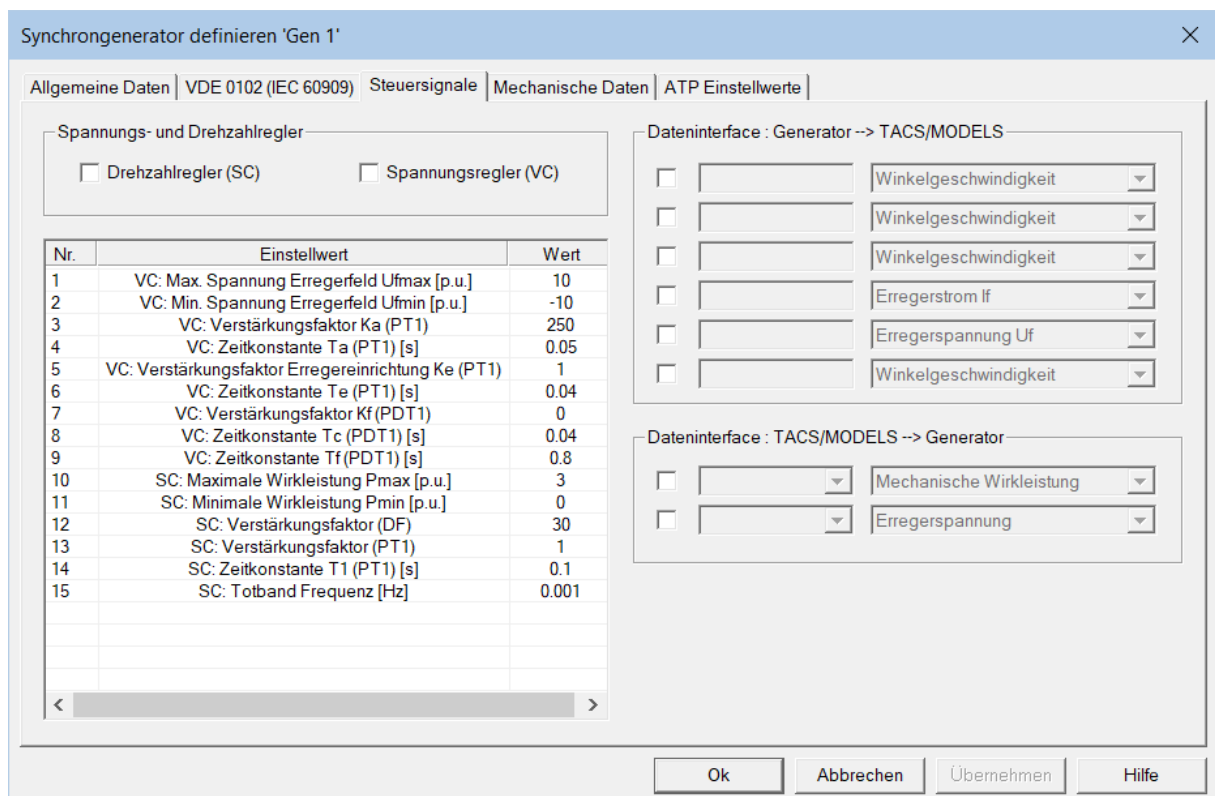
Der Index „0“ der Zeitkonstanten ist nur für die Leerlaufzeitkonstanten zulässig, wird aber der Einfachheit halber in dem Einstelldialog auch für die Kurzschlusszeitkonstanten verwendet.

7.4.2 Registerkarte Steuersignale

Mit Hilfe der Einstellwerte kann das ATP Modell des Synchrongenerators mit [TACS](#) oder [MODELS](#) verbunden werden. Mit Hilfe dieser ATP Elemente können z.B. Regelkreise implementiert werden. ATPDesigner unterstützt den Anwender durch einen einfachen Drehzahlregelkreis und einen Spannungsregelkreis, die beide in der Programmiersprache [MODELS](#) implementiert und durch Einstellwerte aktiviert werden können.

7.4.2.1 Dateninterface TACS/MODELS → Generator

Der Einstelldialog der [MODELS](#)-Software für Drehzahl- und Spannungsregelung sowie für das allgemeine ATP-Interface von/zu **TACS/MODELS** ist nachfolgend dargestellt. Die Einstellwerte werden nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** benötigt.



Nr.	Einstellwert	Wert
1	VC: Max. Spannung Erregerfeld Ufmax [p.u.]	10
2	VC: Min. Spannung Erregerfeld Ufmin [p.u.]	-10
3	VC: Verstärkungsfaktor Ka (PT1)	250
4	VC: Zeitkonstante Ta (PT1) [s]	0.05
5	VC: Verstärkungsfaktor Erregereinrichtung Ke (PT1)	1
6	VC: Zeitkonstante Te (PT1) [s]	0.04
7	VC: Verstärkungsfaktor Kf (PDT1)	0
8	VC: Zeitkonstante Tc (PDT1) [s]	0.04
9	VC: Zeitkonstante Tf (PDT1) [s]	0.8
10	SC: Maximale Wirkleistung Pmax [p.u.]	3
11	SC: Minimale Wirkleistung Pmin [p.u.]	0
12	SC: Verstärkungsfaktor (DF)	30
13	SC: Verstärkungsfaktor (PT1)	1
14	SC: Zeitkonstante T1 (PT1) [s]	0.1
15	SC: Totband Frequenz [Hz]	0.001

Abbildung 39: Einstelldialog Drehzahlregler, Spannungsregler, Interface zu TACS/MODELS

Mit Hilfe des Interface können Steuersignale aus **TACS** oder **MODELS** als Eingangsgrößen in das Modell eingebunden werden.

- **Mechanische Wirkleistung : Steuerung der Wirkleistungszufuhr**
Mit Hilfe des Signals kann z.B. eine Drehzahlregelung in **TACS** oder **MODELS** aufgebaut werden. In diesem Fall kann das Signal z.B. als Steuerung der Dampfventile eines Dampfkraftwerkes interpretiert werden.
- **Erregerspannung : Steuerung der Feldspannung der Erregerwicklung**
Mit Hilfe des Signals kann der Erregerstrom und damit die Blindleistungsein- bzw. -ausspeisung gesteuert werden. Dadurch kann eine Spannungsregelung in **TACS** oder **MODELS** aufgebaut werden.

7.4.2.2 Dateninterface Generator → TACS/MODELS

Mit Hilfe des Interfaces können Ausgangsgrößen des Modells in **TACS** oder **MODELS** basierenden Algorithmen verarbeitet werden.

- **Winkelgeschwindigkeit (Angular Velocity)**
Absolute Umdrehungsgeschwindigkeit in Radiant / Sekunde

$$f_{\text{elektr.}} = \frac{\text{Winkelgeschwindigkeit} \cdot p}{2\pi}$$

mit p = Anzahl Polpaare = Anzahl Pole / 2

- **Winkel : Rotorwinkel in Radiant**
Der Rotorwinkel wird jede Sekunde um $2\pi f_{\text{Netz}} / \text{Anzahl Polpaare}$ erhöht. Der Polradwinkel ϑ kann wie folgt berechnet werden:

$$\vartheta = \text{Winkel} - \frac{2\pi t}{p \cdot T}$$

- Simulationszeit t
- Anzahl Polpaare p = Anzahl Pole / 2
- Netzperiode $T = 1 / f_n$

Beispiel:

Generator mit 2 Polpaaren (4 polige Maschine, $NP = 4$, $p = 2$) und der Netzfrequenz $f_n = 50\text{Hz}$. Der Rotorwinkel erhöht sich um

$$2\pi 50\text{Hz} / (4 / 2) = 2\pi 50\text{Hz} / 2 = \pi 50\text{Hz}$$

während einer Sekunde bzw. um π während einer Netzperiode von 20ms.

- **Erregerstrom I_f (Field Winding Current I_f) : Feldstrom I_f [A]**
- **Erregerspannung U_f (Field Winding Voltage V_f) : Feldspannung U_f [V]**

7.4.3 Spannungs- und Drehzahlregler

Mit den Einstellwerten **Drehzahlregler (SC)** und **Spannungsregler (VC)** in Abbildung 39 werden in der ATP-Programmiersprache **MODELS** implementierte Regelungsverfahren von ATPDesigner automatisch in die .ATP-Eingabedatei eingebunden.

Einstellwert	Bedeutung
Spannungsregelung (VC)	Algorithmus zur Spannungsregelung aktivieren
Drehzahlregelung (SC)	Algorithmus zur Drehzahlregelung aktivieren

7.4.3.1 Spannungsregelung (VC)

Die **Spannungsregelung (VC)** wird als Regelkreis durch einen PDT3-Regler mit Min-/Max Begrenzung der Spannung des Erregerfeldes realisiert. Die Erregerspannung wird aus der Grundschiwingung der Leiter-Erd-Spannungen berechnet, die am Netzknoten der Generatorklemmen gemessen werden. Die netzfrequente Grundschiwingung wird mit Hilfe eines FIR-Cos-Filters berechnet, dessen Einschwingzeit eine Periode der netzfrequenten Grundschiwingung beträgt. Die Regelung der Erregerspannung wird erst 40ms nach Simulationsstart freigegeben.

- VC: Max. Field Voltage [p.u.]**
 VC: Maximal zulässige Spannung des Erregerfeldes [p.u.]
if VF>VFMAX then VF:=VFMAX endif
- VC: Min. Field Voltage [p.u.]**
 VC: Minimal zulässige Spannung des Erregerfeldes [p.u.]
if VF<VFMIN then VF:=VFMIN endif
- VC: KA Verstärkungsfaktor Amplifier (PT1)**
 VC: Verstärkungsfaktor PT1-Glied
CLAPLACE(EF1/DU):=(KA | s0)/(1 | s0+TA | s1)
- VC: TA Zeitkonstante Amplifier (PT1)**
 VC: Zeitkonstante PT1-Glied
CLAPLACE(EF1/DU):=(KA | s0)/(1 | s0+TA | s1)
- VC: KE Verstärkungsfaktor Erregereinrichtung (PT1)**
 VC: Verstärkungsfaktor PT1-Glied Erregereinrichtung
CLAPLACE(EF0/EF1):=(KE | s0)/(1 | s0+TE | s1)
- VC: TE Zeitkonstante Erregereinrichtung (PT1)**
 VC: Zeitkonstante PT1-Gliedes der Erregereinrichtung
CLAPLACE(EF0/EF1):=(KE | s0)/(1 | s0+TE | s1)
- VC: KF Verstärkungsfaktor Erregerfeld (PDT1)**
 Verstärkungsfaktor des Erregerfeld PDT1-Gliedes
CLAPLACE(VFF/EF0):=(KF | s0+TC | s1)/(1 | s0+TF | s1)
- VC: TC Zeitkonstante Erregerfeld (PDT1)**
 Zeitkonstante des Erregerfeld PDT1-Gliedes
CLAPLACE(VFF/EF0):=(KF | s0+TC | s1)/(1 | s0+TF | s1)

- **VC: TF Zeitkonstante Erregerfeld (PDT1)**
Zeitkonstante des Erregerfeld PDT1-Gliedes
CLAPLACE(VFF/EF0):=(KF | s0+TC | s1)/(1 | s0+TF | s1)

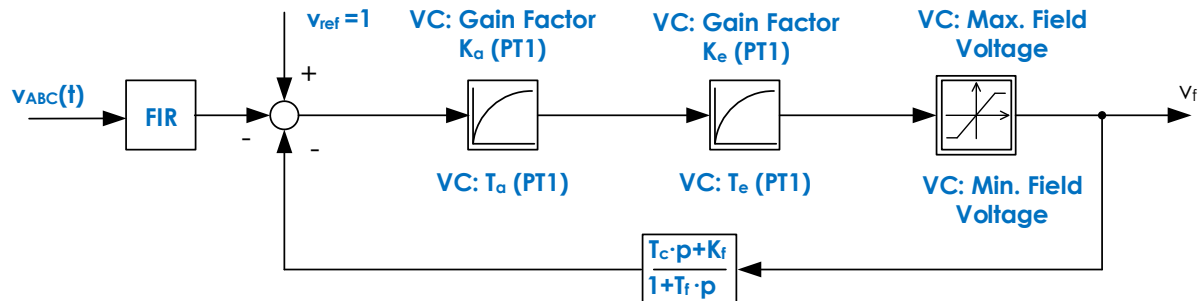


Abbildung 40: Blockschaltbild der Spannungsregelung

Wenn die Spannungsregelung wie in Abbildung 401 gezeigt ohne Drehzahlregelung verwendet wird, muss beachtet werden, dass der Regelkreis über das Elektroenergieversorgungsnetz (Netzeinspeisung) geschlossen wird.

- **V_{ABC} (t)**
Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ gemessen an den netzseitigen Anschlussklemmen des Generators
- **V_{Field}**
Spannung der Erregerwicklung des Generators

7.4.3.2 Drehzahlregelung (SC)

Die **Drehzahlregelung (SC)** wird als Regelkreis durch ein PT1-Glied mit Min-/Max-Begrenzung der Spannung des Erregerfeldes realisiert.

- **SC: Max. Power [p.u.]**
Maximal zulässige primäre Wirkleistung (z.B. Antriebsleistung der Turbine)
if P_{Int}>F_{PMAX} then P_{GEN}:=F_{PMAX} endif
- **SC: Min. Power [p.u.]**
Minimal zulässige primäre Wirkleistung (z.B. Antriebsleistung der Turbine)
if P_{Int}<F_{PMIN} then P_{GEN}:=F_{PMIN} endif

Der Wert der primären Wirkleistung 1 p.u. entspricht nicht der Nennwirkleistung des Generators. Das ATP berechnet vor Start der Netzberechnung die stationären Anfangszustände von Spannungen, Strömen und Leistungen des Elektroenergieversorgungsnetzes. Die in diesem Netzzustand ins Netz eingespeiste Wirkleistung wird als 1 p.u. für die danach folgende Netzberechnung festgelegt. Die Leistungen der Lasten müssen sinnvoll auf die Nennleistung des Generators eingestellt werden und sollten diese nicht überschreiten.

- **SC: Gain Factor (DF)**
Verstärkungsfaktor für die Berechnung der Frequenzabweichung
DF:=FSOLL-Freq
DF:=DF*FGain

- **SC: Gain factor (PT1)**
Verstärkungsfaktor des PT1-Gliedes
 $\text{CLAPLACE (DFPT1/DF)} := (\text{FKPT} | s0) / (1 | s0 + \text{FTPT} | s1)$
- **SC: T1 (PT1) [s]**
Zeitkonstante des PT1-Gliedes
 $\text{CLAPLACE (DFPT1/DF)} := (\text{FKPT} | s0) / (1 | s0 + \text{FTPT} | s1)$
- **SC: Fdead [Hz]**
Totband der Drehzahlregelung: Liegt die Abweichung der elektrischen Frequenz des **Generators** von der Generatorfrequenz f_G innerhalb des Totbandes, so erfolgt keine Drehzahlregelung.
 $\text{if abs(DF)} \leq \text{FDEAD then DF:=0 endif}$

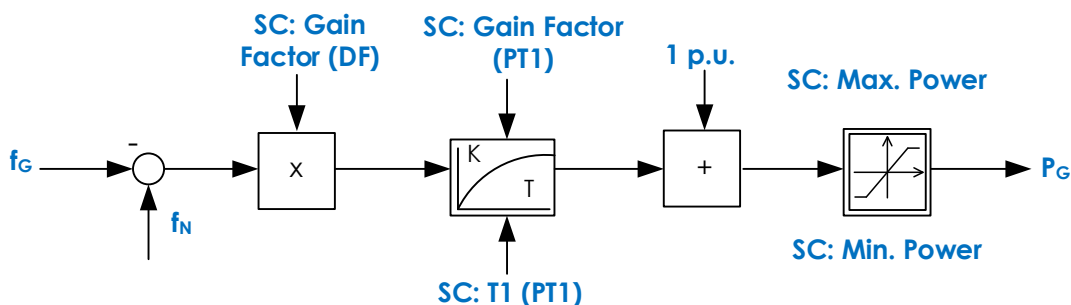


Abbildung 41: Blockschaltbild der Drehzahlregelung

Wenn die Drehzahlregelung ohne Spannungsregelung verwendet wird muss beachtet werden, dass der Regelkreis über das Elektroenergieversorgungsnetz (Netzeinspeisung) geschlossen wird.

Signal	Bedeutung
f_G	Elektrische Frequenz des Generators berechnet aus der Drehzahl und der Polpaarzahl des Generators
P_G	Primäre Wirkleistung z.B. Antriebsleistung der Turbine

7.4.4 Ausgabe von Signalen in einem Diagramm

In der nachfolgenden Tabelle ist für das Netzelement **Gen xxx** die Bedeutung der in der .PL4-Datei ausgegebenen Signale erläutert. Diese Signale können in einem [Diagramm](#) dargestellt werden.

Signal	Bedeutung
GPWxxx	Polradwinkel [Grad] (Die Berechnung funktioniert nur wenn eine Netzeinspeisung vorhanden ist.)
GFRxxx	Elektrische Frequenz des Generators [Hz]
GNMxxx	Mechanische Drehzahl [1/min]
GPHxxx	Mechanischer Winkel [Grad] Der mechanische Winkel des Generators dreht bei Nenndrehzahl je Umdrehung um 2π weiter.
GPGxxx	Wirkleistung der Turbine [p.u.]

GVFxxx	Erregerspannung [p.u.]
GVBxxx	Mittlerer Betrag der Grundschiwingung der Leiter-Erd-Spannungen [p.u.]
GDFxxx	Frequenzabweichung [Hz] = Gain Factor (DF) · (fn - f(t))
GV1xxx	Leiter-Erd-Spannung UL1 [V] (Ausgangssignal FIR-Cos-Filter)
GV2xxx	Leiter-Erd-Spannung UL2 [V] (Ausgangssignal FIR-Cos-Filter)
GV3xxx	Leiter-Erd-Spannung UL3 [V] (Ausgangssignal FIR-Cos-Filter)

$$GVBxxx = \sqrt{U_{L1}^2 + U_{L2}^2 + U_{L3}^2}$$

mit U_{L1} , U_{L2} und U_{L3} : Ausgangsspannungen des FIR-cos-Filters, bezogen auf U_n

Die Liste der verfügbaren Signale enthält auch interne Signale der Synchrongeneratoren (Kraftwerksmodell), die mit dem Präfix **Machx** beginnen. Der Parameter x beschreibt eine fortlaufende Nummer.

Signal	Bedeutung
MACH1 – IA	Primärer Strom in der Statorwicklung Phase A (= R) [A]
MACH1 – IB	Primärer Strom in der Statorwicklung Phase B (= S) [A]
MACH1 – IC	Primärer Strom in der Statorwicklung Phase C (= T) [A]
MACH1 – TQ GEN	Elektromechanisches Drehmoment, das durch die Netzlast auf den Synchrongenerator wirkt [10 ⁶ Nm]
MACH1 – ANG1	Polradwinkel des Synchrongenerators [rad]
MACH1 – VEL1	Abweichung der mechanischen Drehzahl von der Nenn-drehzahl [rad / s] Bei negativem Vorzeichen ist der Wert kleiner als die Nenn-drehzahl. Bei positivem Vorzeichen ist der Wert größer als die Nenn-drehzahl. Umrechnung rad/s in Umdrehungen pro Minute 1/min: $U/\text{min} = \frac{VEL1}{2 \cdot \pi \cdot 60}$
MACH1 – ID	Primärer Strom in der d Achse der Statorwicklung [A]
MACH1 – IQ	Primärer Strom in der q Achse der Statorwicklung [A]
MACH1 – IO	Primärer Strom im Nullsystem in der Statorwicklung [A]
MACH1 – IF	Primärer Strom in der Erregerwicklung [A]
MACH1 – IKD	Primärer Strom in der d Achse im Dämpferkäfig [A]
MACH1 – IG	Primärer Strom in der Wirbelstromwicklung [A]
MACH1 – IKQ	Primärer Strom in der q Achse im Dämpferkäfig [A]
MACH1 – EFD (VF)	Angelegte Erregerspannung
MACH1 – MFORCE	Elektromagnetische Kraft im Luftspalt
MACH1 – TQ GEN	Elektromechanisches Drehmoment, das durch die Netzlast auf den Synchrongenerator wirkt [10 ⁶ Nm]

7.4.5 Verwendung der beiden Regelungen für Drehzahl und Spannung

Beide Regelungsarten sind im Netzbetrieb einzeln möglich. Läuft das Generatormodell im Inselbetrieb, so sind beide Regelungsarten zu aktivieren, da sich ansonsten die Drehzahl des Generators ändert oder sich die Leistung nicht korrekt einstellt.

7.4.6 Registerkarte VDE 0102 (60909) für den Synchrongenerator

Die **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** mit dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle berücksichtigt den Synchrongenerator als 3-phasige, zyklisch-symmetrische Impedanzmatrix. Die Einstellwerte in nachfolgender Abbildung werden für die Berechnung dieser Impedanz benötigt. Die Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem werden wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_{1GK} = K_G \cdot \underline{Z}_{1G} = K_G \cdot (R_{1G} + jX_{1d}'')$$

$$\underline{Z}_{2GK} = K_G \cdot \underline{Z}_{2G} = K_G \cdot (R_{2G} + jX_2) \approx \underline{Z}_{1GK}$$

$$\underline{Z}_{0GK} = K_G \cdot \underline{Z}_{0G} = K_G \cdot (R_{0G} + jX_0)$$

$$K_G = \frac{V_{nG}}{V_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \cdot \sin(\phi)}$$

Mit einer zyklisch-symmetrischen Impedanzmatrix ist es möglich, wie nach VDE 0102 gefordert den Synchrongenerator mit $\underline{Z}_1 \neq \underline{Z}_2 \neq \underline{Z}_0$ nachzubilden.

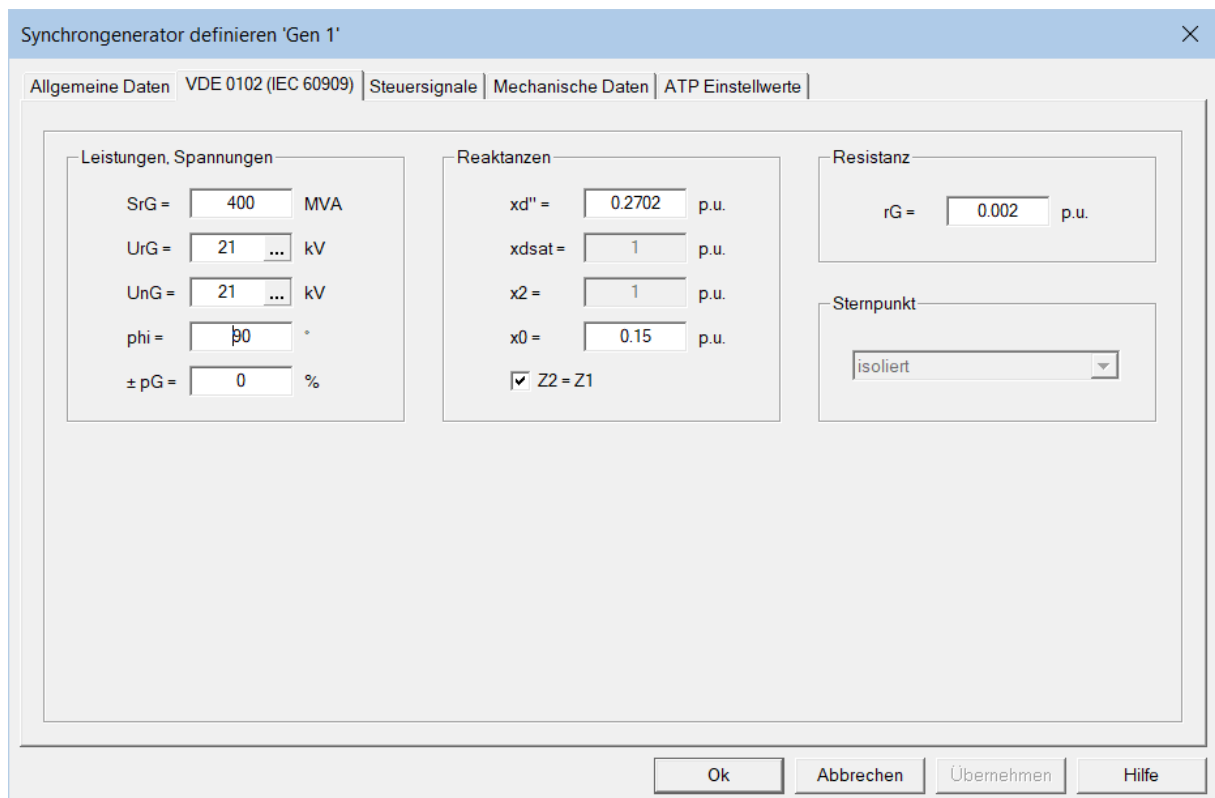


Abbildung 42: VDE 0102 bezogene Einstellwerte des Synchrongenerators

Mehrere Einstellwerte des Einstelldialogs der Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** sind auch in der Registerkarte **Allgemeine Daten** enthalten.

Einstellwert	Bedeutung
SrG	Bemessungsscheinleistung in MVA
UrG	Bemessungsspannung in kV
UnG	Nennspannung in kV
phi	Lastwinkel in Grad
±pG	Stellung des Stufenschalters in %
xd"	subtransiente Reaktanz in d-Richtung in p.u.
xdsat	gesättigte synchrone Reaktanz in p.u.
x2	Gegenimpedanz in p.u.
x0	Nullimpedanz in p.u.
Z2 = Z1	= Aktiv: die Gegenimpedanz wird gleich der Mitimpedanz verwendet = Inaktiv: der Einstellwert der Gegenimpedanz wird verwendet
rG	Stator (Armature) Resistanz in p.u. Die Resistanz wird nach VDE 0102 zur Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes i_k'' verwendet. Der Einstellwert ist identisch mit dem Einstellwert r_a in der Registerkarte Allgemeine Daten
Sternpunkt	Sternpunktbehandlung ▪ isoliert ▪ kompensiert ▪ starr geerdet ▪ impedanz geerdet

7.4.6.1.1 Berechnung des Stoßkurzschlussstromes i_p

Zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes i_p wird nach VDE 0102 die fiktive Resistanz R_{Gf} verwendet.

7.4.6.2 Berechnung der zyklisch-symmetrischen Impedanzmatrix

Rotierende Betriebsmittel wie z.B. Synchrongeneratoren können im Allgemeinen im natürlichen System durch eine zyklisch-symmetrische Impedanzmatrix $\underline{\underline{Z}}_{L123}$ beschrieben werden, die mit Hilfe der Transformationsmatrix $\underline{\underline{T}}$ bzw. deren Inversen $\underline{\underline{T}}^{-1}$ in den Bildbereich der Symmetrischen Komponenten transformiert werden kann.

$$\underline{\underline{Z}}_{L123} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_A & \underline{Z}_B & \underline{Z}_C \\ \underline{Z}_C & \underline{Z}_A & \underline{Z}_B \\ \underline{Z}_B & \underline{Z}_C & \underline{Z}_A \end{pmatrix}$$

$$\underline{\underline{T}} = \frac{1}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{pmatrix} \quad \underline{\underline{T}}^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{pmatrix}$$

$$\text{mit dem Drehoperator } \underline{a} = -0,5 + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Geht man davon aus, dass die Impedanzen in Mitsystem $\underline{Z}_1$, Gegensystem $\underline{Z}_2$ und Nullsystem $\underline{Z}_0$ im Allgemeinen unterschiedlich sind, d.h.

$$\underline{Z}_1 \neq \underline{Z}_2 \neq \underline{Z}_0$$

so ergibt sich aus der zyklisch-symmetrischen Impedanzmatrix $\underline{Z}_{123}$ durch Transformation eine vollständig entkoppelte Impedanzmatrix $\underline{Z}_{012}$ im Bildbereich der Symmetrischen Komponenten.

$$\underline{Z}_{012} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_A + \underline{Z}_B + \underline{Z}_C & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_A + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_B + \underline{a} \cdot \underline{Z}_C & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_A + \underline{a} \cdot \underline{Z}_B + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_C \end{pmatrix}$$

Umgekehrt kann aus den Impedanzen der Symmetrischen Komponenten die drei Impedanzen $\underline{Z}_A$, $\underline{Z}_B$ und $\underline{Z}_C$ der zyklisch-symmetrischen Impedanzmatrix des natürlichen Systems berechnet werden.

$$\underline{Z}_A = \frac{1}{3} \cdot (\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2)$$

$$\underline{Z}_B = \frac{1}{3} \cdot (\underline{Z}_0 + \underline{a} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_2)$$

$$\underline{Z}_C = \frac{1}{3} \cdot (\underline{Z}_0 + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_1 + \underline{a} \cdot \underline{Z}_2)$$

7.4.6.3 Näherungsweise Berechnung der Reaktanzen in Mit- und Gegensystem

Folgende vereinfachte Annahmen können für einen Synchrongenerator üblicher Bauweise näherungsweise angenommen werden. In nachfolgender Tabelle sind beispielhaft die Gleichungen zur Berechnung der Mitsystem- und Gegensystemreaktanzen aus den subtransienten Reaktanzen angegeben. Es muss hier die allgemeine Beschreibung des Synchrongenerators durch subtransiente, transiente und synchrone Reaktanzen etc. berücksichtigt werden. Näheres kann der Fachliteratur z.B. [15] entnommen werden.

Betriebsmittel	Mitsystemreaktanz	Gegensystemreaktanz
Turbogenerator	$X_1 \approx X_d''$	$X_2 \approx X_d''$
Schenkelpolgenerator	$X_1 \approx X_d''$	$X_2 \approx \frac{X_d'' + X_q''}{2}$

Tabelle 4: Näherungsweise Berechnung der Mit- und Gegenreaktanz

7.4.7 Registerkarte *Mechanische Daten* - Kraftwerksmodell mit rotierenden Massen

Das Netzberechnungsprogramm ATP ermöglicht es, das Kraftwerk mit einem Mehrmassenmodell bestehend aus mehreren Turbinen und einem Generator nachzubilden. Eine zusätzlich vorhandene Erregermaschine wird als rotierende Masse vernachlässigt.

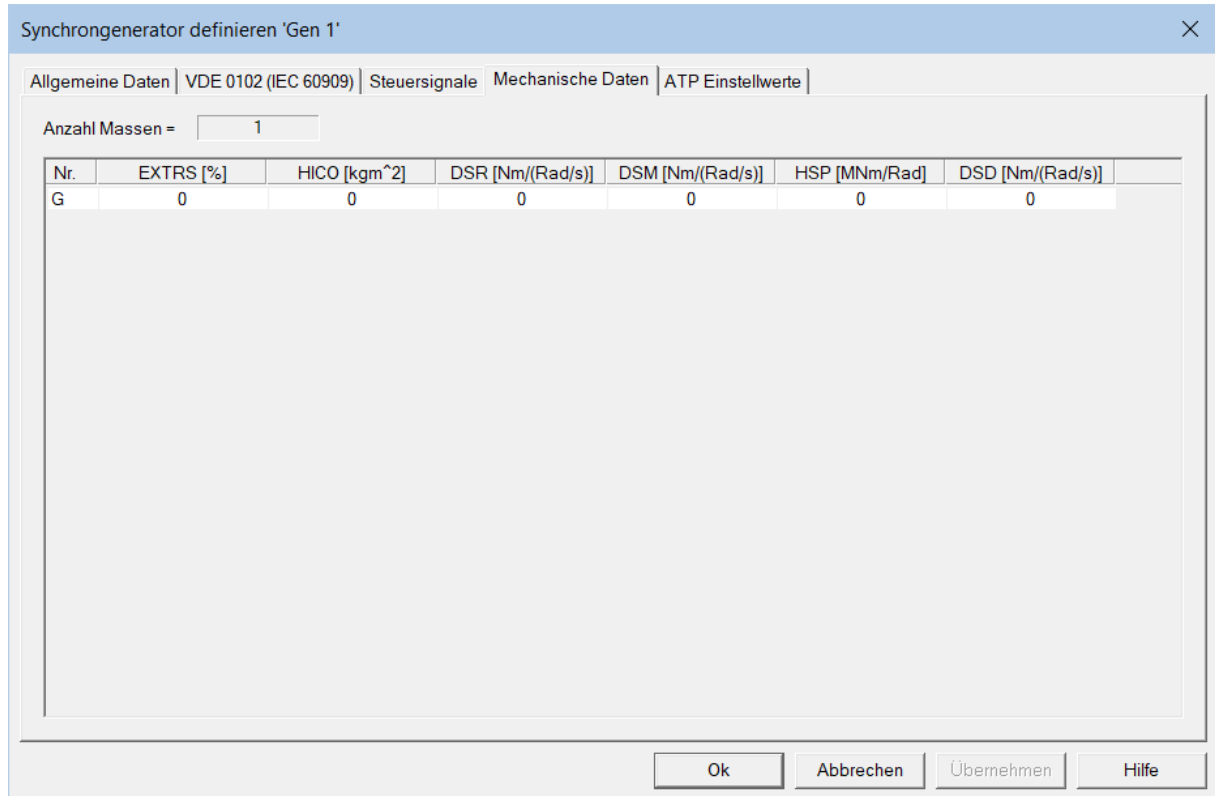


Abbildung 43: Einstellwerte für ein Mehrmassenmodell

Einstellwert	Bedeutung
EXTRS	
HICO	
DSR	
DSM	
HSP	
DSD	
Anzahl Massen	
No.	

7.4.8 Lastfluss-/Kurzschlussberechnung: Internes numerisches Modell

Das Netzberechnungsprogramm **ATP** bildet einen Synchrongenerator für die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** als ideale symmetrische 3-phasige Drehspannungsquelle mit unendlich hoher Kurzschlussleistung d.h. mit einer Kurzschlussimpedanz 0 Ohm nach. Dieses sehr einfache numerische Modell ist für die Berechnung eines stationären Netzzustandes (im ATP **Steady-State** genannt) nicht geeignet, da das numerische Modell eines Synchrongenerators zusätzlich die synchronen Impedanzen in Mit-, Gegen- und Nullsystem berücksichtigen muss.

In nachfolgender Tabelle sind die Berechnungsgleichungen für das Impedanzmodell zur **Berechnung stationärer Netzzustände** abgebildet. Es muss beachtet werden, dass es sich hier nur um Näherungsgleichungen handelt.

Bezeichner	Lastflussberechnung	Kurzschlussberechnung
Bemessungsimpedanz	$Z_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}}$	$Z_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}}$
Resistanz im Mitsystem	$R_1 = r_a \cdot Z_{rG}$	$R_1 = r_a \cdot Z_{rG}$
Reaktanz im Mitsystem	$X_1 = x_d \cdot Z_{rG}$	$X_1 = x_d'' \cdot Z_{rG}$
Resistanz im Gegensystem	$R_2 = R_1$	$R_2 = R_1$
Reaktanz im Gegensystem	$X_2 = \frac{x_d + x_q}{2} \cdot Z_{rG}$	$X_2 = \frac{x_d'' + x_q''}{2} \cdot Z_{rG}$
Resistanz im Nullsystem	$R_0 = R_1$	$R_0 = R_1$
Reaktanz im Nullsystem	$X_0 = x_0 \cdot Z_{rG}$	$X_0 = x_0 \cdot Z_{rG}$

Tabelle 5: Angenäherte Impedanzen des Synchrongenerators für stationäre Netzberechnung

Das interne Berechnungsmodell verwendet eine [zyklisch-symmetrische Impedanzmatrix](#) zur Nachbildung des Synchrongenerators im Falle der Berechnung stationärer Netzzustände.

7.4.8.1 Registerkarte ATP Einstellwerte

Für die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** kann in der Registerkarte **ATP Einstellwerte** das interne Modell ausgewählt werden. Der Einstellwert **Stationäre Netzbe-
rechnung: Impedanzmatrix** implementiert, der die Auswahl des internen Impedanzmodells für den Generator zur Berechnung eines stationären Netzzustandes ermöglicht.

Einstellwert	Bedeutung
Z-Matrix: diagonal symmetrisch	Eine diagonal symmetrische Impedanzmatrix liegt dann vor, wenn Mit- und Gegenimpedanz identisch sind d.h. $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$. Dies ist in aller Regel bei Synchrongeneratoren mit Turboläufern (Vollpolmaschine) anzunehmen. Als interne Spannungsquelle wird eine ideale symmetrische Drehspannungsquelle verwendet.
Z-Matrix: zyklisch symmetrisch	Eine zyklisch symmetrische Impedanzmatrix liegt dann vor, wenn Mit- und Gegenimpedanz ungleich sind d.h. $\underline{Z}_1 \neq \underline{Z}_2$. Dies ist in aller Regel bei Synchrongeneratoren mit Schenkelpolläufern anzunehmen. Als interne Spannungsquelle wird eine ideale symmetrische Drehspannungsquelle verwendet.
ATP basiertes dynamisches Modell	Der Synchrongenerator wird durch eine ideale symmetrische Drehspannungsquelle ohne Impedanzen nachgebildet.

Synchrongenerator definieren 'Gen 1'

Allgemeine Daten | VDE 0102 (IEC 60909) | Steuersignale | Mechanische Daten | ATP Einstellwerte

Interne Einstellwerte

EPSUBA = 20 EPDGEL = 1e-15

EPOMEG = 1e-15 NIOMAX = 200

Stationäre Netzberechnung: Impedanzmatrix

Z-Matrix: diagonal symmetrisch

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 44: Registerkarte ATP Einstellwerte – Auswahl des internen Rechenmodells

7.5 Erdung Grounding System

Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Erdung** können niederohmige Erdungsarmaturen oder Erdverbindungen realisiert werden. Der Übergangswiderstand beträgt $R = 10^{-15}$ Ohm je Leiter und ist nicht einstellbar. Das Netzwerkelement kann 1-phasig, 2-phasig oder 3-phasig verwendet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Leiter L1 Leiter L2 Leiter L3	Betriebsmittel für Leiter L1, L2, L3 aktivieren bzw. deaktivieren

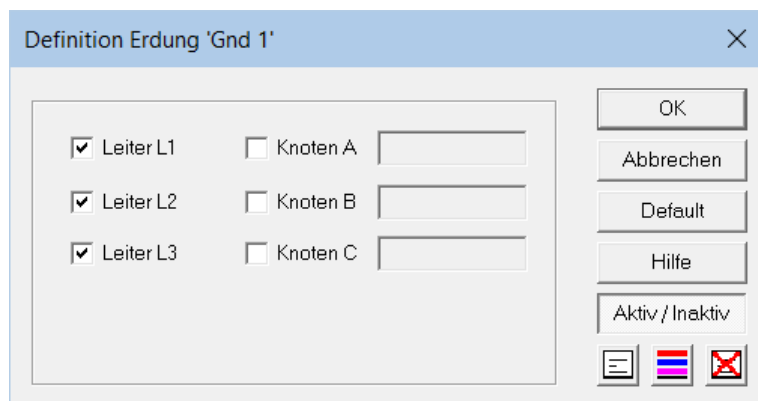


Abbildung 45: Einstelldialog Erdung

7.5.1 Anwenderspezifische Knotennamen

Der Anwender kann für das Netzwerkelement optional für jede Phase einen anwenderspezifischen Knotennamen definieren. Der anwenderspezifische Knotenname ist maximal 5 Zeichen lang. ATPDesigner stellt automatisch den Phasenbezeichner A=L1, B=L2 oder C=L3 voran.

Einstellwert	Bedeutung
Knoten A, B, C	Anwenderspezifische Knotennamen, max. 5 Zeichen Axxxx, Bxxxx, Cxxxx

- ⇒ ATPDesigner überprüft nicht, ob anwenderspezifische Knotennamen zu einer korrekten elektrischen Verbindung von Betriebsmitteln führen.

7.6 Sternpunkt - Splitter

Das Netzwerkelement **Sternpunkt** kann u.a. dazu verwendet werden,

- um bis zu drei 1-phasige Netzwerkelement mit dem 3-phasigen Elektroenergieversorgungsnetz zu verbinden oder
- um eine 1-phasigen Sternpunkt an ein 3-phasiges Netzwerkelement anzuschließen.

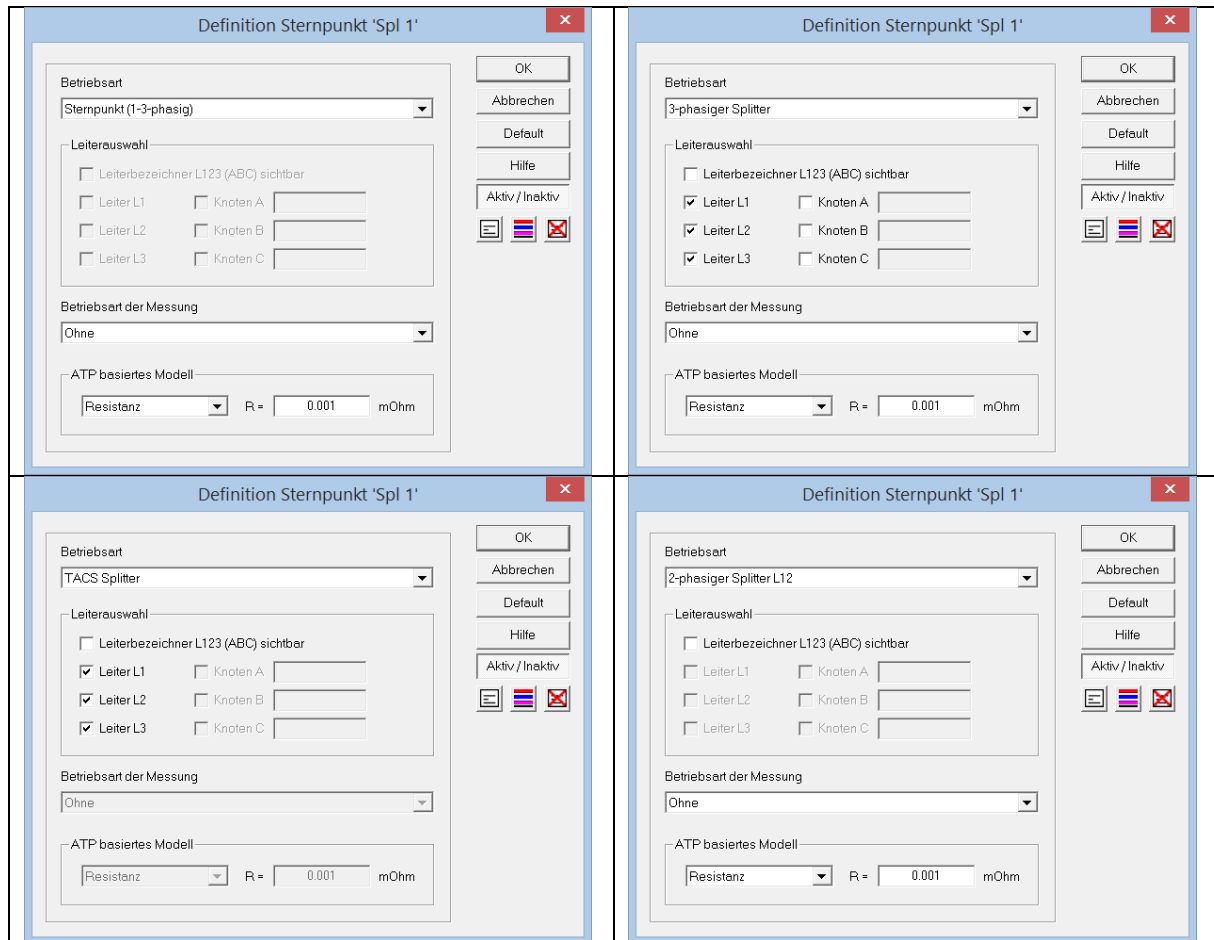


Abbildung 46: Einstelldialog für die Betriebsarten des Netzwerkelementes Sternpunkt

7.6.1 Betriebsarten

Einstellwert	Bedeutung
Sternpunkt (1-3-phasig)	1-phasiger Sternpunkt
3-phasiger Splitter	3x 1-phasige Knoten $\Leftrightarrow$ 1x 3-phasiger Knoten
TACS Splitter	Verbindung zwischen TACS Elementen (keine Ausgabe in die .ATP-Ausgabedatei)
2-phasiger Splitter L12	2x 1-phasige Knoten L1 und L2 $\Leftrightarrow$ 1x 3-phasiger Knoten L123 Der Leiter L3 bleibt nicht verbunden.
Leiterbezeichner L123 (A,B,C) sichtbar	Leiterbezeichner L1, L2, L3 werden direkt an den 1-phasigen Knoten angezeigt
Leiterauswahl	Auswahl für ein leiterselektives Modell aktivieren / deaktivieren
Leiter L1, L2, L3	Leiter L1, L2, L3 aktivieren / deaktivieren

7.6.2 Anwenderspezifische Knotennamen

Der Anwender kann für das Netzwerkelement optional für jede Phase einen anwenderspezifischen Knotennamen definieren. Der anwenderspezifische Knotenname ist maximal 5 Zeichen lang. ATPDesigner stellt automatisch den Bezeichner A, B oder C voran.

Einstellwert	Bedeutung
Knoten A, B, C	Anwenderspezifische Knotennamen, max. 5 Zeichen

7.6.3 Beispiel: Nachbildung Leiterunterbrechungen mit zwei Sternpunkten

Das Beispielnetz in Abbildung 408 demonstriert, wie mit Hilfe von zwei **Sternpunkten** in der Betriebsart 3-phasiger Splitter Leiterunterbrechungen untersucht werden können.

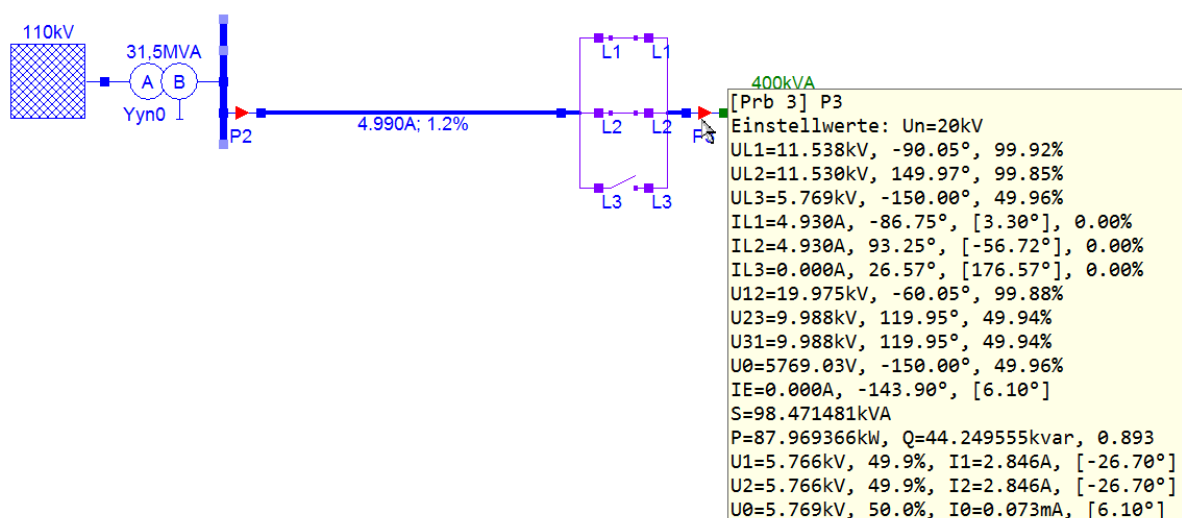


Abbildung 47: Beispielnetz zur Nachbildung von Leiterunterbrechungen mit Splitter

Durch den ersten Splitter werden den drei Leitern L1, L2 und L3 jeweils ein 1-phasiger Knoten zugewiesen, an denen ein 1-phasiges Netzwerkelement angeschlossen werden kann. Der zweite Splitter verbindet die drei 1-phasigen Knoten wieder zu einem 3-phasigen Knoten.

- ⇒ Intern wird die drei 1-phasigen Knoten eines Splitters als jeweils 3-phasiger Knoten mit den 3-phasigen Bezeichnern (ABC)xxxx benannt und verwaltet. Innerhalb des 1-phasigen Netzes zwischen den beiden Splittern werden aber nur die Knoten mit dem Bezeichner A (= L1) verwendet, um die elektrischen Verbindungen herzustellen. Die beiden Knoten der Leiter B (= L2) und C (= L3) werden ignoriert. **Es muss daher unbedingt sichergestellt sein, dass alle 1-phasigen Netzwerkelemente innerhalb des 1-phasigen Netzwerkes zwischen den beiden Splittern nur den Leiter L1 verwenden.**

Für die im obigen Beispielnetz verwendeten **Schalter** ist der Einstelldialog nachfolgend dargestellt. Für jeden der drei Schalter wird die Option **1-phasig** und der **Leiter L1** aktiviert. Die beiden **Leiter L2** und **Leiter L3** bleiben für die hier beschriebene Anwendung deaktiviert.

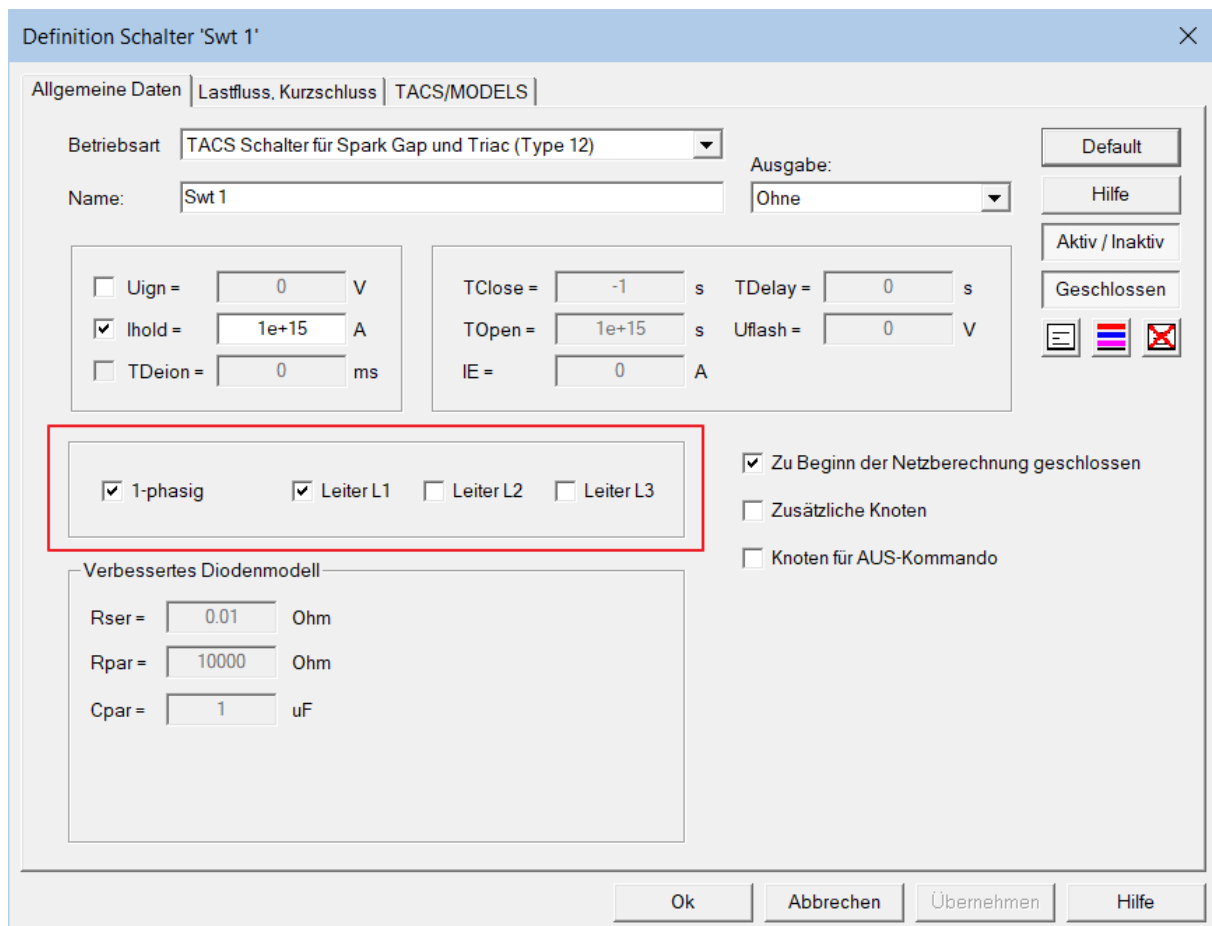


Abbildung 48: Einstellwerte für einen Schalter zur Nachbildung einer Leitungsunterbrechung

Da jedem Knoten (inklusive der 1-phasigen Knoten des Sternpunktes selbst) in dem 1-phasigen Netz zwischen den beiden **Sternpunkten** in Abbildung 408 ein unterschiedlicher Knotenname zugewiesen wird, können die 1-phasigen elektrischen Verbindungen unter Verwendung des Knotenbezeichners Axxxx eindeutig hergestellt werden.

7.7 Externe .ATP-Datei External .ATP-File

Das Netzwerkelement **Externe .ATP-Datei** ermöglicht es, manuell erstellte ATP-Skripte in eine von ATPDesigner erzeugte .ATP-Datei einbinden zu können. Beim Erstellen der externen ATP-Skriptdatei muss der Anwender die ATP-Regeln einhalten. ATPDesigner führt keine Überprüfung durch.

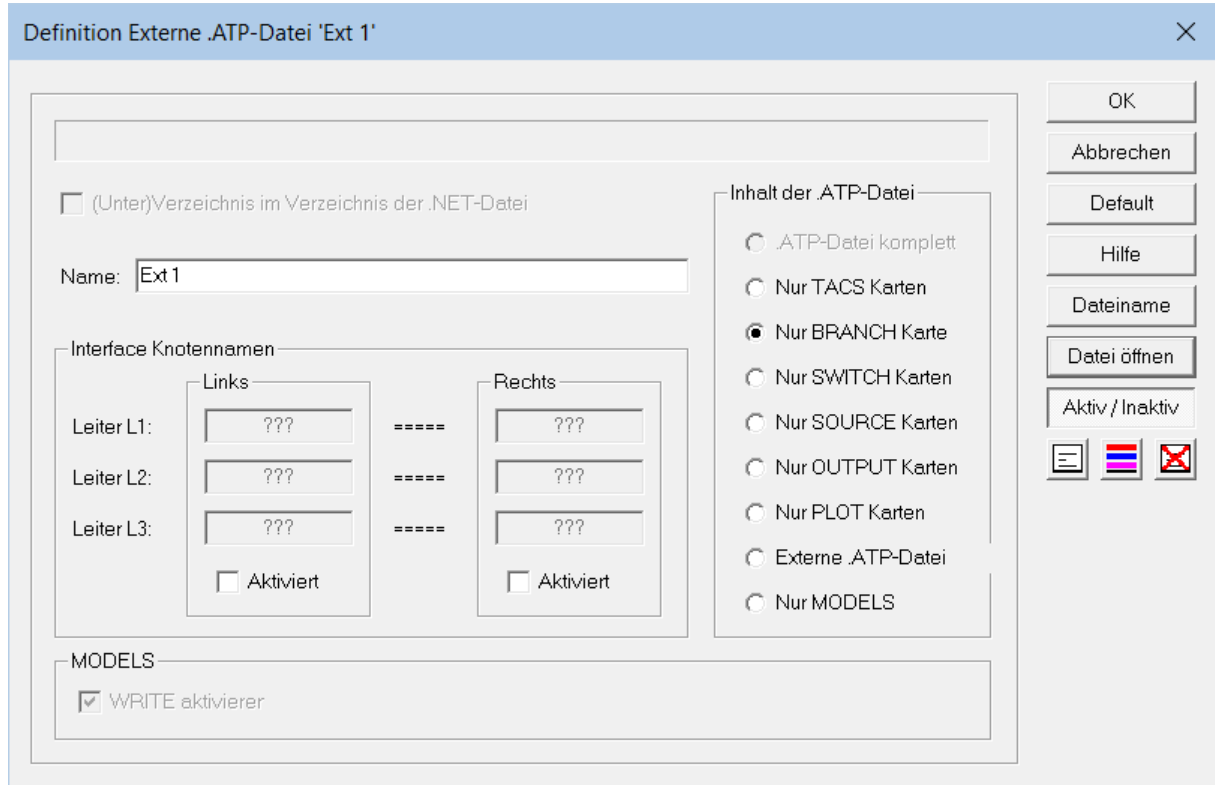


Abbildung 49: Einstelldialog **Externe .ATP-Datei**

Einstellwert	Bedeutung
Dateiname	Der Anwender kann eine ATP-Skriptdatei mit dem Netzwerkelement verbinden. Dateiname und Pfad der externen Datei werden in der .NET-Datei gespeichert und im oberen Feld angezeigt.
Datei öffnen	Die mit dem Netzwerkelement verbundene Datei wird mit Hilfe des Texteditors geöffnet.

7.7.1 Inhalt der .ATP-Datei

Der Anwender muss hier definieren, in welche der ATP Skriptsektionen das Skript der externen .ATP-Ausgabedatei eingefügt werden soll. ATPDesigner führt keine syntaktische oder semantische Überprüfung durch.

- ⇒ Eine fehlerhafte Erstellung des Skriptes in der externen .ATP-Ausgabedatei oder eine falsche Zuordnung in die ATP-Skriptsektionen führt zu Fehlermeldungen. Der Anwender muss das ATP-Regelwerk (ATP Rule Book) bei der Erstellung der externen .ATP-Ausgabedatei beachten.

7.8 Sammelschiene Busbar

Das Netzwerkelement **Sammelschiene** ermöglicht die Nachbildung einer impedanzlosen Sammelschiene. Unterschiedliche Formen können durch den **Sammelschientyp** gewählt werden. Die Nennspannung **Un** muss korrekt eingestellt werden, da im Rahmen der **Berechnung des stationären Netzzustandes** mit Hilfe des Mauszeigersensitiven Tooltips die Leiter-Erd-Spannungen in kV und in % U_n angezeigt werden. Darüber hinaus werden Informationen über den thermisch gleichwertigen Kurzschlussstrom I_{th} nach **VDE 0102** angezeigt.

Mit dem Netzwerkelement **Sammelschiene** können sowohl Einfachsammschienen als auch Doppelsammelschienen nachgebildet werden.

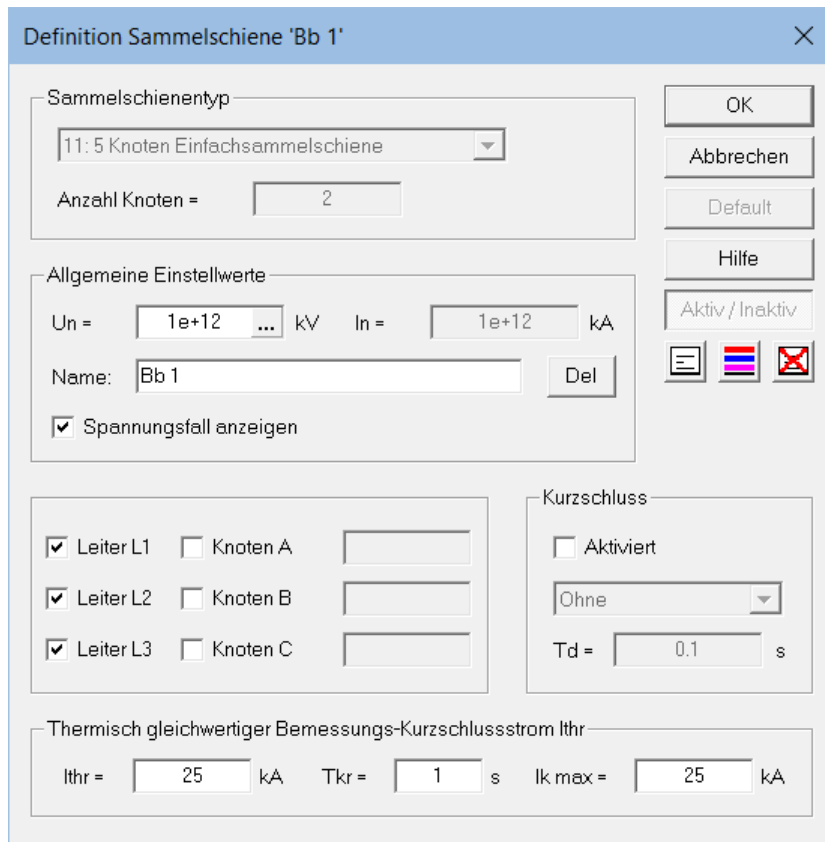


Abbildung 50: Einstelldialog Sammelschiene

Werden mehrere Sammelschienen direkt verbunden, so wird den Knoten der direkt verbundenen Sammelschienen ein identischer Knotenname zugeordnet.

7.8.1 Sammelschientyp

Mit Hilfe dieses Einstellwertes kann eine spezifische grafische Form (Shape) der Sammschiene gewählt werden. In Abhängigkeit davon steht eine maximale Anzahl von Knoten, an die andere Netzwerkelemente verbunden werden können, zur Verfügung. Für den Einstellwert **13: 2..20 Knoten Einfachsammschiene** und **14: 2..20 Knoten Doppelsammschiene** kann eine variable Anzahl Knoten bzw. Abgänge (Einstellwert **Anzahl Knoten**) eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung der Sammelschiene in kV
In	Nennstrom der Sammelschiene kA
Name	Anwenderspezifischer Name
Del	Löschen des anwenderspezifischen Namens
Anzahl Knoten	Anzahl Knoten bzw. Abgänge für die Betriebsarten 13: 2..20 Knoten Einfachsammschiene und 14: 2..20 Knoten Doppelsammelschiene
Leiter L1, L2, L3	Das Netzwerkelement kann leiterselektiv definiert werden.
Knoten A Knoten B Knoten C	Die von ATPDesigner automatisch definierten Knotennamen können hier durch anwenderspezifische Knotennamen ersetzt werden. ATPDesigner überprüft nicht, ob anwenderspezifische Knotennamen zu einer korrekten Verbindung von Betriebsmitteln führen.

7.8.2 Thermisch gleichwertiger Bemessungs-Kurzschlussstrom I_{thr}

ATPDesigner berechnet in Anlehnung an **VDE 0102** den thermisch gleichwertigen Kurzschlussstrom I_{th} und zeigt diesen im Tooltip nach einer **Berechnung des stationären Netzzustandes** an.

Einstellwert	Bedeutung
I_{thr}	Bemessungswert des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{thr}
T_{kr}	Bemessungswert für die Kurzschlussdauer T_{kr}
$I_k \max$	Maximal zulässiger Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k''

7.8.3 Sammelschienenkurzschluss

An der Sammelschiene kann ein Sammelschienenkurzschluss nachgebildet werden,

der unabhängig von dem **Kurzschluss**  verwendet werden kann. Dazu muss die Funktion mit dem Einstellwert **Aktiviert** in der Gruppe **Kurzschluss** des Einstelldialogs der Sammelschiene aktiviert und die Kurzschlussart z.B. L123E in der Auswahlliste eingestellt werden. Die Einstellung des Sammelschienenkurzschluss kann bei verbundener Sammelschiene erfolgen. Die Kurzschlussart wird nahe der dann **rot** eingefärbten Sammelschiene angezeigt.

Einstellwert	Bedeutung
Aktiviert	Aktivierung bzw. Deaktivierung des Sammelschienenkurzschlusses
T_d	Eintrittszeit des Kurzschlusses bezogen auf den Startzeitpunkt der Netzberechnung $t = 0ms$ Der Einstellwert wird nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet.

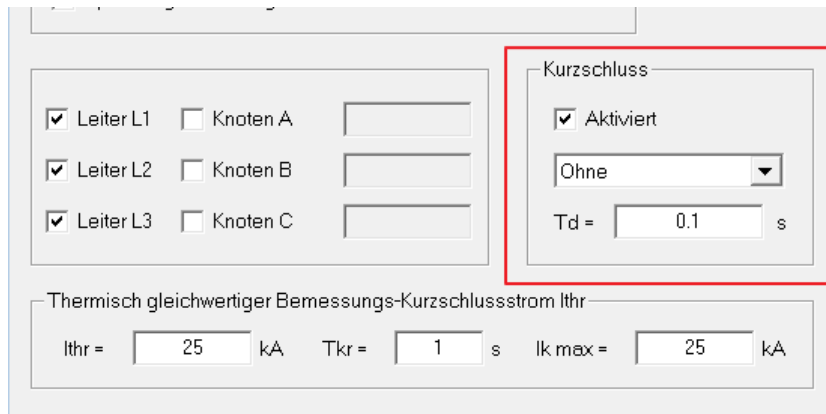


Abbildung 51: Einstellung des Sammelschienenkurzschlusses – Gruppe Kurzschluss

Der Sammelschienenkurzschluss kann sowohl für die **Berechnung des stationären Netzzustandes** und damit der Kurzschlussstromberechnung als auch zur **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

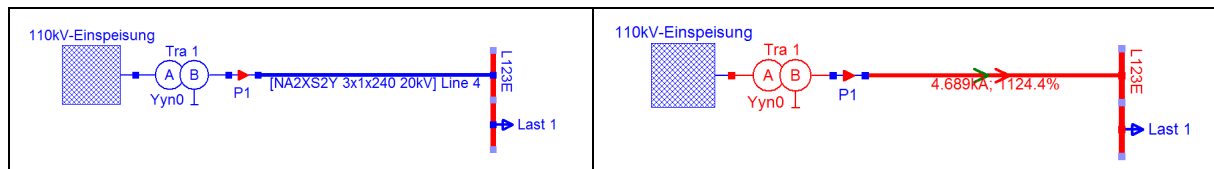


Abbildung 52: Stationäre Netzberechnung - Sammelschienenkurzschluss L123E

Die vorangehende Abbildung zeigt rechts die Ergebnisse eines 3-poligen Sammelschienenkurzschlusses **L123E** an der Sammelschiene, links bevor der stationäre Netzzustand berechnet wurde.

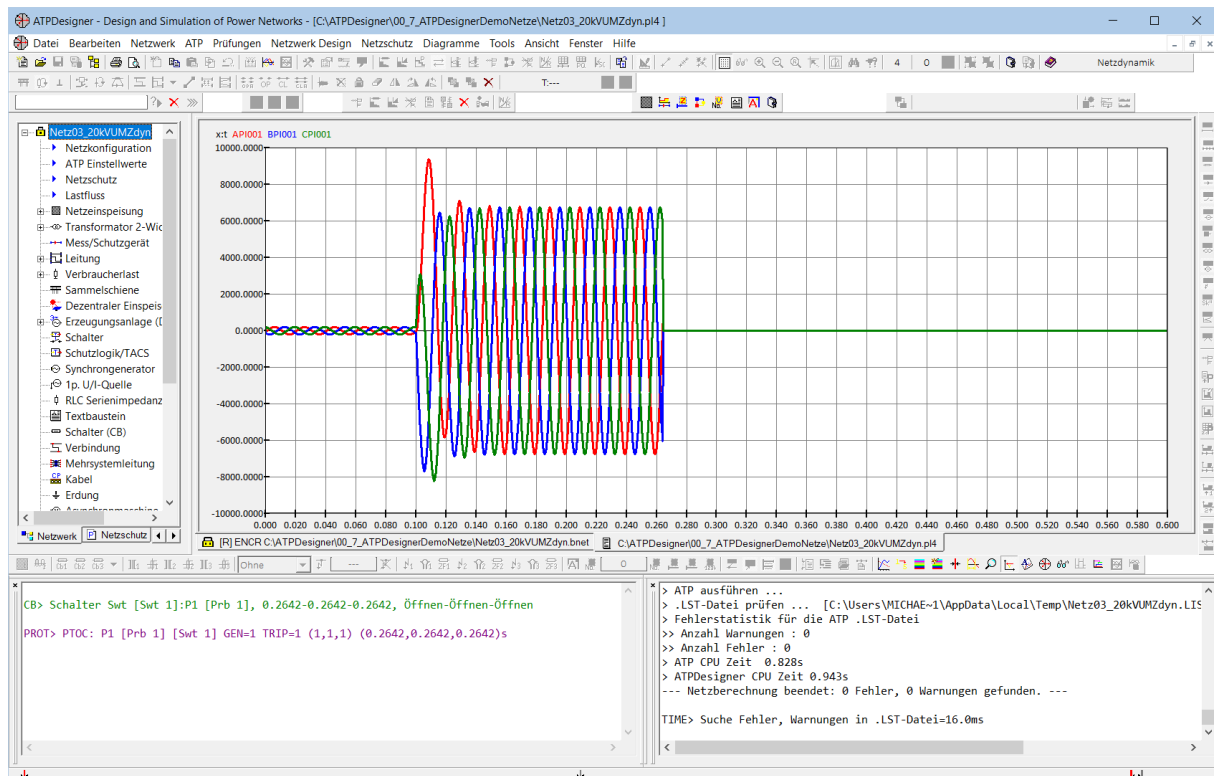


Abbildung 53: Sammelschienenkurzschluss L123E: dynamische Netzvorgänge

Die vorherige Abbildung zeigt die Leiterströme $i_{L1}(t) = \text{API001}$, $i_{L2}(t) = \text{BPI001}$ sowie $i_{L3}(t) = \text{CPI001}$ vor und nach Kurzschlusseintritt bei $T_d = 0,1\text{s}$. Die Kurzschlussströme werden mit dem Mess/Schutzgerät P1 gemessen.

7.8.3.1 Sammelschienenkurzschluss und Kurzschluss gleichzeitig

Sammelschienenkurzschluss und **Kurzschluss** können gleichzeitig in einem Netz verwendet werden, sofern der **Kurzschluss** nicht mit einem Knoten einer Sammelschiene mit Sammelschienenkurzschluss verbunden ist.

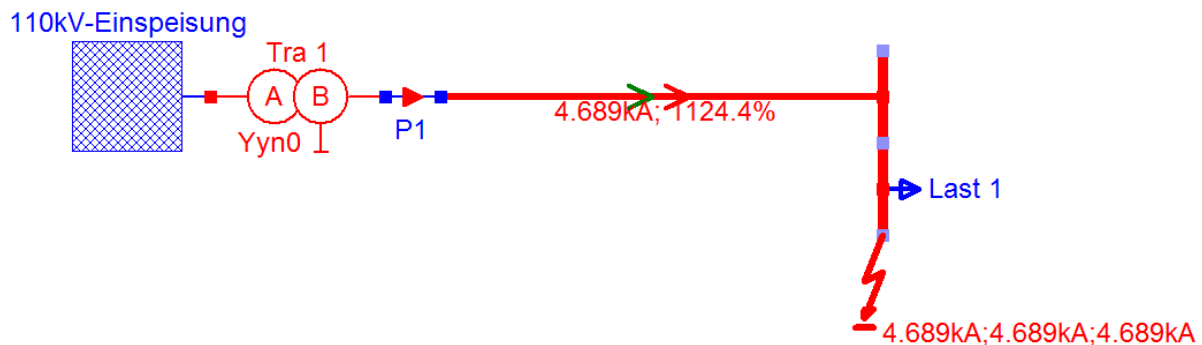


Abbildung 54: Sammelschienenkurzschluss L123E mit Kurzschluss

7.8.4 Öffnen und Schließen eines Abgangtrennschalters

Die Knoten einer Sammelschiene haben wie die Knoten einer Leitung die Funktion eines Abgangtrennschalters als interner **Trennschalter**. Diese Eigenschaft ist unabhängig von der Betriebsart der Sammelschienen. Der Abgangstrennschalter eines Knotens kann unabhängig von den anderen Knoten der Sammelschiene geöffnet oder geschlossen werden.

1. Die Sammelschiene wird mit einem **Left Mouse Button Click** markiert.
2. Der Mauszeiger wird über den Knoten, dessen integrierter Abgangstrennschalter geöffnet oder geschlossen werden soll, positioniert.
3. Mit einem **Left Mouse Button Click** wird der Abgangstrennschalter geöffnet oder geschlossen (Inversion des Schaltzustandes).

Der Abgangstrennschalter wird sowohl bei der Berechnung eines stationären Netzzustandes als auch bei der Berechnung dynamischer Netzzvorgänge berücksichtigt. In der nachfolgenden Abbildung ist eine Sammelschiene mit einem geöffneten Abgangstrennschalter abgebildet.

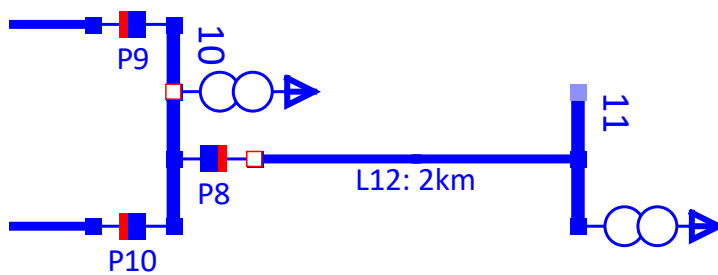


Abbildung 55: Öffnen und Schließen der Abgangtrennschalter einer Sammelschiene

7.8.4.1 Hinweis zur ATPDesigner internen Vorgehensweise

Um die elektrische Trennung des Netzwerkelementes von der Sammelschiene zu erreichen, wird unmittelbar vor dem Ausführen einer Netzberechnung zunächst das Netzwerkelement, das an dem betrachteten Knoten der Sammelschiene angeschlossen ist, identifiziert. Bevor die .ATP-Datei erzeugt wird, werden die Leiterbezeichner des angeschlossenen Netzwerkelementes **ABC** in **DEF** umbenannt. Die Nummer des Knotens wird temporär, d.h. nur für die aktuelle .ATP-Datei neu erzeugt. Die fortlaufende Nummer wird auch für andere Netzobjekte mit Trennschalter z.B. für Leitungen verwendet.

7.8.4.2 Topologie der Einfachsammelschiene mit Abgangstrennschaltern

Die nachfolgende Abbildung zeigt links das topologische Modell der Einfachsammelschiene mit Abgangstrennschaltern und Knoten der Sammelschiene, an denen andere Netzwerkelemente angeschlossen werden können. Rechts ist die korrespondierende Darstellung des Netzwerkelementes **Sammelschiene** in der Netzgrafik bei geöffnetem mittleren Abgangstrennschalter. Der geöffnete Abgangstrennschalter ist durch den **roten Pfeil** markiert.

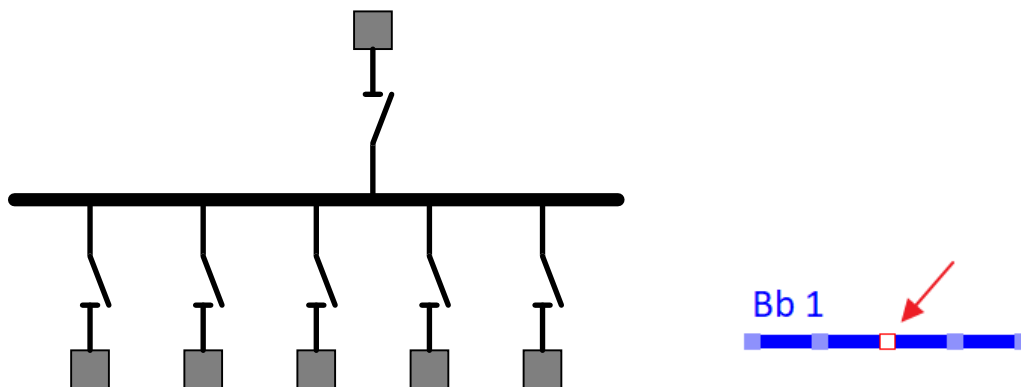


Abbildung 56: Einfachsammelschiene mit Abgangstrennschaltern

7.8.5 Sammelschiene – Spannungsfreiheit mit offenen Abgangstrennschaltern

Sind alle Abgangstrennschalter einer Sammelschiene geöffnet, so ist die Sammelschiene spannungsfrei. Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt wird die Sammelschiene dann in **hellgrau** gezeichnet.

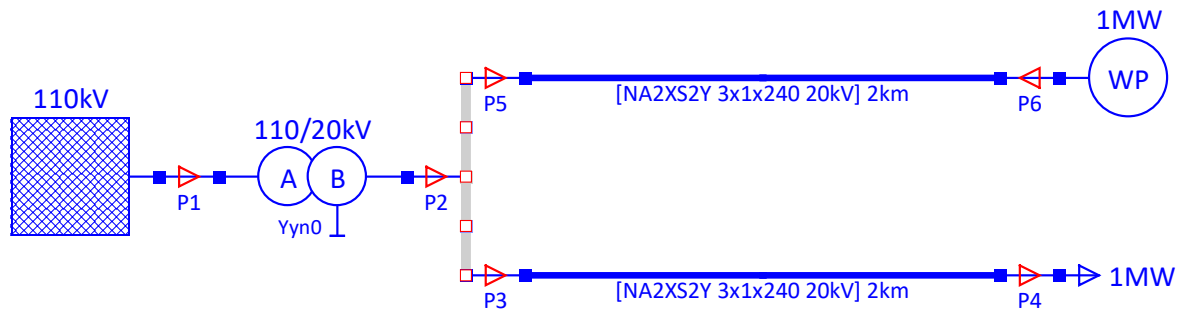


Abbildung 57: Spannungsfreie Sammelschiene – Alle Abgangstrennschalter geöffnet

Ist eine Sammelschiene in der Normalfarbe gezeichnet d.h. mindestens ein Abgangstrennschalter ist noch geschlossen, so kann die Sammelschiene trotzdem spannungsfrei sein, wenn an diesem Abgang nur eine Verbraucherlast d.h. keine Einspeisung z.B. durch eine Solarstromanlage angeschlossen ist.

7.8.6 Doppelsammelschiene Double Busbar

Die Sammelschiene wird in der Betriebsart **14: 2..20 Knoten Doppelsammelschiene** eingestellt.

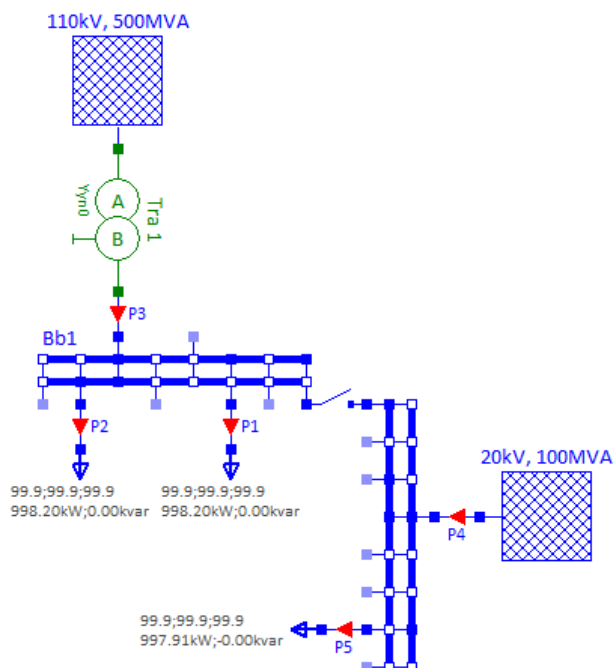


Abbildung 58: Doppelsammelschiene

Die Doppelsammelschiene besteht aus den folgenden Elementen:

- Die Abgangsknoten mit Abgangstrennschalter, die mit den Knoten anderer Netzwerkelemente verbunden werden können.
- Der ersten internen Sammelschiene mit **internen Trennschaltern** (nicht verbindbar mit Knoten anderer Netzwerkelemente)

- Der zweiten internen Sammelschiene mit **internen Trennschaltern** (nicht verbindbar mit Knoten anderer Netzwerkelemente)

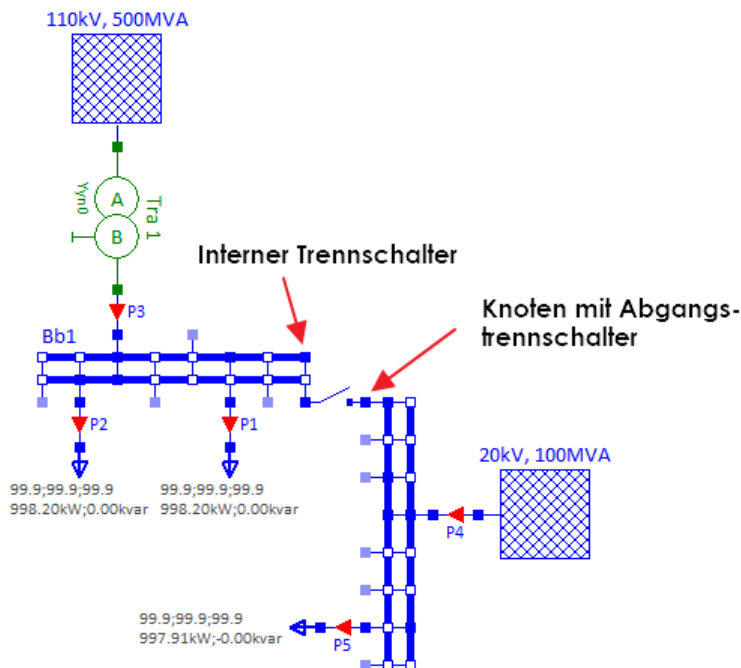
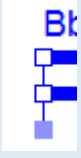
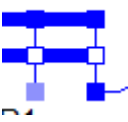


Abbildung 59:Interne Trennschalter und Angangtrennschalter der Doppelsammelschiene

Nachdem die Doppelsammelschiene mit einem **Left Mouse Button Click** markiert wurde, kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf einen der internen Trennschalter dieser Trennschalter geöffnet oder geschlossen werden.

Bedeutung	
	Beide interne Sammelschientrennschalter sind geöffnet.
	Je ein interner Sammelschientrennschalter ist geöffnet und geschlossen.

Durch das Öffnen bzw. Schließen der internen Trennschalter kann im Sinne einer Schaltermatrix ein Abgang wahlweise auf eine der beiden Sammelschienen geschaltet werden. Sind beide internen Sammelschientrennschalter eines Abgangs geschlossen, so werden beide interne Sammelschienen elektrisch parallel betrieben.

Es ist möglich, die beiden internen Sammelschienen mit verschiedenen Nennspannungen zu betreiben, wenn die beiden internen Sammelschienen elektrisch getrennt betrieben werden.

7.8.6.1 Umklappen eines Sammelschienenabgangs auf die andere Seite

Der Abgangstrennschalter kann wie in Abbildung 58 dargestellt auf beide Seiten der Doppelsammelschiene verschoben werden.

1. Unsichtbare Abgänge der Doppelsammelschiene mit dem Toolbar-Button  sichtbar schalten
2. Doppelsammelschiene mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
3. Mauszeiger über dem Knoten des Abgangstrennschalters positionieren
4. Knoten des Abgangstrennschalters mit einem **Right Mouse Button Click** auf die andere Seite der Doppelsammelschiene verschieben

7.8.6.2 Kurzschluss an einem Knoten

Der **Kurzschluss** kann nicht an die internen Trennschalter der Doppelsammelschiene sondern nur an die Knoten der Sammelschiene, die mit anderen Netzwerkelementen verbunden werden können, angeschlossen werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt dazu ein Beispiel. Es muss beachtet werden, dass der Kurzschlussstrom abhängig vom Schaltzustand der internen Trennschalter der Sammelschiene ist.

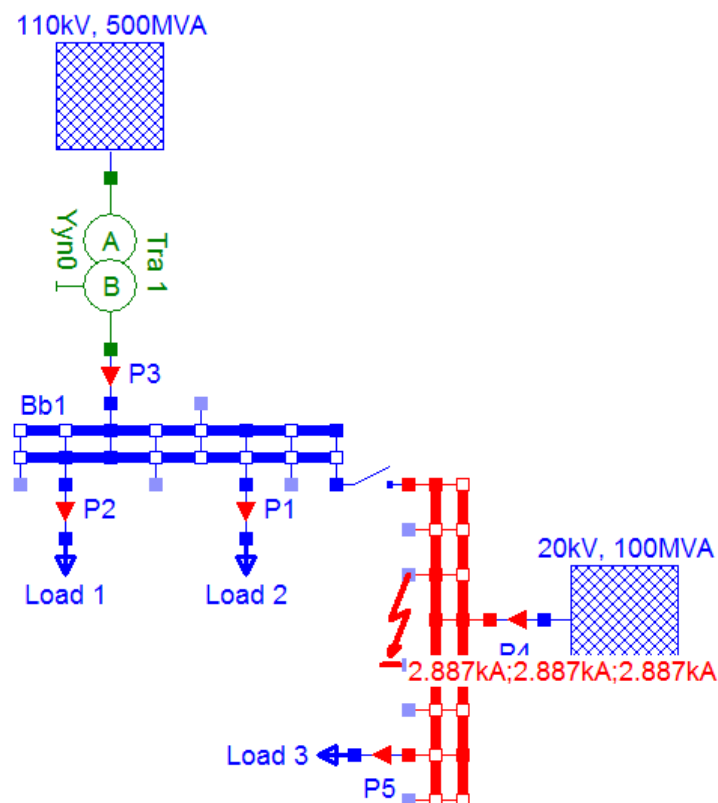


Abbildung 60: Doppelsammelschiene mit 3-poligem Kurzschluss

7.8.6.3 Nicht verbundene Abgänge (un)sichtbar schalten

Abgänge einer Doppelsammelschiene, die nicht mit anderen Netzwerkelementen verbunden sind, können unsichtbar geschaltet werden.

- **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter 
- Hauptmenü **Netzwerk Design**, Menüpunkt **Einstellwerte Sammelschiene**, Untermenüpunkt **Nicht verbundene Abgänge (un)sichtbar**

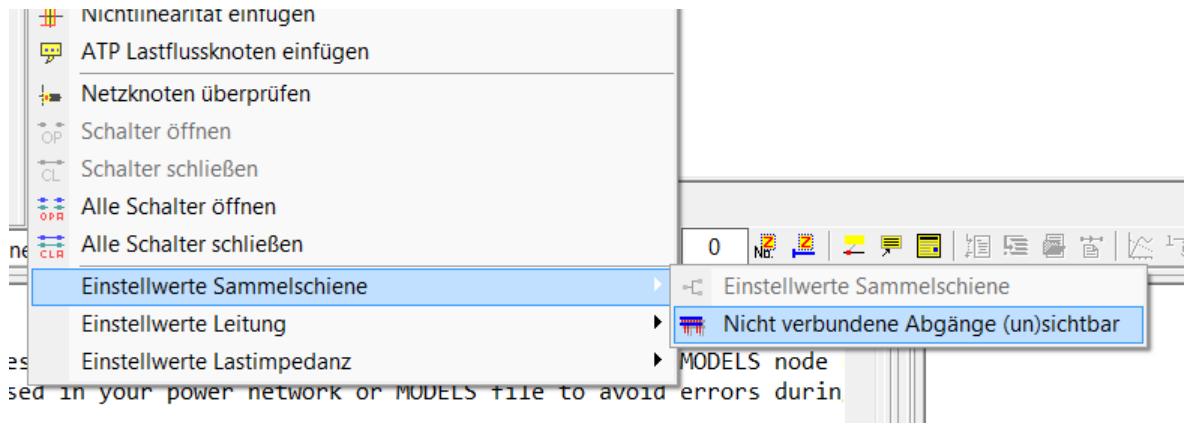


Abbildung 61: Nicht verbundene Abgänge sichtbar oder unsichtbar schalten

Folgende Randbedingungen sind zu beachten.

1. Wird ein nicht verbundener Sammelschienenabgang unsichtbar geschaltet, so werden die beiden Sammelschientrennschalter des Abgangs geöffnet.
2. Sammelschientrennschalter, die einem unsichtbaren Sammelschienenabgang zugeordnet sind, können nicht geöffnet oder geschlossen werden. Um den Schaltzustand zu verändern, muss zuerst der unsichtbare Sammelschienenabgang sichtbar geschaltet werden.

7.8.6.4 Kupplungsschalter - Mess/Schutzgerät mit verkleinertem Symbol

Speziell für den Einsatz als Kupplungsschalter der beiden Sammelschienen der Doppelsammelschiene wurde ein kleineres grafisches Symbol für das **Mess/Schutzgerät** implementiert. Dafür muss der [interne Schalter des Mess/Schutzgerätes](#) aktiviert werden. Zusätzlich kann für den Kupplungsschalter eine Schutzfunktion aktiviert werden.

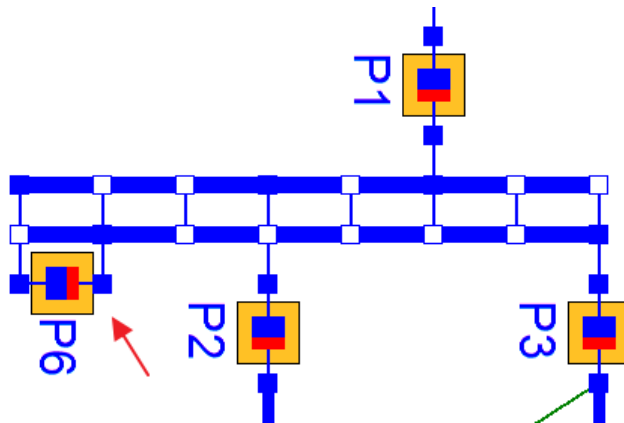


Abbildung 62: Kupplungsschalter einer Doppelsammelschiene mit Mess/Schutzgerät

Um das kleinere grafische Symbol des [Mess/Schutzgerätes](#) zu verwenden, ist wie folgt vorzugehen.

1. Das [Mess/Schutzgerät](#) muss zuerst von allen Verbindungen zu anderen Netzwerkelementen entbunden werden.
2. Grafisches Symbol mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
3. Mit einer **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button  kann das grafische Symbol umgeschaltet werden.

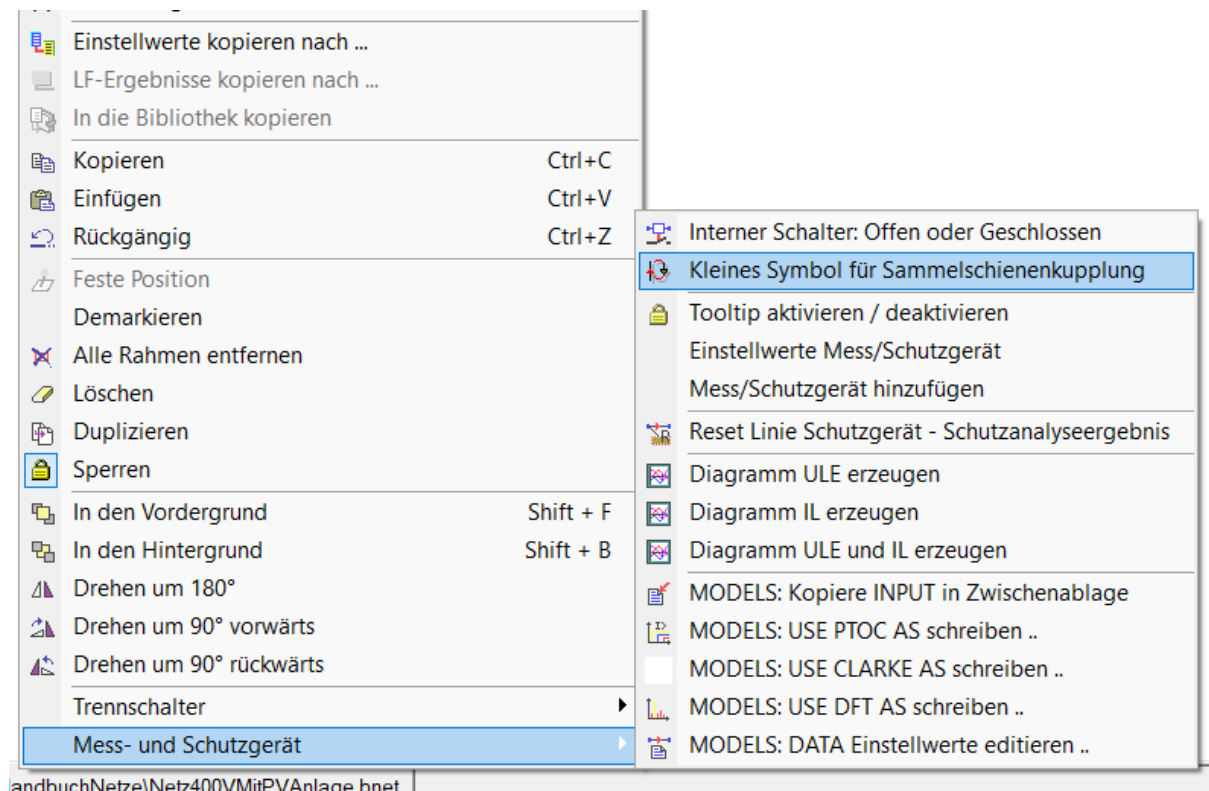


Abbildung 63: Right Mouse Button Menü zum Umschalten des grafischen Symbols

Alternativ kann wie die vorherige Abbildung zeigt nach dem Markieren des [Mess/Schutzgerätes](#) mit einem **Left Mouse Button Click** auch das **Right Mouse Button**

Menu geöffnet und mit dem Menüpunkt **Kleines Symbol für Sammelschienenkupplung** die Größe des grafischen Symbols umgeschaltet werden.

7.8.6.5 Kupplungsschalter - *Schalter mit verkleinertem Symbol*

Wird kein Mess/Schutzgerät benötigt, so kann auch ein [Schalter mit verkleinertem Symbol](#) als Kupplungsschalter verwendet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine geöffneten und einen geschlossenen Kupplungsschalter.

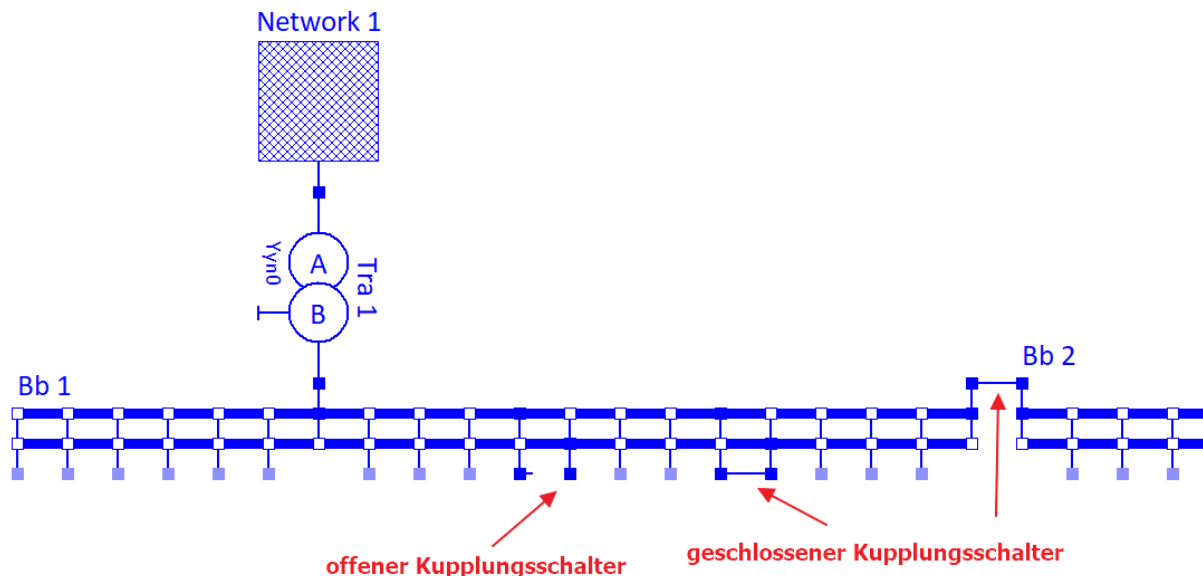


Abbildung 64: Kupplungsschalter - *Schalter mit verkleinertem Symbol*

Es ist folgende Vorgehensweise einzuhalten:

1. Ein Netzwerkelement [Schalter](#) ist z.B. per **Drag&Drop** in die Zeichenfläche einzufügen.
2. Das Netzwerkelement ist mit einem **Left Mouse Button Click** zu markieren.
3. Mit einem **Right Mouse Button Click** ist das kontextsensitive Menü zu öffnen.
4. Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, kann im Menüpunkt **Schalter** zwischen drei Größen des grafischen Symbols gewählt werden.
 - a. Kleines Schaltersymbol
 - b. Standard Schaltersymbol
 - c. Großes Schaltersymbol
5. Das **Kleine Schaltersymbol** mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen

Es ist zu beachten, dass vor dem Öffnen des **Right Mouse Button Menu** zur Auswahl der Symbolgröße unbedingt das Netzwerkelement markiert werden muss. Ohne die Markierung des Schalters wird dieser mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet oder geschlossen.

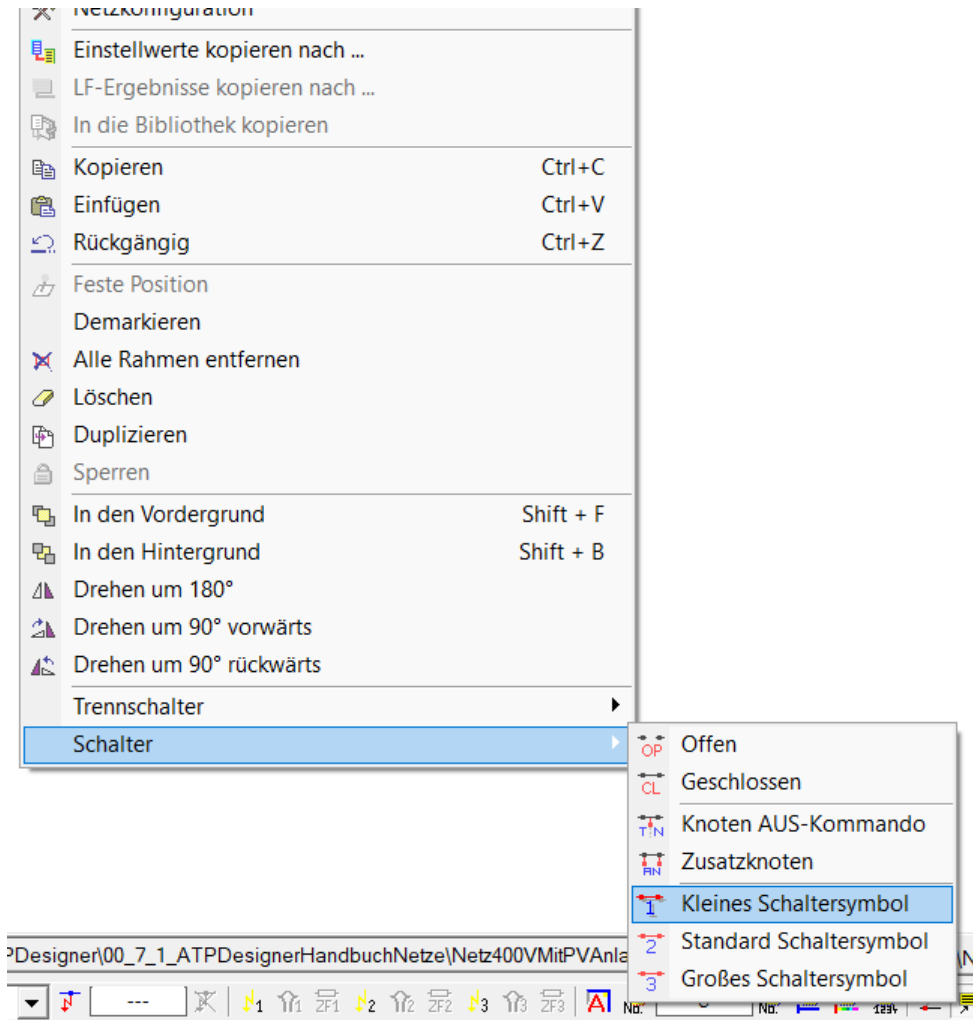


Abbildung 65: Auswahl der Symbolgröße für das Netzwerkelement Schalter

7.8.6.6 Topologie der Doppelsammelschiene mit Trennschaltern

Die nachfolgende Abbildung zeigt links das topologische Modell der Doppelsammelschiene mit den Trennschaltern und den Knoten der Sammelschiene, an denen andere Netzwerkelemente angeschlossen werden können. Rechts ist die korrespondierende Darstellung des Netzwerkelementes **Sammelschiene** in der Netzgrafik mit geschlossenen Abgangstrennschalter.

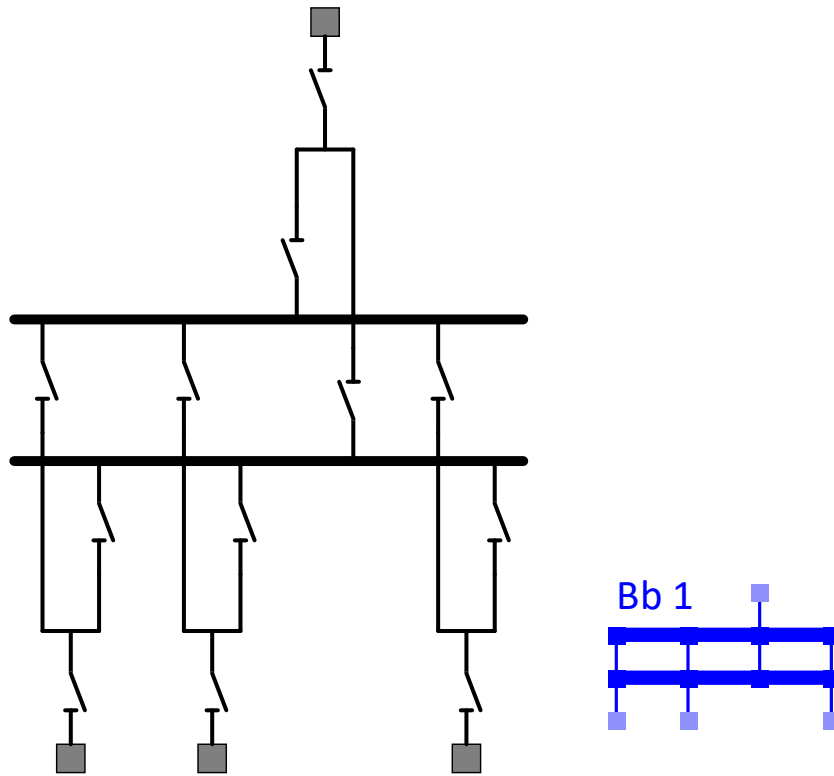


Abbildung 66: Topologisches Modell der Doppelsammelschiene mit Trennschaltern

7.8.7 Sammelschienen zur Erhöhung der Anzahl der Abgänge verbinden

7.8.7.1 Einfachsammschienen direkt verbinden

Einfachsammschienen können direkt miteinander verbunden werden. Dadurch kann der Verbindungsknoten nicht mehr als Abgang verwendet werden. ATPDesigner verwendet für die so direkt verbundenen Einfachsammschienen den gleichen Knotennamen im elektrischen Netz.

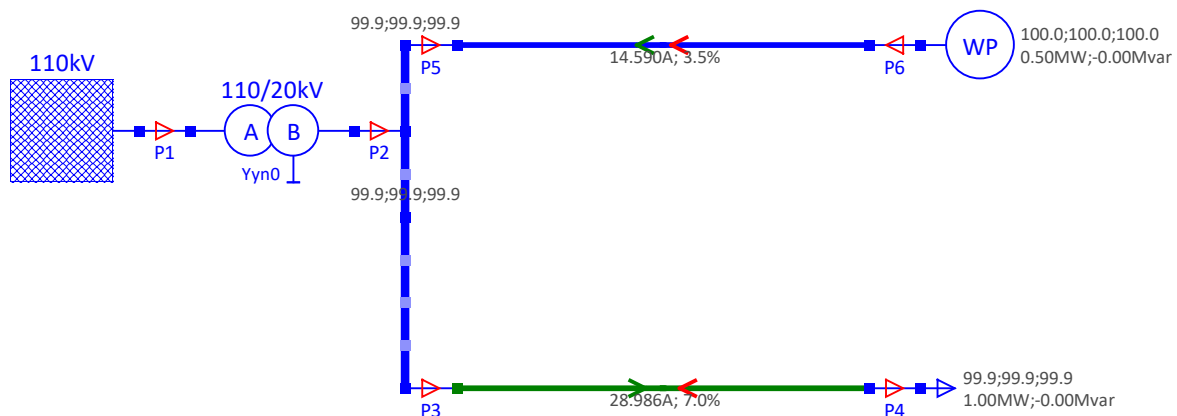


Abbildung 67: Verbinden von zwei Einfachsammschienen

7.8.7.2 Doppelsammelschienen verbinden

Die direkte Verbindung von Doppelsammelschienen wie für [Einfachsammschienen](#) beschrieben ist nicht möglich. Wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt muss für die einzelnen Sammelschienen getrennt mit Hilfe einer [niederohmigen Verbindung](#) und ggfs. einem [Mess/Schutzgerät](#) mit [internem Schalter](#) je eine separate Verbindung hergestellt werden.

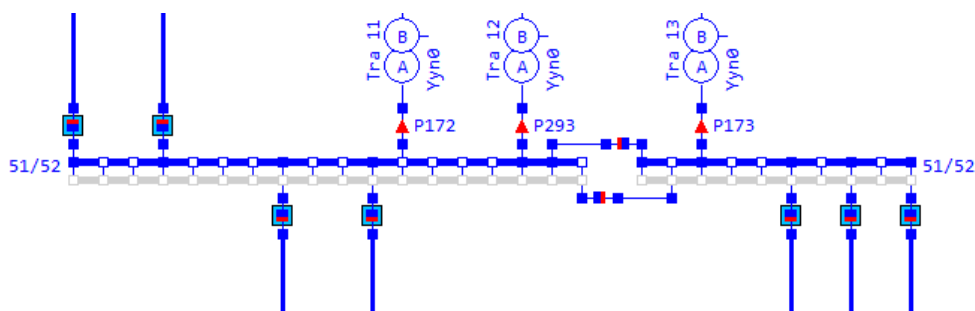


Abbildung 68: Verbinden von zwei Doppelsammelschienen

7.8.8 Balkenanzeige - Anzeige von Messwerten in der Netzgrafik

Optional können Ergebnisse der [Berechnung stationärer Netzzustände](#) und hier insbesondere der Lastflussberechnung als Balkendiagramm direkt in der Netzgrafik angezeigt werden. Die Anzeige der Balkendiagramme für [Sammelschiene](#) muss im Einstell-dialog **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung** in der Gruppe **Balkenanzeige aktivieren** aktiviert werden.

- Hauptmenü **ATP**

- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**

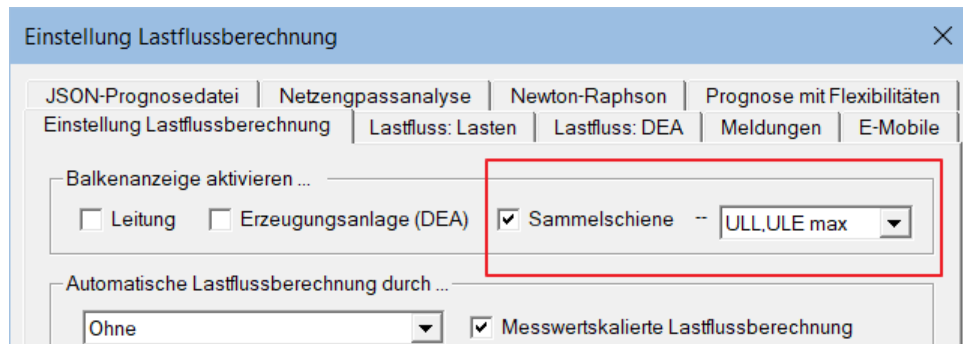


Abbildung 69: Sammelschiene - Aktivieren der Balkenanzeige in der Netzgrafik

Die Anzeigefunktion ist wie nachfolgend in der Tabelle aufgelistet vorgegeben.

Bezeichner	Bedeutung
ULL, ULE max	Betrag der maximalen Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung in %U _n bzw. %U _n /√3

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft ein Balkendiagramm zu Anzeige des Betrages der maximalen Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung. Der Einstellwert wird mit einem Kurzbezeichner in der Balkenanzeige angezeigt.

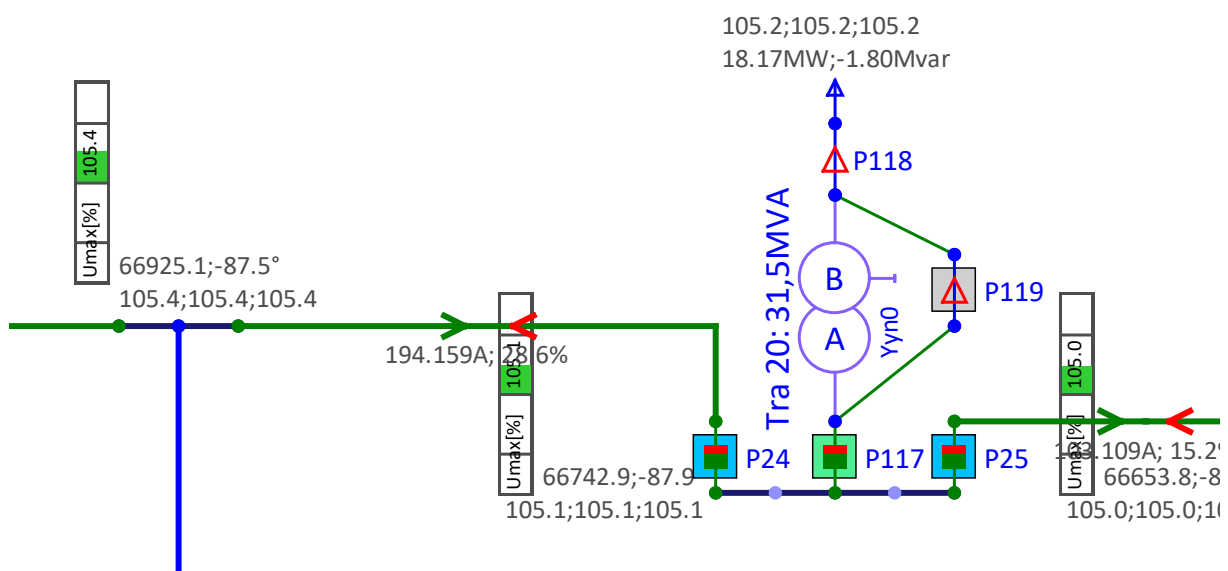


Abbildung 70: Anzeige von Ergebnissen als Balkendiagramm

Wie in der nachfolgenden Abbildung zu erkennen ist, entspricht der mittlere Strich der für die **Sammelschiene** eingestellten Nennspannung U_n. Abweichungen der Netzspannung von der Nennspannung werden durch einen **grünen** Balken oberhalb oder unterhalb des mittleren Striches dargestellt. Die beiden weiteren Trennstriche kennzeichnen das nach EN 50160 zulässige Spannungsintervall von ±10% U_n für Leiter-Leiter-Spannungen bzw. ±10% U_n/√3 für Leiter-Erd-Spannungen. Unzulässige Spannungen werden

mit einem **roten** Balken angezeigt, sofern diese innerhalb der Grenzen der Balkenanzeige von liegen.

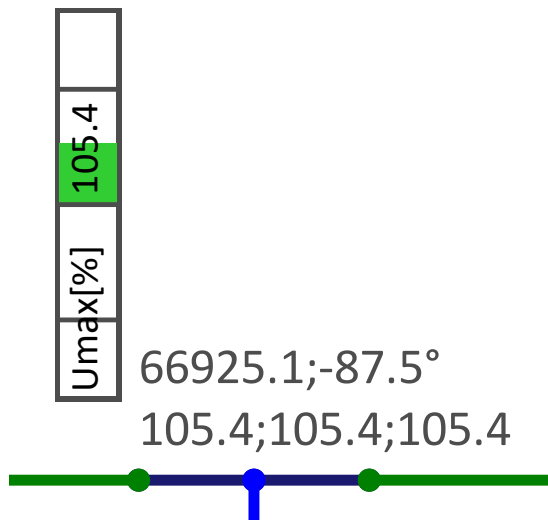


Abbildung 71: Balkenanzeige der Spannung an einer Sammelschiene

7.8.9 Position des anwenderspezifischen Namens in der Netzgrafik ändern

Der anwenderspezifische Name kann an verschiedenen Positionen der Sammelschiene in der Netzgrafik ausgegeben werden. In der nachfolgenden Abbildung wird als Beispiel der anwenderspezifische Name „0,4kV“ an der Sammelschiene angezeigt. Die Position des anwenderspezifischen Namens kann auch verändert werden, wenn Netzwerkelemente mit der Sammelschiene verbunden sind.

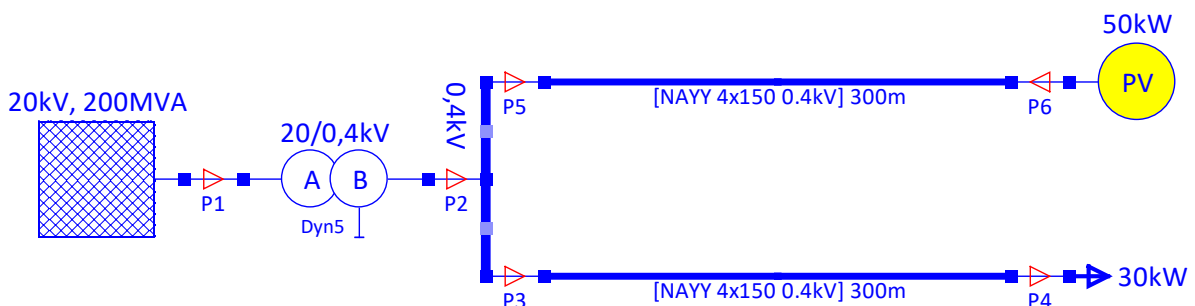


Abbildung 72: Anwenderspezifischer Name einer Sammelschiene in der Netzgrafik

Die Eingabe des anwenderspezifischen Namens wird im Einstelldialog wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt eingegeben.

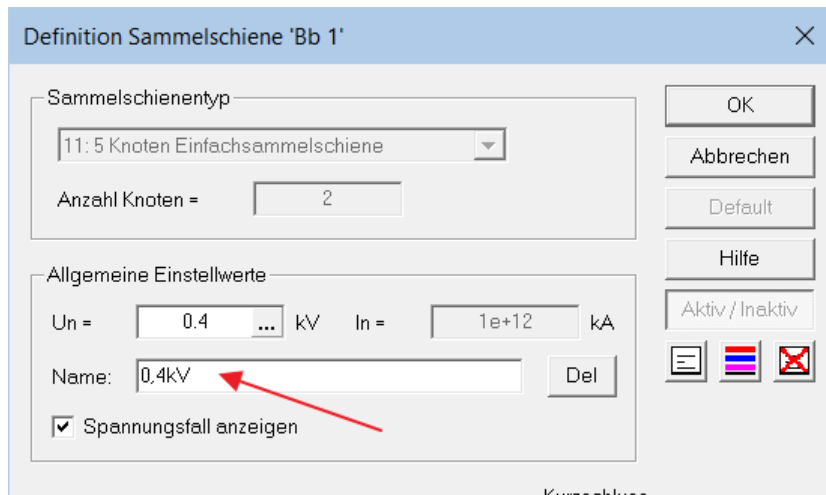


Abbildung 73: Anwenderspezifischer Name im Einstelldialog

Die Position des anwenderspezifischen Namens an der Sammelschiene kann verändert werden.

1. Sammelschiene durch einen **Left Mouse Button Click** markieren
2. Kontextsensitives Menü durch eine **Right Mouse Button Click** öffnen
3. Menüpunkte Sammelschiene, Name Sammelschiene mit der Maus öffnen
4. Eine der Positionen **Name: Links**, **Name: Rechts**, **Name: Unten** oder **Name: Oben** mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen

Die Positionen sind auf die horizontale Ausrichtung der Sammelschiene bezogen definiert. Für die vertikale Ausrichtung der Sammelschiene muss eine Drehung um 90° im Uhrzeigersinn berücksichtigt werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Auswahl der Position des anwenderspezifischen Namens.

Es muss auch beachtet werden, dass für Doppelsammelschienen wegen der Komplexität des grafischen Symbols in der Netzgrafik nicht alle Positionen möglich sind.

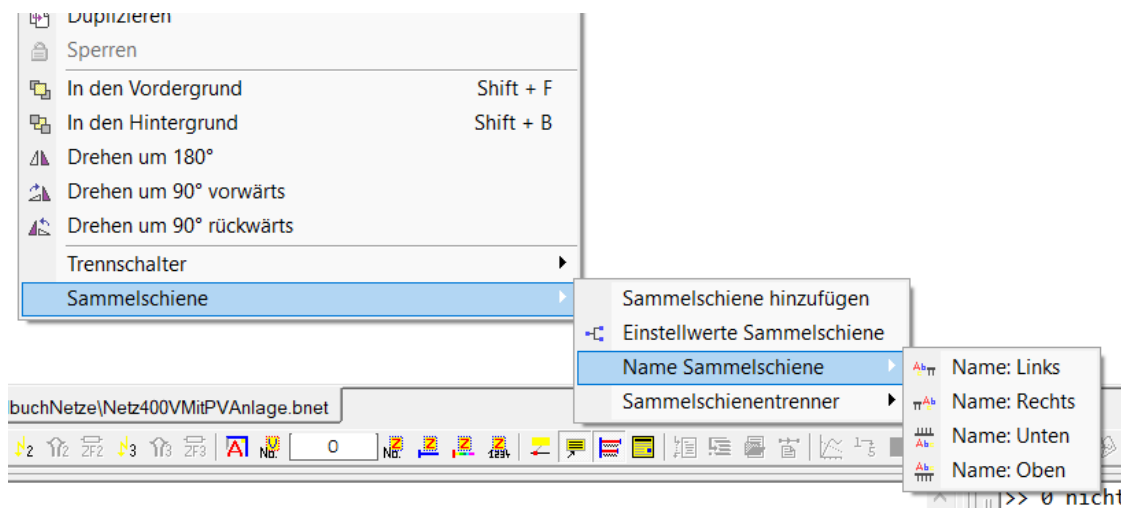


Abbildung 74: Position des anwenderspezifischen Namens für eine Sammelschiene

Die Position des anwenderspezifischen Namens kann auch mit Hilfe des Mausekzes geändert werden.

1. **Sammelschiene** mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
2. Position des anwenderspezifischen Namens durch **Drehen des Mausekzes** verändern.

7.9 Asynchronmaschine

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog für eine **Asynchronmaschine mit Kurzschlussläufer (Electrical Machine)**.

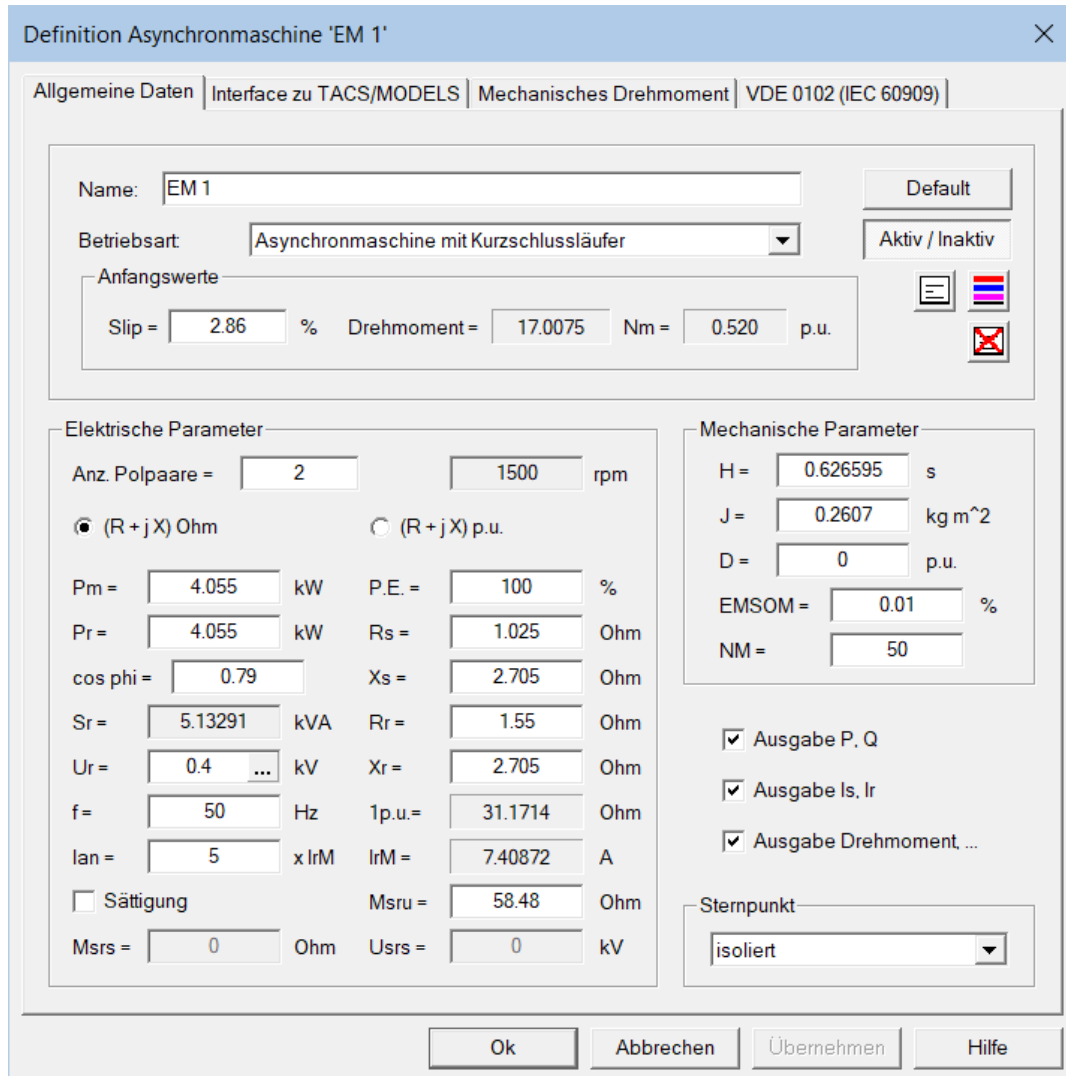


Abbildung 75: Einstelldialog einer Elektrischen Maschine – Allgemeine Daten

Einstellwert	Bedeutung
Default	Grundeinstellung für die Einstellwerte <u>aller</u> Registerkarten wiederherstellen
Slip	Schlupf [%], > 0: Motorbetrieb, < 0: Generatorbetrieb
Drehmoment	Mechanisches Belastungsmoment (Mechanical Torque) in Nm und in p.u.
Anzahl Polpaare	Anzahl Polpaare der Asynchronmaschine
I_{an}	Anlaufstrom I _{an} in Vielfachen des Bemessungsstroms I _{rM}
I_{rM}	Bemessungsstrom in A

Die Einstellung des elektrischen Ersatzschaltbildes der Asynchronmaschine kann in Ohm oder in p.u. erfolgen.

$$I_{\text{Anlaufstrom}} = I_{\text{an}} \cdot I_{rM}$$

$$I_{rM} = \frac{S_{rG}}{\sqrt{3} \cdot U_{rM}}$$

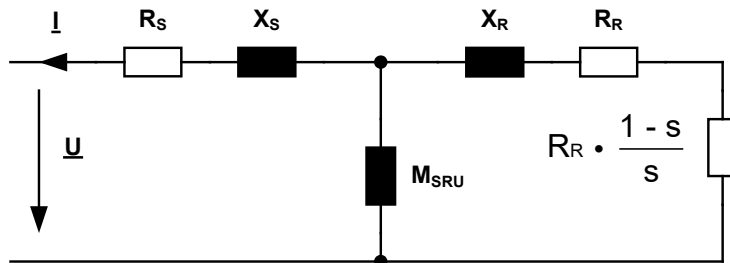


Abbildung 76: Einphasiges Ersatzschaltbild der Asynchronmaschine

Die vom ATP für das 3-phasige elektrische Ersatzschaltbild der Asynchronmaschine berechneten Leiterströme werden positiv nach dem Erzeugerzählpeilsystem (EZS) wie in der obigen Abbildung gezeigt gemessen.

Einstellwert	Bedeutung
Rs	Resistanz R_1 des Stators in Ohm
Xs	Streuinduktivität $X_{1\sigma}$ des Stators in Ohm
Rr	Resistanz R_2 des Rotors in Ohm
Xr	Streuinduktivität $X_{2\sigma}$ des Rotors in Ohm
MSRU	Hauptinduktivität X_h in Ohm (ohne Berücksichtigung von Sättigung)

Die Reaktanzen sind auf die Statorwicklung bezogen berechnet.

Einstellwert	Bedeutung
Pm	Mechanische Leistung in kW ("Abgabeleistung an der Welle")
P.E.	Wirkungsgrad η [0...100%] (P.E. = Power Efficiency) $P_m = P.E. \cdot P_r$
Pr	Aufgenommene elektrische Bemessungswirkleistung in kW
cos phi	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$
Sr	Bemessungsscheinleistung in kVA
Ur	Bemessungsspannung in kV
f	Nennfrequenz in Hz
1 p.u.	Bezugsimpedanz in Ohm $1p.u. = \frac{U_r^2}{S_r}$
Sternpunkt	isoliert Sternpunkt der Statorwicklungen isoliert starr geerdet Sternpunkt der Statorwicklungen starr geerdet

7.9.1 Mechanische Eigenschaften

Die mechanischen Eigenschaften werden durch die nachfolgenden Parameter eingestellt.

Einstellwert	Bedeutung
J	Massenträgheitsmoment
H	Trägheitskonstante $H = \frac{J \cdot \frac{2\pi f}{n_p}}{2 \cdot S_r}$ mit n_p = Anzahl Polpaare
D	Dämpfungskoeffizient
EMSOM	Toleranz für die Rotorgeschwindigkeit
NM	Maximale Anzahl der Iterationsschritte

ATP berechnet zwischen zwei Abtastzeitschritten durch ein unterlagertes Iterationsverfahren die mechanischen Eigenschaften, die zu den elektrischen im Sinne des Energieerhaltungssatzes passend sind. Konvergenzeigenschaften und Genauigkeit des unterlagerten Iterationsverfahrens werden durch die Einstellwerte **EMSOM** und **NM** definiert.

7.9.2 Sättigung der elektrischen Maschine

Alternativ kann die Sättigung berücksichtigt werden. Nähere Informationen dazu können im **ATP Rule Book** [20] nachgelesen werden.

7.9.3 Mechanisches Drehmoment

Die mechanische Drehmomentbelastung der Welle kann durch zwei alternative Verfahren während der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verändert werden.

The screenshot shows a software window titled "Definition Asynchronmaschine 'EM 1'". It contains several tabs at the top: "Allgemeine Daten", "Interface zu TACS/MODELS", "Mechanisches Drehmoment", and "VDE 0102 (IEC 60909)". The "Mechanisches Drehmoment" tab is currently selected.

In this tab, there are input fields for:

- "1p.u. mech. Drehmoment =" with a value of "32.6771" and unit "Nm". A "Default" button is next to it.
- A checkbox labeled "TACS:" which is unchecked.
- An "Anzahl =" field with a value of "1".

Below these inputs is a table with 5 columns: "Nr.", "Zeit [s]", "Drehmoment...", "Drehmoment...", and an empty column. The first row contains the values: "1", "0.1", "-1.5", "-49.0157". There are 18 rows in total, with the remaining 17 rows being empty.

At the bottom of the window are four buttons: "Ok", "Abbrechen", "Übernehmen", and "Hilfe".

Abbildung 77: Änderung des mechanischen Drehmoments der Wellenbelastung

Default

Grundeinstellung für die Einstellwerte der angezeigten Registerkarte wiederherstellen

- **Definition einer mathematischen Belastungsfunktion in TACS**
Nähere Informationen sind dem ATP Rule Book zu entnehmen.
- **Definition von Zeitpunkt der Belastungsänderung und Drehmomentbelastung**
Wie in Abbildung 77 gezeigt kann zeilenweise Zeitpunkt und das ab diesem Zeitpunkt gültige Drehmoment der Wellenbelastung einfach definiert werden. Dabei kann das Drehmoment wahlweise positiv oder negativ definiert werden.

Einstellwert	Bedeutung
No.	Anzahl nachfolgender Listeneinträge
Zeit [s]	Zeitpunkt der Drehmomentänderung
Drehmoment [p.u.]	Drehmoment an der Welle

Drehmoment [Nm]

7.9.4 Interface to TACS/MODELS – Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Werden dynamische Netzvorgänge berechnet, so können Kennwerte der Asynchronmaschine zur weiteren Verarbeitung nach **TACS** oder **MODELS** weitergeleitet werden. Für die in der Liste enthaltenen Signale können anwenderspezifische Namen mit maximal 6 Zeichen definiert werden, die in **TACS** weiterverarbeitet werden können. In der nachfolgenden Abbildung ist als Beispiel der TACS-Name **NAME** für das Ausgangssignal **Wirkleistung P [W]** definiert.

Default

Grundeinstellung für die Einstellwerte der angezeigten Registerkarte wiederherstellen

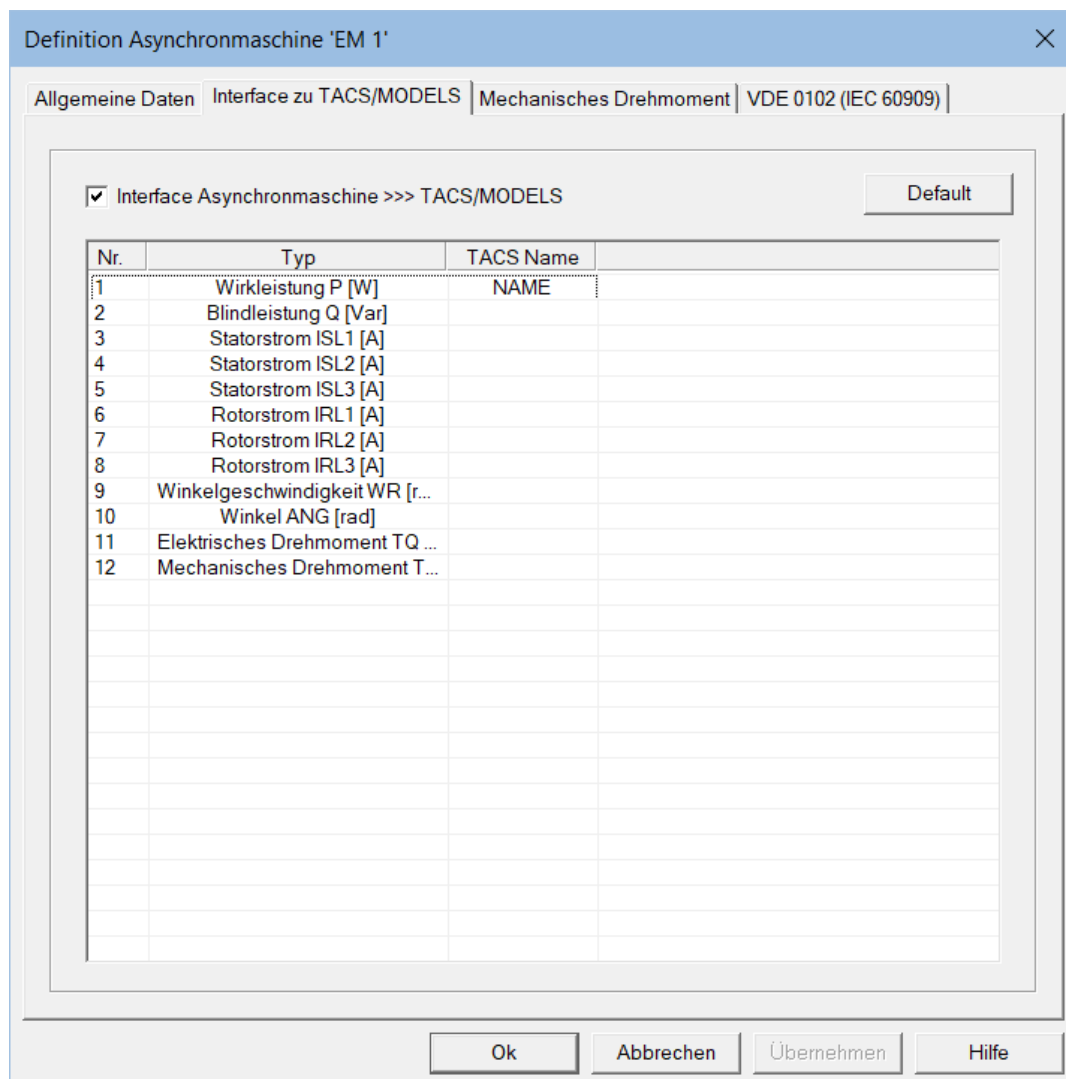


Abbildung 78: Definition der Signalnamen im TACS-Interface

Für die Ausgangssignale des Modells der Asynchronmaschine werden vom Netzrechnungsprogramm ATP wie in Abbildung 79 gezeigt definierte Signalnamen **TACS Name** verwendet. Der anwenderspezifische Name kann maximal 6 Zeichen umfassen und kann durch einen **Left Mouse Double Click** auf die entsprechende Zelle in der Spalte **TACS Name** eingegeben werden.

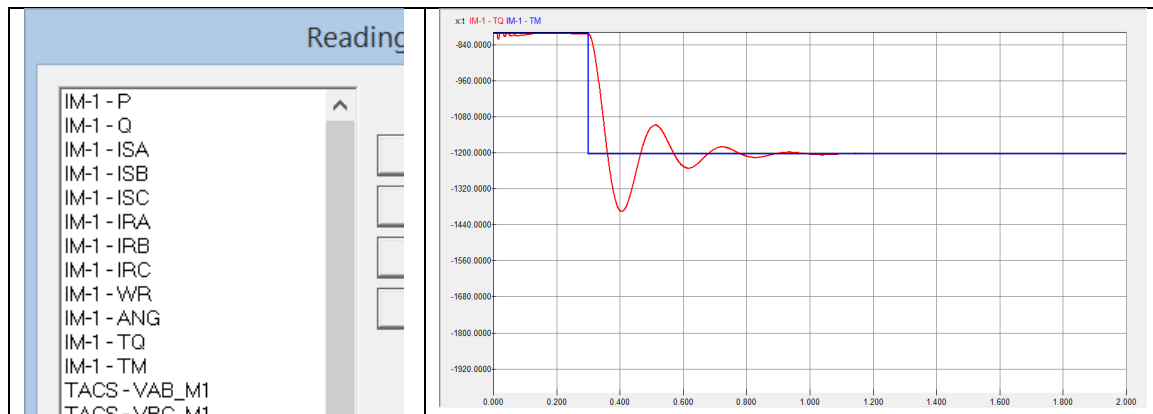


Abbildung 79: Benennung der Ausgangssignale der Asynchronmaschine

Die Signalnamen beginnen mit der Kennung **IM** (Induction **M**achine) und einer fortlaufenden Nummerierung.

Signal	Bedeutung
IM-1-P	Wirkleistung [W]
IM-1-Q	Blindleistung [var]
IM-1-ISA	Leiterstrom Stator [A], Leiter L1
IM-1-ISB	Leiterstrom Stator [A], Leiter L2
IM-1-ISC	Leiterstrom Stator [A], Leiter L3
IM-1-IRA	Leiterstrom Rotor [A], Leiter L1
IM-1-IRB	Leiterstrom Rotor [A], Leiter L2
IM-1-IRC	Leiterstrom Rotor [A], Leiter L3
IM-1-WR	Winkelgeschwindigkeit [rad / s]
IM-1-ANG	Polradwinkel [rad]
IM-1-TQ	Elektrisches Drehmoment im Luftspalt [Nm]
IM-1-TM	Mechanisches Drehmoment der Wellenbelastung [Nm]

7.9.5 Kurzschlussberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909)

Die Registerkarte VDE 0102 (IEC 60909) in Abbildung 80 zeigt die Einstellwerte für das Modell zur **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102**.

Default Grundeinstellung für die Einstellwerte nur der angezeigten Registerkarte wiederherstellen

Einstellwert	Bedeutung
R₀	Resistanz im Nullsystem
X₀	Reaktanz im Nullsystem

Die in obiger Tabelle nicht aufgeführten Einstellwerte sind im Einstelldialog der Registerkarte **Allgemeine Daten** enthalten und zu Beginn des Kapitels erläutert.

Definition Asynchronmaschine 'EM 1' ✕

Allgemeine Daten | Interface zu TACS/MODELS | Mechanisches Drehmoment | **VDE 0102 (IEC 60909)**

Nullsystem		Mitsystem		Default	
R0 =	9.656 Ohm	RM / XM =	0.42		
X0 =	21.912 Ohm	☐ Aktiviert			
Ur =	0.4 ... kV	Ist / IrM =	5		
Pr =	4.055 kW	cos phi =	0.79		
P.E. =	100 %				

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

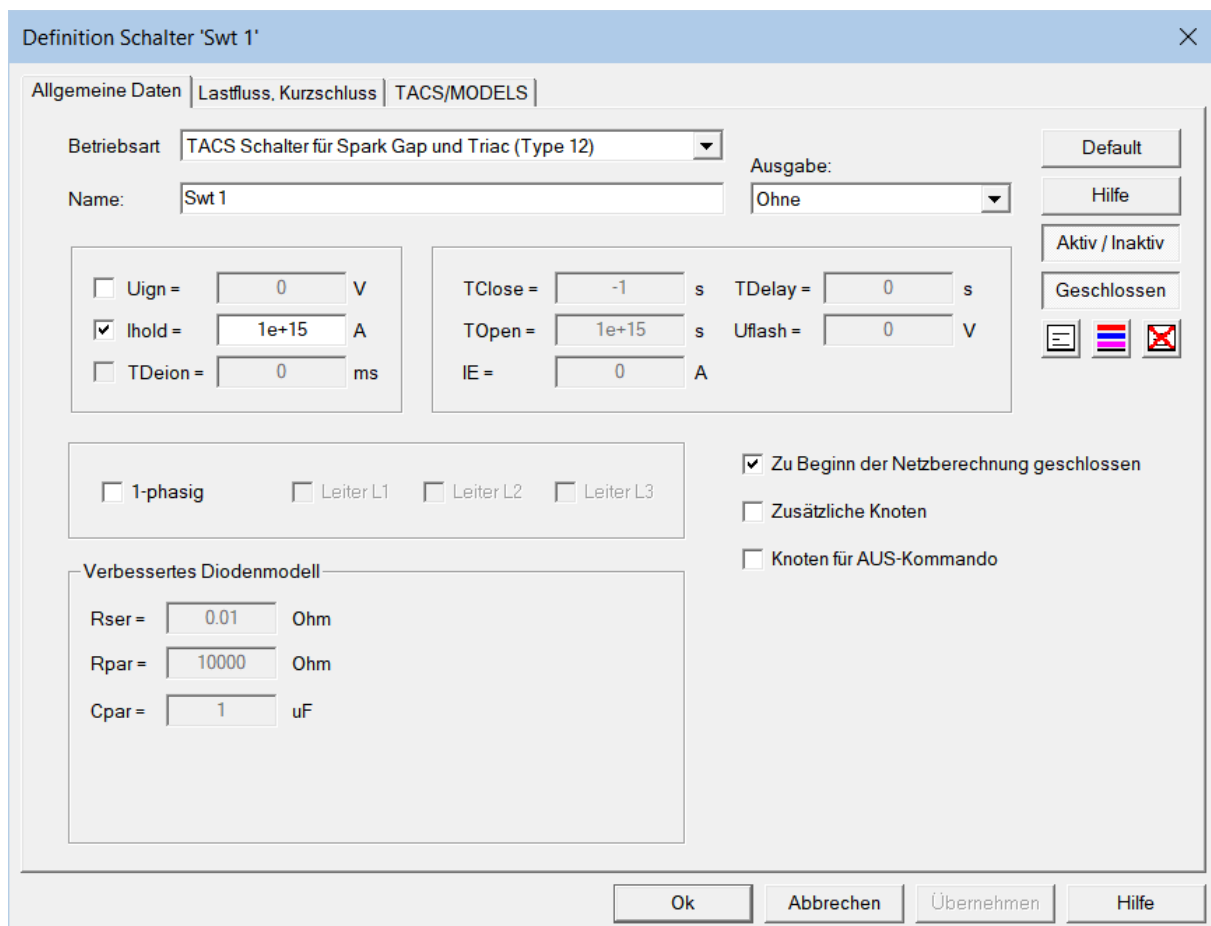
Abbildung 80: Einstellwerte zur Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102

7.10 Schalter Switch

Das Netzwerkelement Schalter kann für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** und die **Berechnung stationärer Netzzustände** verwendet werden. Das Netzwerkelement basiert auf dem ATP spezifischen Netzwerkelement **Switch**.

- Registerkarte **Allgemeine Daten**
Einstellwerte für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** und die **Berechnung stationärer Netzzustände**
- Registerkarte **Lastfluss, Kurzschluss**
Einstellwerte für die **Berechnung stationärer Netzzustände**
- Registerkarte **TACS/MODELS**
Einstellwerte für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**

Das Netzwerkelement Schalter kann als Alternative für das Netzwerkelement Schalter (CB) verwendet werden und stellt erweiterte Funktionen zur Verfügung. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog mit den Registerkarten.



The screenshot shows the 'Definition Schalter 'Swt 1'' dialog box with the 'Allgemeine Daten' tab selected. The dialog contains the following fields and controls:

- Betriebsart:** TACS Schalter für Spark Gap und Triac (Type 12)
- Name:** Swt 1
- Ausgabe:** Ohne
- Buttons:** Default, Hilfe, Aktiv / Inaktiv, Geschlossen, and a color selection button.
- Parameters:**
 - ☐ Uign = 0 V
 - ☒ Ihold = 1e+15 A
 - ☐ TDeion = 0 ms
 - TClose = -1 s
 - TDelay = 0 s
 - TOpen = 1e+15 s
 - Uflash = 0 V
 - IE = 0 A
- 1-phasig:** ☐ 1-phasig, ☐ Leiter L1, ☐ Leiter L2, ☐ Leiter L3
- Verbessertes Diodenmodell:**
 - Rser = 0.01 Ohm
 - Rpar = 10000 Ohm
 - Cpar = 1 uF
- Options:**
 - ☒ Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen
 - ☐ Zusätzliche Knoten
 - ☐ Knoten für AUS-Kommando
- Buttons:** Ok, Abbrechen, Übernehmen, Hilfe

Abbildung 81: Einstelldialog des Schalters – Registerkarte **Allgemeine Daten**

7.10.1 Allgemeine Einstellwerte

Die nachfolgenden Einstellwerte sind für beide Berechnungsarten zu verwenden.

Einstellwert	Bedeutung
Aktiv / Inaktiv	Netzwerkelement aktivieren oder deaktivieren
Geschlossen	Schalter stationär d.h. vor Beginn einer Netzberechnung öffnen oder schließen
Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen	Im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge kann der Schalter z.B. zeitabhängig gesteuert werden. Im Falle der Berechnung stationärer Netzzustände kann der Schalter z.B. durch das AUS-Kommando eines Schutzgerätes oder eine Schutzlogik an einem eigenen Knoten geöffnet werden.
Zusätzliche Knoten	Siehe Kapitel Zusätzliche Knoten
Knoten für AUS-Kommando	
Default	Grundeinstellung des Netzwerkelementes wiederherstellen
Hilfe	Hilfedatei öffnen

Tabelle 6: Einstellwerte des Schalters

7.10.2 Verbinden eines Schalters mit anderen Schaltern, Sammelschienen, etc.

Um einen **Schalter** mit einem anderen **Schalter**, einem [Mess/Schutzgerät](#) oder einer [Sammelschiene](#) zu verbinden, werden zusätzlich serielle Resistenzen in das interne Modell eingefügt. Dazu wird die nachfolgend dargestellte Schaltung mit den internen Knoten verwendet. Durch die zusätzlichen Resistenzen wird das interne Modell des Schalters von den anderen Netzobjekten entkoppelt, um Probleme wie numerische Oszillationen oder auch die Fehlzuzuweisung von Messwerten zu vermeiden. Der Wert der Serienresistenzen kann durch den Einstellwert **R** in der Gruppe **Zusatzknoten** der Registerkarte **TACS/MODELS** eingestellt werden.

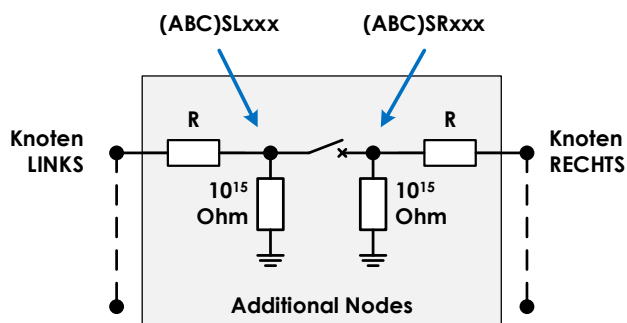


Abbildung 82: Verbinden eines Schalters mit anderen Netzwerkelementen

Mit Hilfe der zusätzlichen Serienresistenzen kann die Parallelschaltung von Schalter und Diode in Abbildung 434 mit dem ATP realisiert werden.

7.10.3 Öffnen und Schließen des Schalters

Der Schalter kann auf mehrere Arten geöffnet oder geschlossen werden.

- **Right Mouse Button Menu** öffnen
- Toolbar-Buttons 
- Taste **Geschlossen** im Einstelldialog
- Option **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** im Einstelldialog

7.10.3.1 Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen

Falls aktiviert ist der Switch zu Beginn der Netzberechnung geschlossen, sonst geöffnet. Die Einstellung legt im Sinne einer Anfangsbedingung den Zustand des Schalters zu Beginn der Netzberechnung (stationär oder dynamisch) fest. Der Anfangszustand

kann auch durch die beiden Toolbar-Buttons  als geschlossen oder geöffnet definiert werden, wenn der **Schalter** vorher markiert wurde.

- Ist der **Anfangszustand OPEN**, so bleibt der Zustand für die Berechnung eines stationären Netzzustandes bestehen. Im Verlaufe der Berechnung dynamischer Netzvorgänge kann der Schalter ggfs. wieder geschlossen werden.
- Ist der **Anfangszustand CLOSED**, so bleibt der Zustand für die Berechnung eines stationären Netzzustandes bestehen. Im Falle eines AUS-Kommandos wird der Schalter in der Netzgrafik als offen dargestellt. Der Zustand des Einstellwertes **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** wird dadurch aber nicht verändert. Im Verlaufe der Berechnung dynamischer Netzvorgänge kann der Schalter ggfs. wieder geöffnet werden.

7.10.3.2 Einstellwert Geschlossen

Der Schalter kann mit Hilfe des Tasters **Geschlossen** im Einstelldialog geöffnet oder geschlossen werden. Der Zustand wird z.B. durch Schutzfunktionen als Ergebnis von Netzberechnungen geändert werden. Dieser Einstellwert ist identisch mit dem Einstellwert **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen**.

Darüber hinaus kann der Schalter durch das Untermenü **Schalter** im **Right Mouse Button Menu** oder die beiden Toolbar Buttons geöffnet  und geschlossen  werden. Das kontextsensitive Menu kann unabhängig vom **Netzwerk Design Mode**  geöffnet werden, wenn das Netzwerkelement **Schalter** markiert ist.

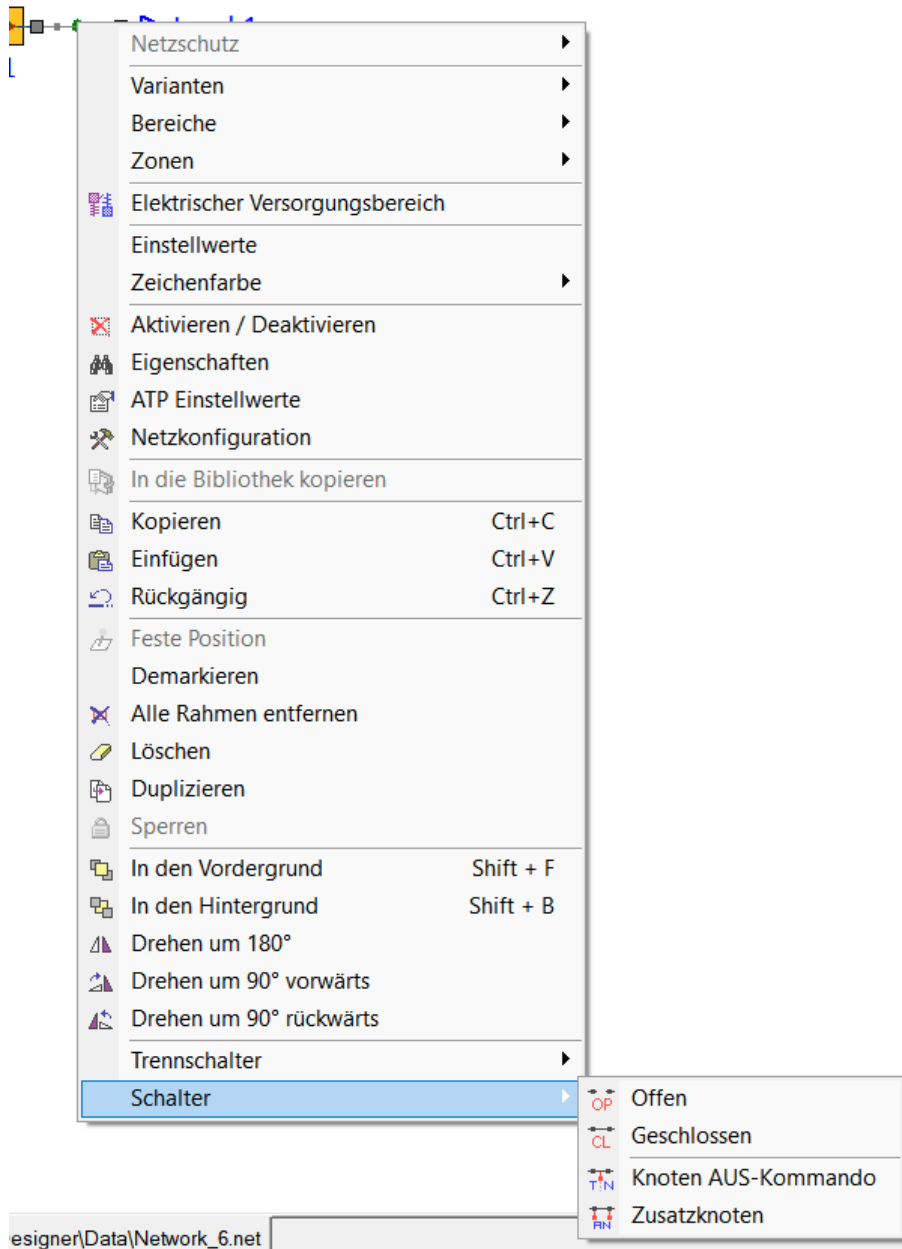


Abbildung 83: Öffnen und Schließen des Schalters – Right Mouse Button Menü

7.10.3.3 Öffnen und Schließen des Schalters durch einen *Right Mouse Button Click*

Der Schaltzustand des Schalters kann durch einen **Right Mouse Button Click** invertiert werden, wenn der Mauscursor über dem grafischen Symbol des Schalters in der Netzgrafik positioniert wird.

Das Öffnen und Schließen des Schalters per **Right Mouse Button Click** erfolgt analog zu dem [Öffnen und Schließen des Schalters eines Mess/Schutzgerätes](#).

7.10.3.4 Gleichzeitiges Öffnen und Schließen aller aktivierte Schalter

Alle Schalter des Typs **Schalter** und **Schalter (CB)**, die aktiviert sind, können gleichzeitig durch die Menüpunkte



im Hauptmenü **Netzwerk Design** geöffnet oder geschlossen werden.

7.10.4 Einstellwert Knoten für AUS-Kommando

Der **Schalter** kann in Verbindung mit den Schutzfunktionen des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** als Leistungsschalter verwendet werden. In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhaft drei Überstromzeitschutzgeräte nachgebildet, deren AUS-Kommandos (= TRIP) mit Hilfe eines **TACS**-Elementes verodert und mit dem TRIP-Eingang des **Schalters** verbunden sind.

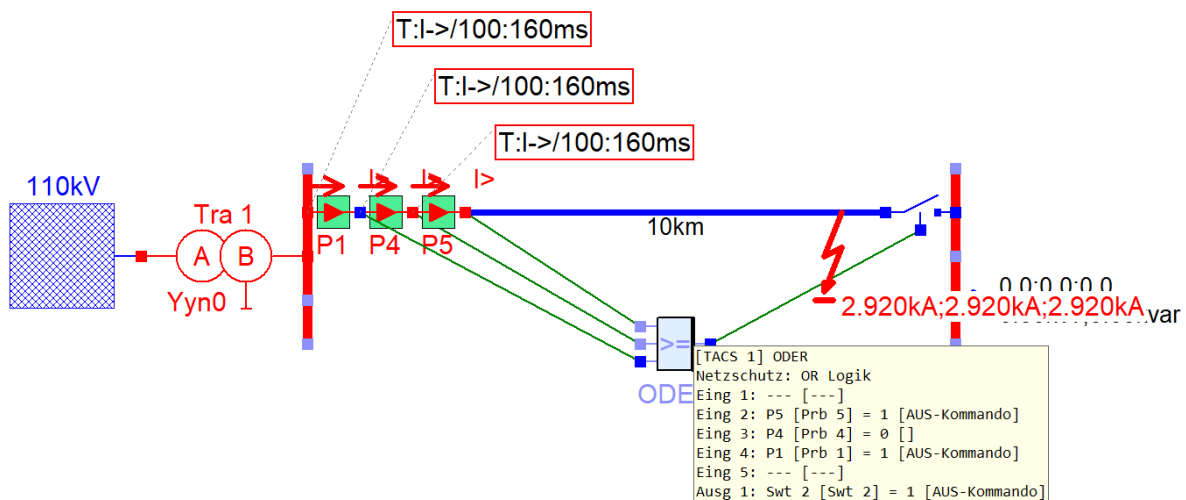


Abbildung 84: Schalter mit aktiver Option Knoten für AUS-Kommando

7.10.5 Schalter - Berechnung dynamischer Netzvorgänge

ATPDesigner kombiniert im Einstelldialog das ATP-basierte Netzwerkelement **Switch** mit der Möglichkeit, eine zeitliche Abfolge von Schaltzeiten zu definieren. Die Schaltzeiten werden durch eine **IACS**-Steuerfunktion nachgebildet. Auch die Verwendung z.B. einer Diode ist möglich. Die Einstellwerte der beiden Registerkarten **Allgemeine Daten** und **TACS/MODELS** sind nachfolgend in diesem Kapitel dargestellt.

Die nachfolgenden Einstellwerte werden abhängig von der **Betriebsart** verwendet und definieren das physikalische Verhalten des Schalters. Falls der Einstellwert keine Bedeutung für die gewählte Betriebsart hat, wird der Einstellwert deaktiviert.

Einstellwert	Bedeutung
Uign	Zündspannung
Ihold	Haltestrom Der Haltestrom kann in Zusammenhang mit einem Schutzgerät zur Realisierung des Schalterpol-selektiven Unterbrechens der Kurzschlussströme verwendet werden.
TDeion	Zeit zur De-Ionisierung
TClose	Zeitpunkt des Schließens
TOpen	Zeitpunkt des Öffnens
IE	Stromschwelle
TDelay	Zeitverzug
UFlash	Zündspannung über den offenen Schalterpolen

Tabelle 7: Einstellwerte des Schalters für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Folgende Randbedingungen müssen basierend auf dem ATP bei der Verwendung eines Schalters berücksichtigt werden.

- Ein Schalter ist nicht zulässig direkt zwischen Spannungsquellen oder einer Spannungsquelle und Erde. Ist eine derartige Schaltung erforderlich, sollte eine Entkopplungsresistanz von z.B. $10^{-6}\Omega$ dazwischengeschaltet werden.
- Verbindet ein Schalter eine Spannungs- und eine Stromquelle, dann wird die Stromquelle nicht berücksichtigt, wenn der Schalter geschlossen ist.

7.10.5.1 Registerkarte TACS/MODELS

In der nachfolgenden Abbildung sind die Einstellwerte der Registerkarte [TACS/MODELS](#) dargestellt, die das Interface von und zu den ATP Subsystemen **TACS** und **MODELS** definieren.

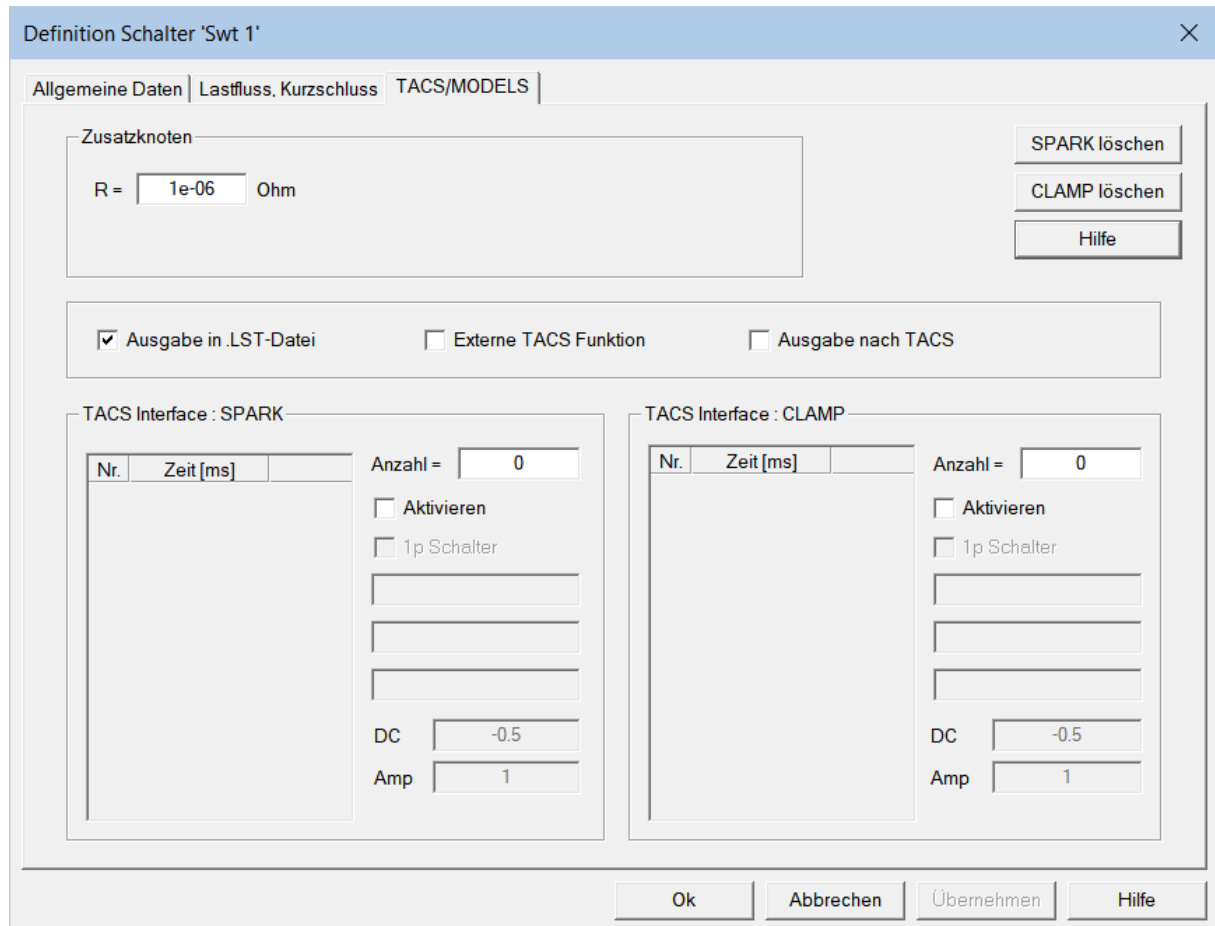


Abbildung 85: Einstelldialog des Schalters – Registerkarte TACS/MODELS

7.10.5.2 Betriebsarten

Es wird für alle Betriebsarten empfohlen, eine **Stromschwelle IE > 0** zu verwenden, um unerwünschte mathematische Oszillationen zu vermeiden.

- **TACS gesteuerter Schalter für Dioden (Type 11)**

Die Betriebsart stellt eine Diode oder einen Thyristor mit Steuereingang zur Verfügung. Der Thyristor kann über **TACS** oder **MODELS** gesteuert werden. Die nachfolgende zeigt ein Beispiel.

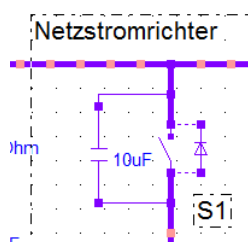


Abbildung 86: Switch – Betriebsart als Diode parallel zu einem anderen Switch

Relevante Einstellwerte: Uign, Ihold, TDeion

▪ Messschalter (MEASURING)

Die Betriebsart dient dazu, Spannungen und Ströme im Sinne eines Messinstrumentes zu messen. Die Einstellwerte werden nicht verwendet. Das Netzwerkelement [Mess/Schutzgerät](#) basiert intern auf dem ATP-Modell **MEASURING Switch**. Der interne Zustand entspricht einem ständig geschlossenen Schalter.

Relevante Einstellwerte: keine

▪ Spannungsgesteuerter Schalter

Schließen: spannungsabhängig, Öffnen: stromabhängig

Der Schalter ist zunächst offen und schließt zum Zeitpunkt $t \geq T_{Close}$, wenn die Zündspannung **Uflash** über den offenen Schalterpolen überschritten wird. Der Schalter öffnet wieder, wenn $i_{L123}(t) > I_E$ beträgt. Vor dem Öffnen muss die Zeit **TDelay** ablaufen.

Relevante Einstellwerte: TClose, Uflash, IE, TDelay

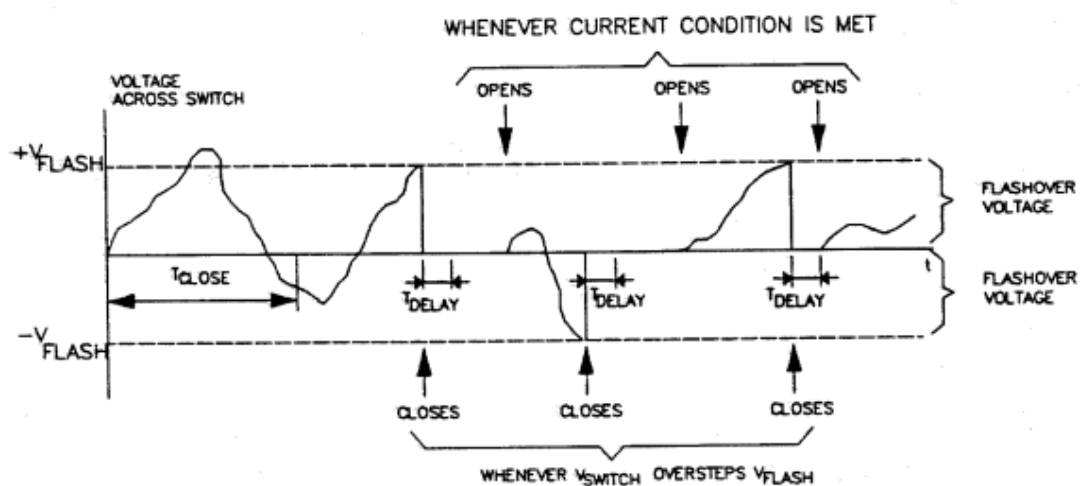


Abbildung 87: Spannungsgesteuerter Schalter – Einstellwerte (Quelle: ATP Rule Book)

Im Fall numerischer Oszillationen ist im **ATP Rule Book** der in Abbildung 436 dargestellte Schaltungsvorschlag enthalten (Quelle: ATP Rule Book).

- 1) In case the voltage across the gap oscillates around the true value (i.e. an inductance "hanging in the air", as per sketch), this can be avoided by computing the gap voltage for checking flashover as the average of the last two time-step figures:

$$v_{gap}(t) = \left(\frac{v(t) + v(t - \Delta t)}{2} \right)$$



Abbildung 88: Vermeidung numerischer Oszillationen

▪ Zeitgesteuerter Schalter

Schließen: zeitabhängig, Öffnen: stromabhängig

Zu Beginn der Simulation ($t = 0s$) ist der Schalter geöffnet, kann aber durch den Einstellwert **TClose** < 0 auch zu Simulationsbeginn als geschlossen definiert werden. Der Schalter schließt bei $t = \text{TClose}$ und versucht abhängig von der Stromschwelle **IE** für die Zeit $t \geq \text{TOpen}$ zu öffnen. Nach dem Öffnen bleibt der Schalter geöffnet, eine Wiedereinschaltung kann nicht eingestellt werden. Die beiden nachfolgenden Bilder aus dem **ATP Rule Book** zeigen das Verhalten zur Unterbrechung des Leiterstroms abhängig von der Stromschwelle **IE**. Es muss beachtet werden, dass hier die Beträge der Momentanwerte $i_{L123}(t)$ mit der Stromschwelle verglichen werden.

Relevante Einstellwerte: IE, TClose, TOpen

a) $I_E = 0$ (no current margin)

Opening at $t \geq \text{TOpen}$, as soon as the switch current i_{switch} goes through zero (changes sign)

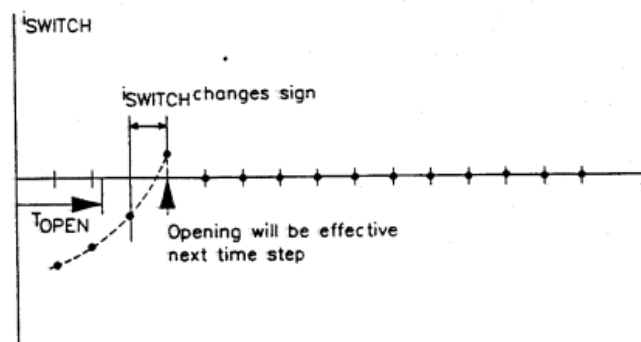


Abbildung 89: Zeitgesteuerter Schalter – Stromschwelle $I_E = 0$ (Quelle: ATP Rule Book)

b) $I_E \neq 0$ (current margin set)

Opening at $t \geq \text{TOpen}$, as soon as $|i_{\text{switch}}| < I_E$

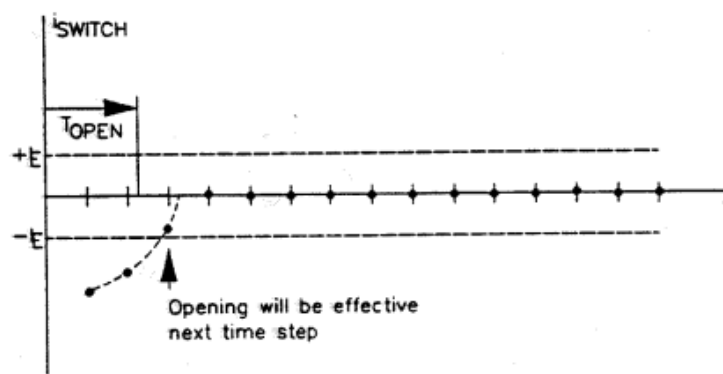


Abbildung 90: Zeitgesteuerter Schalter – Stromschwelle $I_E > 0$ (Quelle: ATP Rule Book)

Wenn zeitabhängige Spannungs- oder Stromwerte mit einem Anfangswert ungleich Null im Startzeitpunkt $t = 0s$ der Simulation beginnen, so sollte der Schalter mit der Einstellung **TClose** < 0 geschlossen sein, um unerwünschte Ausgleichsvorgänge zu vermeiden und den Schaltzustand in der Berechnung der stationären Anfangswerte berücksichtigen zu können.

▪ TACS gesteuerter Schalter (Type 13)

Der Schalter kann durch eine beliebige **TACS**- oder **MODELS**-Zeitfunktion geöffnet und geschlossen werden. Zur Definition einer Schaltfunktion kann in dem Einstelldialog in Abbildung 91 alternativ die Liste **TACS Interface: OPEN/CLOSE**

verwendet werden. Der Schalter wird mit dem Einstellwert **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** zu Beginn der Simulation während der Berechnung der stationären Anfangswerte als offen oder geschlossen definiert.

Relevante Einstellwerte: keine bzw. I_{hold} in Verbindung mit den MODELS-basierten Schutzfunktionen für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge zur Implementierung eines polselektiven Unterbrechens des Kurzschlussstromes.

Dieser Schaltertyp kann aus dem **TACS**- oder **MODELS**-Teil des ATP geöffnet oder geschlossen werden, wenn die Option **Externe TACS Funktion** aktiviert ist. Es muss dann wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt die **TACS**- oder **MODELS**-Variable mit Aktivierung der Option **Enabled** in der Auswahlliste ausgewählt werden. Damit ATPDesigner eine **TACS**- oder **MODELS**-Variable in der Auswahlliste aufnimmt, muss vorher die .ATP-Steuerdatei z.B. mit dem Toolbar-Button  oder dem Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **.ATP-Datei schreiben** erzeugt werden.

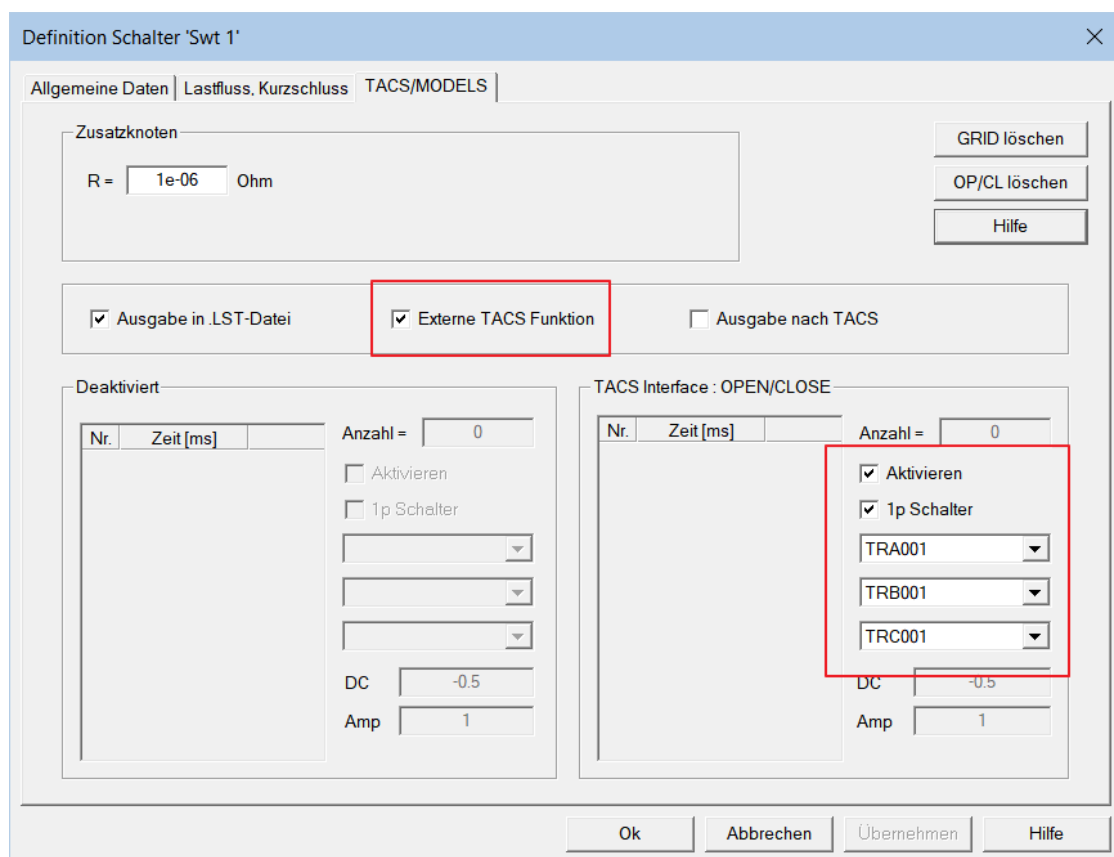


Abbildung 91: TACS gesteuerter Schalter – Gesteuert durch TACS oder MODELS

- Wert der TACS/MODELS-Variable ≤ 0 : Schalter ist **OFFEN**
- Wert der TACS/MODELS-Variable > 0 : Schalter ist **GESCHLOSSEN**

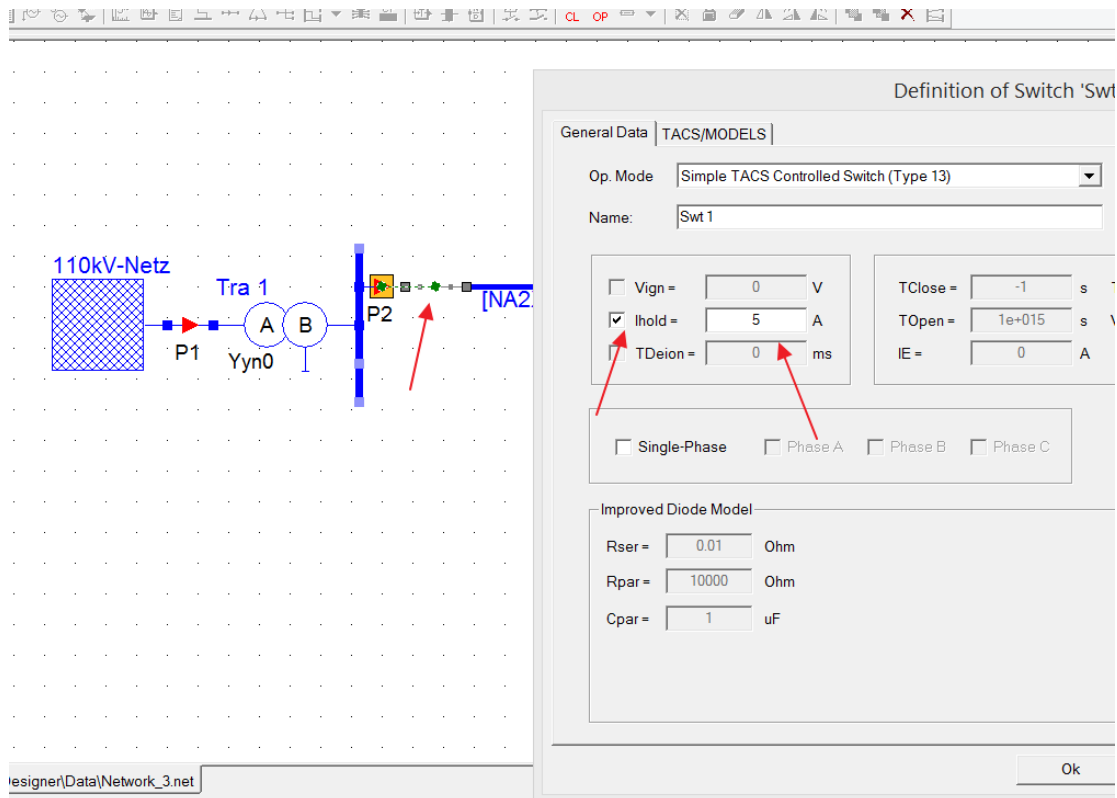


Abbildung 92: MODELS-basierte Netzschutzfunktionen - Haltestrom I_{hold}

Wie in der obigen Abbildung zu erkennen ist, kann der **Haltestrom** I_{hold} im Einstelldialog des **Schalters** verwendet werden, um ein polselektives Unterbrechen des Kurzschlussstromes nachzubilden. Der Haltestrom wird nur in der MODELS-Software verwendet, hat sonst keine Bedeutung.

- **TACS Schalter für Spark Gap und Triac (Type 12)**

Die Betriebsart stellt einen Schalter mit zwei möglichen Steuereingängen **Spark** und **Clamp** zur Verfügung. Der Schalter wird mit dem Einstellwert **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** zu Beginn der Simulation während der Berechnung der stationären Anfangswerte als offen oder geschlossen definiert.

Relevante Einstellwerte: Uign, Ihold, TDeion

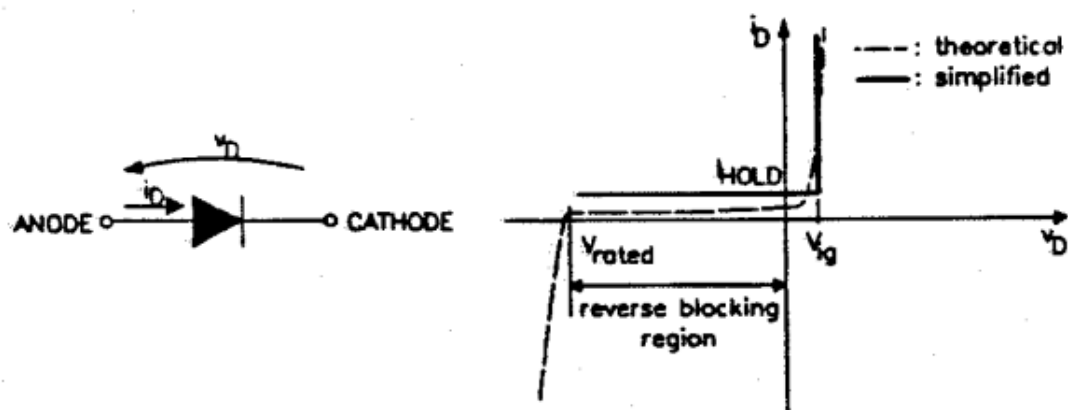


Abbildung 93: Schalter – Kennlinie einer Diode

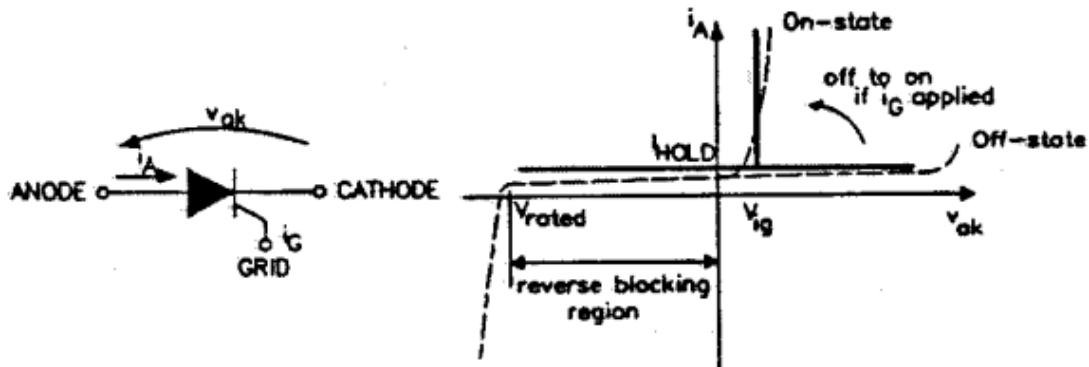


Abbildung 94: Schalter – Kennlinie als Thyristor

In dieser Betriebsart werden die Steuersignale GRID und OPEN/CLOSE wie in Abbildung 95 dargestellt verwendet. Die Schaltzeitpunkte können mit den im Einstelldialog vorhandenen Listen oder durch ein TACS/MODELS-Steuersignal vorgegeben werden. Weitere Informationen können dem **ATP Rule Book** in **Section VI.C – TACS-controlled switches** ab Seite 21 entnommen werden.

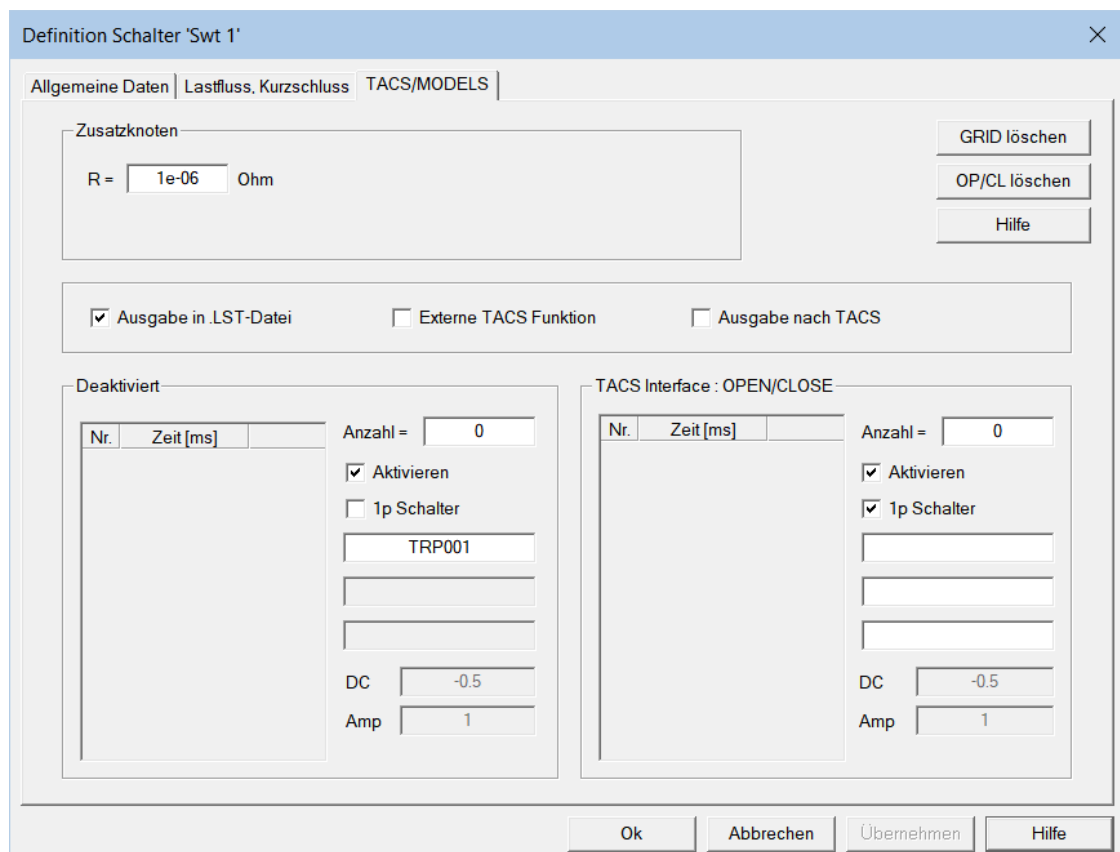
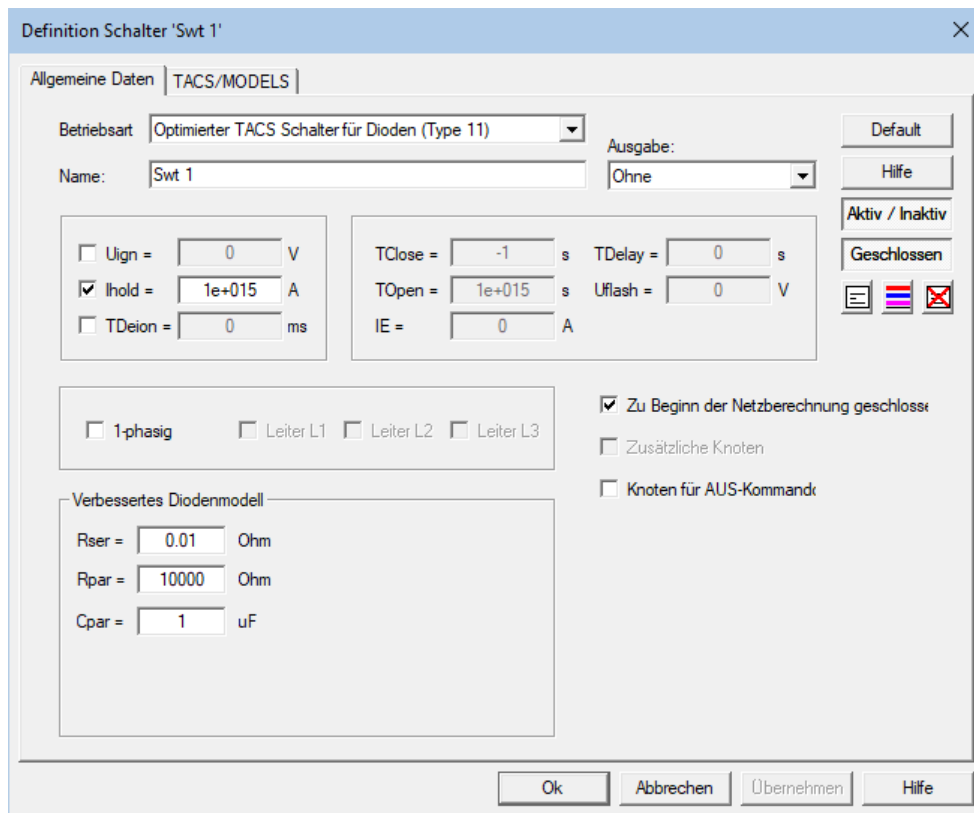


Abbildung 95: Schalter – Einstellwerte GRID und OPEN/CLOSE

▪ Optimierter TACS Schalter für Dioden (Type 11)

Die Betriebsart stellt eine Diode mit verbessertem Modell zur Verfügung. Die interne Struktur des Modells basiert auf dem idealisierten Modell einer ATP-Diode

(Abbildung 445). Die Einstellwerte für die Komponenten sind in der Gruppe **Verbessertes Diodenmodell** der Registerkarte **Allgemeine Daten** bzw. in der Gruppe **Additional Nodes** der Registerkarte **TACS/MODELS** enthalten.



Definition Schalter 'Sw1'

Allgemeine Daten | TACS/MODELS

Betriebsart: Optimierter TACS Schalter für Dioden (Type 11) Ausgabe: Ohne

Name: Sw1

Uign = 0 V

Ihold = 1e+015 A

TDeion = 0 ms

TClose = -1 s TDelay = 0 s

TOpen = 1e+015 s Uflash = 0 V

IE = 0 A

☐ 1-phasig ☐ Leiter L1 ☐ Leiter L2 ☐ Leiter L3

☒ Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen

☐ Zusätzliche Knoten

☐ Knoten für AUS-Kommand

Verbessertes Diodenmodell

Rser = 0.01 Ohm

Rpar = 10000 Ohm

Cpar = 1 uF

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 96: Einstelldialog für das verbesserte Modell einer Diode

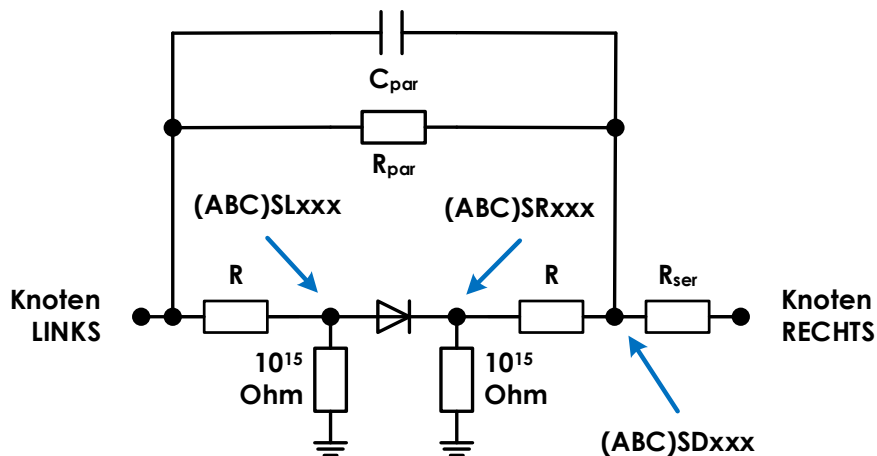


Abbildung 97: Internes verbessertes Modell einer Diode

7.10.5.3 Zusätzliche Knoten

Durch das Aktivieren der Option **Zusätzliche Knoten** werden zwei zusätzliche Knoten aktiviert, die zu den bisher vorhandenen Knoten im Sinne einer Duplizierung verwendet werden. In Abbildung 98 ist ein Switch (**roter Pfeil**) zu sehen, der parallel zu einer Freilaufdiode (Betriebsart **TACS gesteuerter Schalter für Dioden (Type 11)**) geschaltet werden soll. Die Knotennamen sind jeweils paarweise entsprechend der grafischen Verbindung identisch.

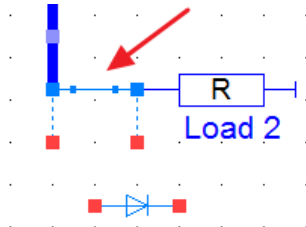
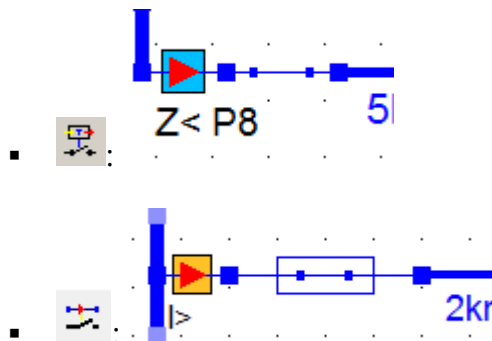


Abbildung 98: Schalter – Aktivierung zusätzlicher Knoten

In der Betriebsart **Optimierter TACS Schalter für Dioden (Type 11)** können keine **Zusätzliche Knoten** aktiviert werden. Falls aktiviert, werden die **Zusätzliche Knoten** automatisch deaktiviert.



Das Netzwerkelement **Schalter** kann in zwei verschiedenen Größen mit verschiedenen grafischen Symbolen verwendet werden. Beide grafischen Symbole verwenden den gleichen Einstelldialog.



7.10.5.3.1.1 Ausgabe in .LST-Datei

Wenn diese Option aktiviert ist, werden die Schaltzeitpunkte von dem ATP in die .LST-Datei geschrieben. ATPDesigner wertet die entsprechenden Kommentarzeilen der .LST-Datei aus. **Diese Option muss immer dann aktiviert sein, wenn die Anzeige des ersten Schaltzeitpunktes in der Netzgrafik direkt am Switch erfolgen soll**, auch wenn der Switch durch die Programmiersprache **MODELS** gesteuert wird. ATPDesigner zeigt das Öffnen oder das Schließen des Schalters direkt in der Netzgrafik an.

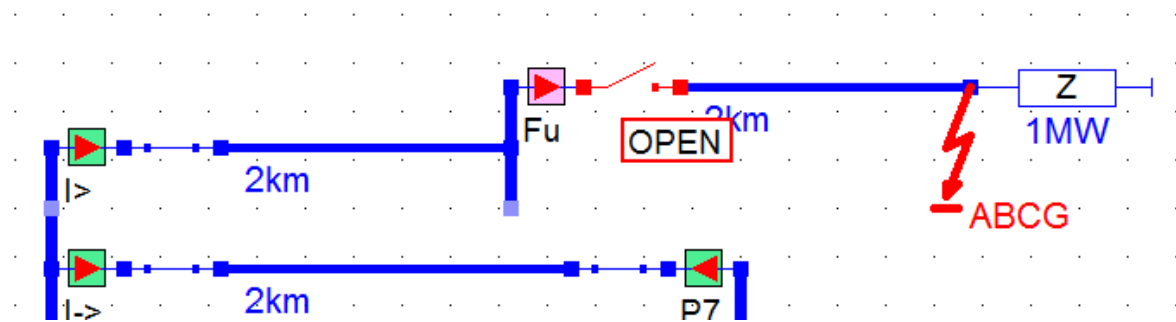


Abbildung 99: Anzeige des Öffnens/Schließens von Schaltern in der Netzgrafik

Darüber hinaus zeigt ATPDesigner die leiterselektiven Schaltzeiten in einem Tooltip an, wenn sich der Mauszeiger "über" dem grafischen Symbol des Schalters befindet.

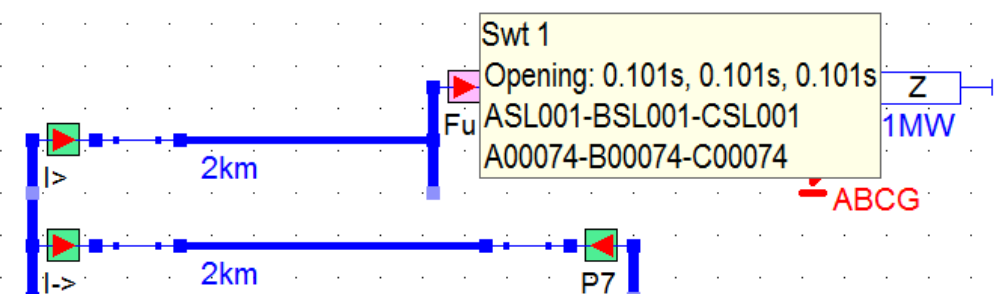


Abbildung 100: Anzeige der Schaltzeiten eines Schalters in einem Tooltip

Die Schaltzeiten des **Schalters** sowie der Name eines ggfs. verbundenen [Schutzgerätes](#) werden zusätzlich im [Meldungsfenster](#) ausgegeben.

7.10.5.4 TACS Interface: SPARK

Mit Hilfe der hier enthaltenen Einstellwerte kann die zeitliche Schaltreihenfolge sehr einfach definiert werden.

1. Mit **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** den Anfangszustand des Schalters definieren.
2. Anzahl der Schaltzeitpunkte **Nr.** festlegen.
3. Schaltzeitpunkte in ms in der Liste definieren.
4. Die Schaltreihenfolge mit der Option **Aktivieren** aktivieren.

ATPDesigner erzeugt einen Vorschlag für die Schaltvariable **SSC001**, die im TACS-Teil von ATP zur Erzeugung der Schaltimpulse benötigt wird. Die beiden Einstellwerte **DC** und **Amp** werden ebenfalls zur Erzeugung der Schaltimpulse benötigt und sollten nicht verändert werden. Die Einstellungen sind in den beiden nachfolgenden Registerkarten des Einstelldialogs dargestellt.

Definition Schalter 'Swt 1'

Algemeine Daten | TACS/MODELS

Betriebsart: TACS Schalter für Spark Gap und Triac (Type 12)

Name: Swt 1

Ausgabe: Ohne

Default

Hilfe

Aktiv / Inaktiv

Geschlossen

Uign = 0 V

Ihold = 5 A

TDeion = 0 ms

TClose = -1 s

TDelay = 0 s

TOpen = 1e+015 s

Uflash = 0 V

IE = 0 A

☐ 1-phasig

☐ Leiter L1

☐ Leiter L2

☐ Leiter L3

☒ Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen

☐ Zusätzliche Knoten

☐ Knoten für AUS-Kommand

Verbessertes Diodenmodell

Rser = 0.01 Ohm

Rpar = 10000 Ohm

Cpar = 1 uF

Ok

Abbrechen

Übernehmen

Hilfe

Definition Schalter 'Swt 1'

Algemeine Daten | TACS/MODELS

Zusatzknoten

R = 1e-006 Ohm

SPARK löschen

CLAMP löschen

Hilfe

☒ Ausgabe in .LST-Datei

☐ Externe TACS Funktion

☐ Ausgabe nach TACS

TACS Interface : SPARK

Nr.	Zeit [ms]
1	100
2	150
3	200
4	250
5	300

Nr. 5

☒ Aktivieren

☐ 1p Schalter

SSC001

DC -0.5

Amp 1

TACS Interface : CLAMP

Nr.	Zeit [ms]
-----	-----------

Nr. 0

☐ Aktivieren

☐ 1p Schalter

DC -0.5

Amp 1

Ok

Abbrechen

Übernehmen

Hilfe

Abbildung 101: Schalter - Steuerung durch MODELS

7.10.5.5 Externe TACS Funktion

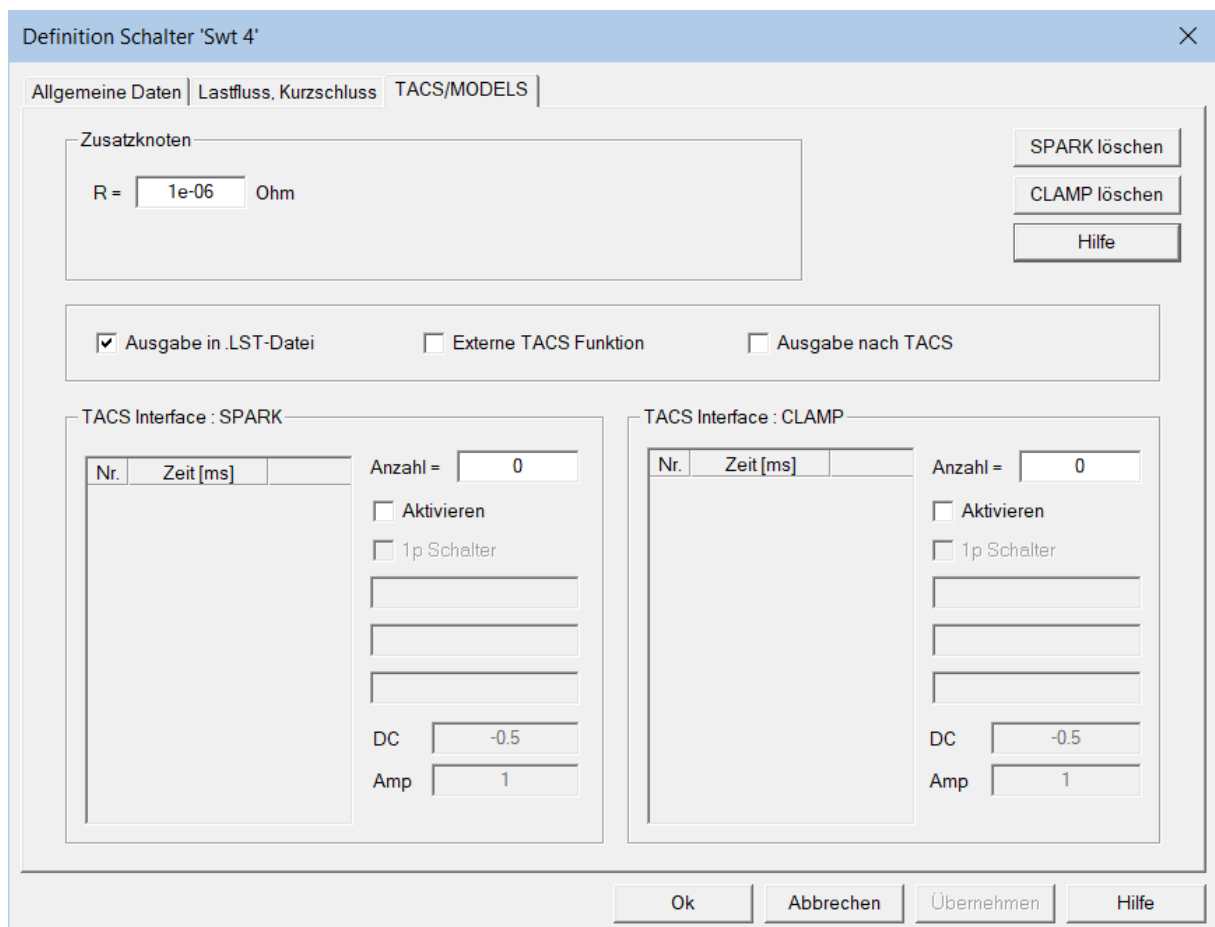
Wenn der **Schalter** durch eine MODELS- oder TACS-Funktion gesteuert werden soll, so müssen die Optionen **Externe TACS Funktion** und **Aktivieren** aktiviert werden. ATPDesigner zeigt dann eine Auswahlliste an, in der die in der **MODELS**-Datei verwendeten **OUTPUT**-Variablen angezeigt werden. Durch eine Auswahl wird der Switch an die **OUTPUT**-Variable gekoppelt. Mit **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** wird der Anfangszustand definiert, mit **Ihold** des polselektive Abschaltverhalten.

7.10.5.5.1 Ausgabe nach TACS

Ist diese Option aktiviert, so werden zusätzliche Spannungs- und/oder Stromsignale als TACS-Ausgabesignale ausgegeben und können in einem Diagramm angezeigt werden.

7.10.5.6 Schalter - Messen von Spannungen und Strömen

Mit dem Netzwerkelement **Schalter** ist es auch möglich, die direkt am **Schalter** anstehenden Spannungen und durch den Switch fließenden Ströme zu messen. Die Messergebnisse werden in der Diagrammdatei ausgegeben. Um diese Möglichkeit zu nutzen, muss die Option **Ausgabe nach TACS** im Einstelldialog aktiviert werden. In der Registerkarte **Allgemeine Daten** muss die Betriebsart **TACS Schalter für Spark Gap und Triac (Type 12)** eingestellt werden.



The screenshot shows the 'Definition Schalter 'Swt 4'' dialog box with the 'TACS/MODELS' tab selected. The 'Zusatzknoten' section shows 'R = 1e-06 Ohm'. The 'Ausgabe in .LST-Datei' checkbox is checked, while 'Externe TACS Funktion' and 'Ausgabe nach TACS' are unchecked. There are buttons for 'SPARK löschen', 'CLAMP löschen', and 'Hilfe'. Below, there are two sections: 'TACS Interface : SPARK' and 'TACS Interface : CLAMP'. Each section has a table with columns 'Nr.' and 'Zeit [ms]', an 'Anzahl' field set to 0, and checkboxes for 'Aktivieren' and '1p Schalter'. Below each table are input fields for 'DC' (set to -0.5) and 'Amp' (set to 1). At the bottom are buttons for 'Ok', 'Abbrechen', 'Übernehmen', and 'Hilfe'.

Abbildung 102: Option **Ausgabe nach TACS** zur Ausgabe z.B. der Längsspannung

- **(ABC)XDxxx** Längsspannung über dem Schalter

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Arbeitsweise.

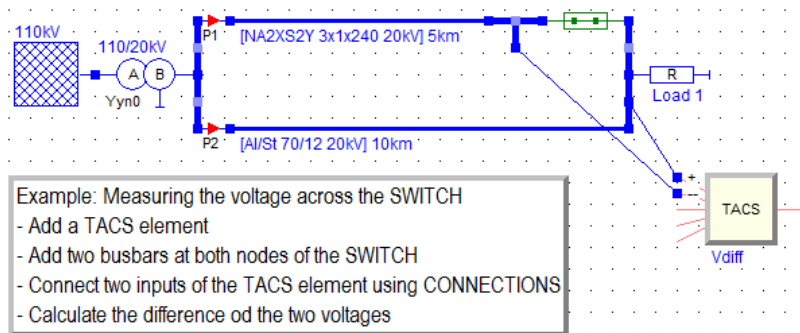


Abbildung 103: Messung der Längsspannung eines Schalters

Die Längsspannungen **(ABC)DX001** des Schalters sind in Abbildung 104 in einem Diagramm dargestellt. Zusätzlich wird in dem Beispiel in Abbildung 103 die Längsspannung von Leiter L1 = A mit Hilfe von zwei **Verbindung** und einem **TACS**-Element berechnet.

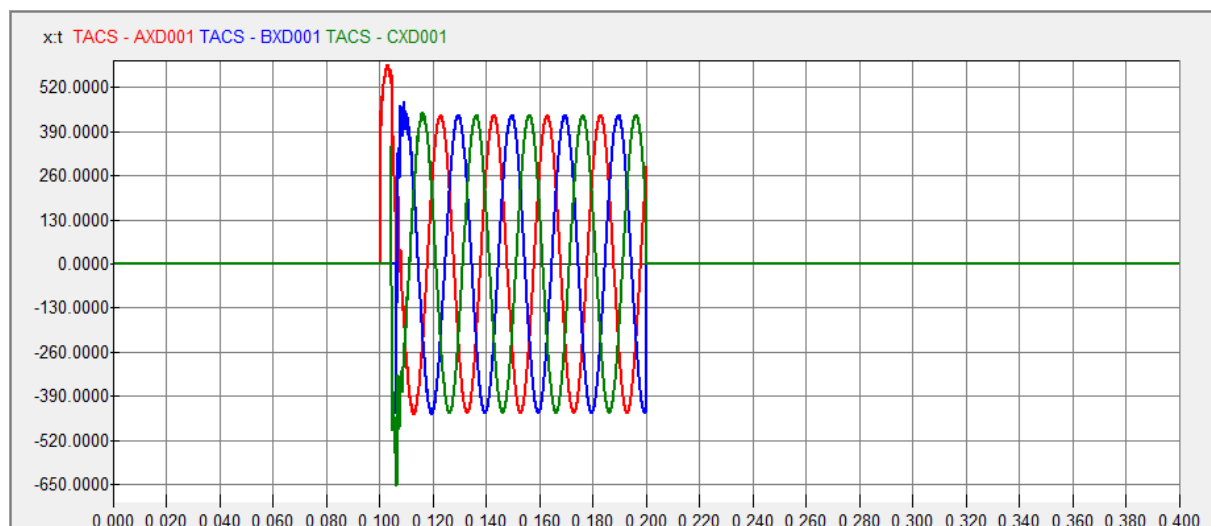


Abbildung 104: Diagramm - Längsspannung eines Schalters

7.10.5.7 Ausgabe der Schaltzeiten im Meldungsfenster

Wird eine Berechnung dynamischer Netzvorgänge durchgeführt, werden die Schaltzeiten der **Schalter** im **Meldungsfenster** ausgegeben,

- wenn der Schalter geöffnet oder geschlossen wurde **UND**
- der Schalter mit der Schutzfunktion einer **Mess/Schutzgerät** verbunden ist **ODER** durch Einstellung des Schalters das Öffnen/Schließen (Kapitel 6.21.4) verursacht wurde.

```
> ATP CPU Time 2.219s
CB> Switch Swt [Swt 6]:Z< [Prb 12], 0.156-0.156-0.156, Opening-Opening-Opening
CB> Switch Swt [Swt 3]:Z< P8 [Prb 8], 0.157-0.157-0.157, Opening-Opening-Opening
> ATPDesigner CPU Time 2.813s
```

Abbildung 105: Anzeige der Schaltzeiten in Meldungsfenster

- Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] des **Schalter (CB)**
- **Optional:** Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] einem ggfs. verbundenen **Mess/Schutzgerät**
- Schaltzeiten in Sekunden (Leiter L1-L2-L3)
- Leiterspezifischer Schaltvorgang **Opening** oder **Closing** (Leiter L1-L2-L3)

7.10.6 Schalter - Berechnung stationärer Netzzustände

Wird die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** durchgeführt, so sind die zeitabhängigen Eigenschaften des **Schalters** nicht verfügbar. Der **Schalter** wird für die Berechnung eines stationären Netzzustandes durch die beiden Zustände **OFFEN** und **GESCHLOSSEN** nachgebildet.

Bezeichnung	Bedeutung
OFFEN	Es erfolgt keine Ausgabe in die .ATP-Datei. Insofern kann angenommen werden, dass sich zwischen den Knoten des Schalters ein unendlich hoher Widerstand befindet.
GESCHLOSSEN	Der Schalter wird durch einen Widerstand $R = 10^{-9}\text{Ohm}$ ersetzt.

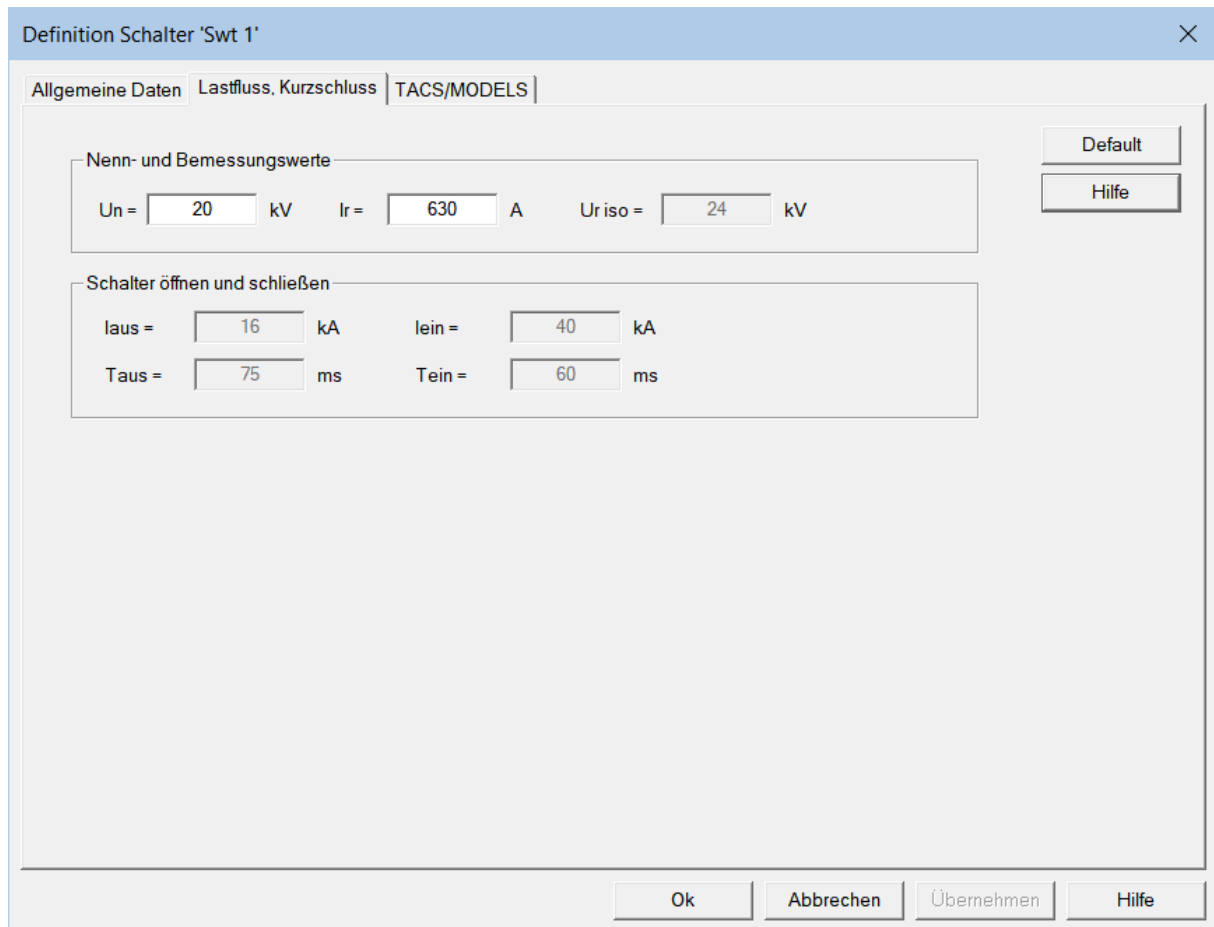
Folgende Optionen des **Schalters** sind für die Berechnung eines stationären Netzzustandes verfügbar.

- Der **Schalter** kann durch die Option **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** als stationär geöffnet oder geschlossen definiert werden.
- Der **Schalter** kann 3-phasig oder 1/2/3-phasig definiert werden.
- **Zusätzliche Knoten** sind verfügbar.

7.10.6.1 Registerkarte Lastfluss, Kurzschluss

Die Einstellwerte in der Registerkarte könne dazu verwendet werden, typische Kennwerte eines Schalters für den Normalbetrieb und den Kurzschlussbetrieb zu definieren. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Registerkarte mit den Einstellwerten.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung
Ir	Bemessungsstrom
Ur iso	Maximal zulässige Isolationsspannung
Iaus	Maximal zulässiger Ausschaltstrom im Kurzschlussfall
Taus	Typische Ausschaltzeit
Iein	Maximal zulässiger Einschaltstrom im Kurzschlussfall
Tein	Typische Einschaltzeit



Definition Schalter 'Swt 1'

Allgemeine Daten | **Lastfluss, Kurzschluss** | TACS/MODELS

Nenn- und Bemessungswerte

Un = 20 kV Ir = 630 A Ur iso = 24 kV

Schalter öffnen und schließen

I_{aus} = 16 kA I_{ein} = 40 kA

T_{aus} = 75 ms T_{ein} = 60 ms

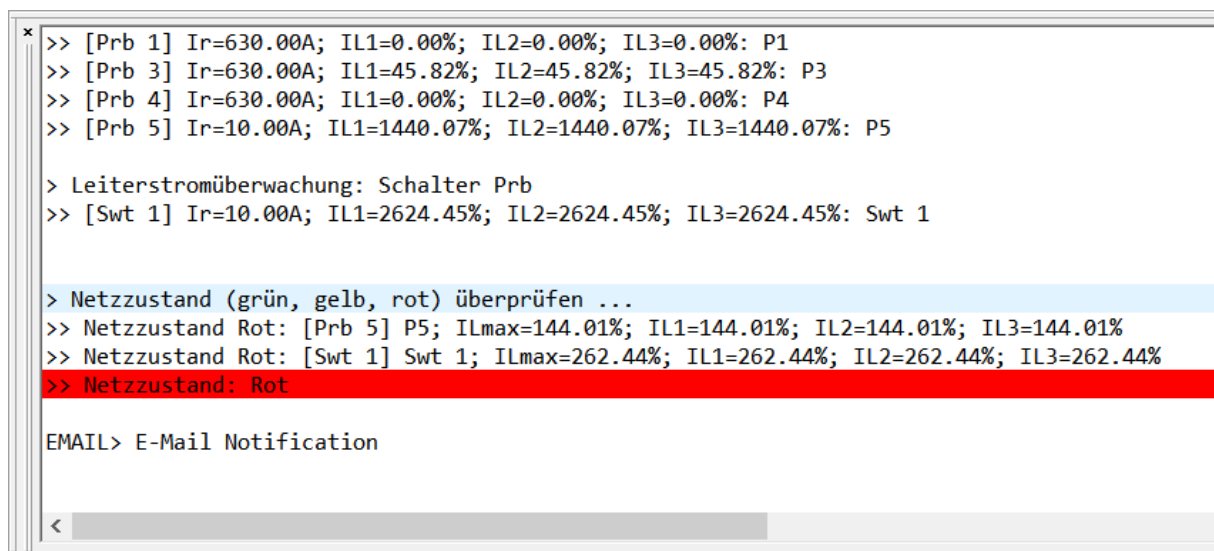
Default

Hilfe

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 106: Einstelldialog des Schalters – Registerkarte *Lastfluss, Kurzschluss*

Die Einstellwerte werden in der Netzzustandsanalyse zur [Überwachung des Netzzustandes](#) verwendet und im [Messages Window](#) ausgegeben. In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhafte Ergebnisse dargestellt.



```
>> [Prb 1] Ir=630.00A; IL1=0.00%; IL2=0.00%; IL3=0.00%: P1
>> [Prb 3] Ir=630.00A; IL1=45.82%; IL2=45.82%; IL3=45.82%: P3
>> [Prb 4] Ir=630.00A; IL1=0.00%; IL2=0.00%; IL3=0.00%: P4
>> [Prb 5] Ir=10.00A; IL1=1440.07%; IL2=1440.07%; IL3=1440.07%: P5

> Leiterstromüberwachung: Schalter Prb
>> [Swt 1] Ir=10.00A; IL1=2624.45%; IL2=2624.45%; IL3=2624.45%: Swt 1

> Netzzustand (grün, gelb, rot) überprüfen ...
>> Netzzustand Rot: [Prb 5] P5; ILmax=144.01%; IL1=144.01%; IL2=144.01%; IL3=144.01%
>> Netzzustand Rot: [Swt 1] Swt 1; ILmax=262.44%; IL1=262.44%; IL2=262.44%; IL3=262.44%
>> Netzzustand: Rot

EMAIL> E-Mail Notification
```

Abbildung 107: Ausgabe der Ergebnisse der Netzzustandsanalyse im Messages Window

7.10.7 Größe des grafischen Symbols auswählen

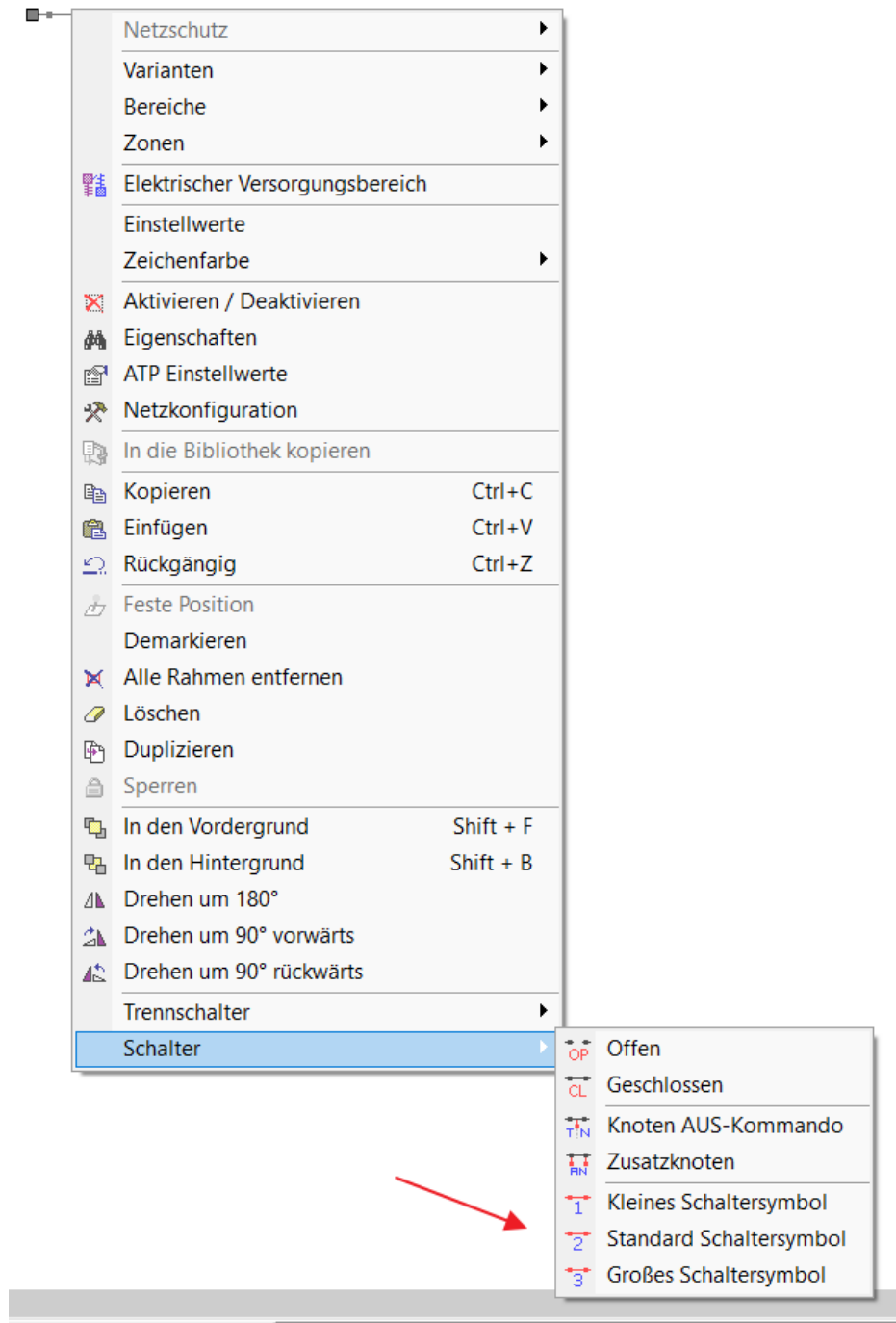
Das Netzwerkelement **Schalter** kann mit verschiedenen Symbolgrößen verwendet werden, um den Schalter z.B. mit kleinem Symbol als [Kupplungsschalter](#) verwenden zu können.

Es ist folgende Vorgehensweise einzuhalten:

1. Ein Netzwerkelement [Schalter](#) ist z.B, per **Drag&Drop** in die Zeichenfläche einzufügen.
2. Das Netzwerkelement ist mit einem **Left Mouse Button Click** zu markieren.
3. Mit einem **Right Mouse Button Click** ist das kontextsensitive Menü zu öffnen.
4. Wie die nachfolgende Abbildung zeigt kann im Menüpunkt **Schalter** zwischen drei Größen des grafischen Symbols gewählt werden.
 - a. Kleines Schaltersymbol
 - b. Standard Schaltersymbol
 - c. Großes Schaltersymbol

Es ist zu beachten, dass vor dem Öffnen des **Right Mouse Button Menu** zur Auswahl der Symbolgröße unbedingt das Netzwerkelement markiert werden muss. Ohne die Markierung des Schalters wird dieser mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet oder geschlossen.

Symbol	Bedeutung
	Kleines Schaltersymbol
	Standard Schaltersymbol
	Großes Schaltersymbol

**Abbildung 108: Auswahl der Symbolgröße für das Netzwerkelement Schalter**

7.11 Dezentraler Einspeiser (EMT) und Batteriespeicher

ATPDesigner stellt ein Modell zur Verfügung, um die Netzurückwirkungen von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und Batterien, die mit Hilfe von Netzstromrichtern elektrische Energie ins Netz einspeisen für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge nachzubilden. Das Netzwerkelement basiert intern auf geregelten oder gesteuerten Stromquellen, die für Nennfrequenz $f_n=50\text{Hz}$ betrieben werden. Die Algorithmen zur Messung und Filterung der elektrischen Signale sowie die Algorithmen zur Regelung und Steuerung der Stromquellen werden mit Hilfe der ATP Programmiersprache [MO-DELS](#) von ATPDesigner implementiert. Auf Grund des Speicherplatzbedarfs von der ATP Programmiersprache [MODELS](#) ist die Anzahl gleichzeitig in einem Netz verwendbarer Netzwerkelemente beschränkt.

Das Netzwerkelement kann nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** mit und ohne Kurzschlussverhalten verwendet werden. Für die **Berechnung stationärer Netzzustände**, **Lastflussberechnungen** oder Kurzschlussstromberechnungen muss das Netzwerkelement [Erzeugungsanlage \(DEA\)](#) verwendet werden.

Der Einstelldialog des Netzwerkelementes ist in Abbildung 109 dargestellt. Er besteht aus mehreren Registerkarten.

- Registerkarte [Allgemeine Daten](#)
- Registerkarte [Cos Phi](#)
- Registerkarte [Steuersignale](#)

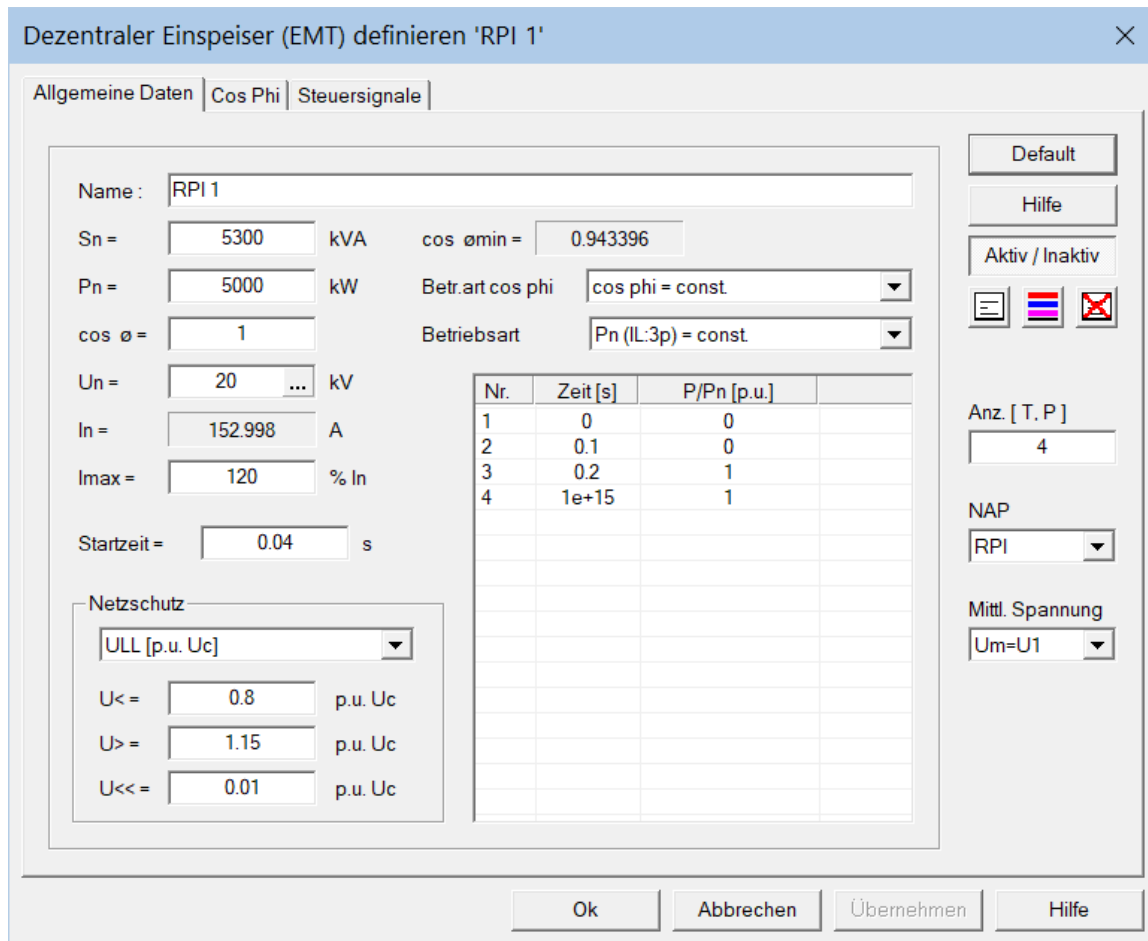
Im Folgenden wird das Netzwerkelement **Dezentraler Einspeiser (EMT)** auch kurz als **RPI-Modell** (RPI = **R**enewable **P**ower **I**nfeed) oder **EMT-Modell** (EMT = **E**lektro **M**agnetic **T**ransients) bezeichnet.

7.11.1 Registerkarte **Allgemeine Daten** - Erzeugungsanlagen mit Netzstromrichter

Die Registerkarte **Allgemeine Daten** ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

Für das Netzelement wird das **Erzeugerzählfeilsystem (EZS)** verwendet.

- Eine Wirkleistung $P > 0$ bedeutet, dass Wirkleistung ins Netz eingespeist wird.
- Eine Wirkleistung $P < 0$ bedeutet, dass Wirkleistung aus dem Netz aufgenommen wird.



Dezentraler Einspeiser (EMT) definieren 'RPI 1'

Registerkarte: **Allgemeine Daten** | Cos Phi | Steuersignale

Name: RPI 1

Sn = 5300 kVA cos ϕ_{min} = 0.943396

Pn = 5000 kW Betr.art cos phi: cos phi = const

cos ϕ = 1 Betriebsart: Pn (IL:3p) = const

Un = 20 kV

In = 152.998 A

I_{max} = 120 % In

Startzeit = 0.04 s

Netzschutz

ULL [p.u. Uc]:

U_< = 0.8 p.u. Uc

U_> = 1.15 p.u. Uc

U_{<<} = 0.01 p.u. Uc

Nr.	Zeit [s]	P/Pn [p.u.]
1	0	0
2	0.1	0
3	0.2	1
4	1e+15	1

Buttons: Default, Hilfe, Aktiv / Inaktiv, [Icons], Anz. [T, P]: 4, NAP: RPI, Mittl. Spannung: Um=U1

Buttons: Ok, Abbrechen, Übernehmen, Hilfe

Abbildung 109: Einstelldialog **Dezentraler Einspeiser (EMT)**, Registerkarte **Allgemeine Daten**

7.11.1.1 EMT-Modell als Wirkleistungsverbraucher oder als Stromspeicher

Durch die Verwendung negativer Wirkleistungen kann das EMT-Modell als Wirkleistungsverbraucher verwendet werden. Die Einstellungen der Blindleistung mit Hilfe des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ ist weiterhin möglich. Mit einer Kombination von positiven und negativen Wirkleistungen ist es möglich, das Verhalten eines Stromspeichers (Akкумуляtor) nachzubilden.

Einstellwert	Bedeutung
Default	Grundeinstellung für die Einstellwerte <u>aller</u> Registerkarten einstellen
Sn	Maximal zulässige Scheinleistung [kVA]
Pn	Maximal zulässige Wirkleistung [kW] (Ein- bzw. Ausspeisung)
cos ϕ	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ kann für den übererregten und untererregten Betrieb in einer einzigen Kennlinie definiert werden. Das Vorzeichen des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ unterscheidet die beiden Betriebsarten. ▪ Übererregter Betrieb: Verschiebungsfaktor $\cos \varphi < 0$ ▪ Untererregter Betrieb: Verschiebungsfaktor $\cos \varphi > 0$ Diese Interpretation des Vorzeichens des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ gilt auch für die $\cos \varphi$ - Kennlinien in der Registerkarte Cos Phi.
Un	Nennspannung U_n am Netzanschlusspunkt (NAP) [kV] Die Nennspannung U_n wird u.a. dazu verwendet, den Nennstrom I_{nom} der dezentralen Erzeugungsanlage zu berechnen.
Aktivieren / Deaktivieren	Netzwerkelement aktivieren oder deaktivieren

Wird der Wert der Nennspannung U_n verändert, so wird der Wert der **vereinbarten Versorgungsspannung NAP: U_c [kV]** automatisch auf den neuen Wert der Nennspannung eingestellt. Die vereinbarte Versorgungsspannung am NAP muss dann ggfs. neu eingestellt werden.

- ⇒ Verschiedene Einstellwerte wie z.B. die Überspannungs- und Unterspannungserkennung werden in p.u. bezogen auf die vereinbarten Versorgungsspannung **NAP: U_c [kV]** eingestellt, nicht auf die Nennspannung U_n . Ein entsprechender Hinweis ist in der Einheit des Einstellwertes im Einstelldialog angegeben.

cos ϕ_{min} Kleinst zulässiger Verschiebungsfaktor

$$\cos \phi_{min} = \frac{P_n}{S_n}$$

In Nennstrom

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (0.1)$$

I_{max} Maximal zulässiger Leiterstrom [% I_{nom}]

Überschreitet ein Leiterstrom den maximal zulässigen Leiterstrom, so wird die zugehörige Zeitstufe **$I_{\max T1}$ [ms]** gestartet. Nach Ablauf der Zeitstufe erfolgt die Netztrennung der Erzeugungsanlage. Unterschreiten die Beträge der Leiterströme den maximal zulässigen Betrag des Leiterstroms $I_{\max}$, so wird die Erzeugungsanlage unmittelbar wieder mit dem Netz parallelgeschaltet.

Das EMT-Modell begrenzt den Betrag der Leiterströme in Normalbetrieb und im LVRT-Betrieb auf den **maximal zulässigen Leiterstrom $I_{L \text{ zul}}$** .

$$I_{L \text{ zul}} = I_{\max} \cdot I_n$$

Startzeit Zeitpunkt, zu dem die Parallelschaltung am Netz erfolgt
Zum Zeitpunkt **Startzeit** wird das Modell im Sinne eines idealen Leistungsschalters am Netz parallelgeschaltet. Beim Zuschalten sind die Eigenschaften der PTx-Übertragungsfunktion zu berücksichtigen. Der zum Zuschaltzeitpunkt verwendete Leistungswert wird durch die Kennlinie $P(t)$ zum Zuschaltzeitpunkt festgelegt.

7.11.1.1.1 Einstellwert **Mittlere Spannung**

Mit dem Einstellwert **Mittl. Spannung** wird das Verfahren ausgewählt, mit dem die Versorgungsspannung **U_{mittel}** am Netzanschlusspunkt (NAP) berechnet wird. Aus dem Mittelwert **U_{mittel}** , aus der Wirkleistung $P(t)$ und dem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ (ggfs. unter Berücksichtigung der $\cos \varphi$ - Kennlinien) wird der Betrag der Leiterströme I_{L123} berechnet. Es wird ein DFT-Grundschriftungsfilter als Vollperiodenfilter eingesetzt. Die sich als Ausgangsgrößen ergebenden netzfrequenten Spannungsbeträge werden zusätzlich durch eine Mittelwertbildung mit einem Glättungszeitfenster vom 10ms geglättet, um numerische Oszillationen des Modells und dadurch entstehende Netzzrückwirkungen zu minimieren.

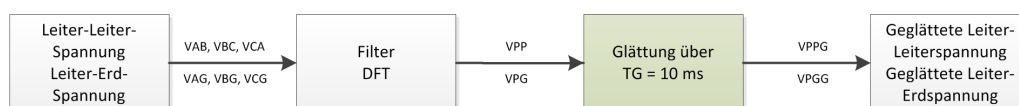


Abbildung 110: Prinzip der Glättung mit einer Mittelwertbildung

Einstellwert	Bedeutung
$U_m=f(ULL)$	Der Mittelwert der Versorgungsspannung U_m am Netzanschlusspunkt (NAP) wird aus den am NAP gemessenen Leiter-Leiter-Spannungen berechnet.
$U_m=f(ULE)$	Der Mittelwert der Versorgungsspannung U_m am Netzanschlusspunkt (NAP) wird aus den am NAP gemessenen Leiter-Erd-Spannungen berechnet.
$U_m=U1$	Der Mittelwert der Versorgungsspannung U_m am Netzanschlusspunkt (NAP) ist gleich dem Betrag der Mitsystemspannung U_1 , die nach DIN EN 61400-21 [10] berechnet wird.

7.11.1.1.2 Skalierungsfaktoren in der Registerkarte **Steuersignale**

Die Beträge der Leiter-Erd-Spannungen und der Leiter-Leiter-Spannungen können mit Skalierungsfaktoren gewichtet werden, um z.B. den Einfluss unsymmetrischer Lastzustände zu berücksichtigen. Die Skalierungsfaktoren werden in der Registerkarte **Steuersignale** als Einstellwerte **Skalierung UL1, U12** etc. eingestellt.

7.11.1.2 Einstellung des Netzanschlusspunktes **NAP**

Der Netzanschlusspunkt **NAP** der Erzeugungsanlage kann mit Hilfe des Einstellwertes **NAP** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellt werden. Es kann zwischen dem Netzanschlussknoten des Netzwerkelementes **RPIxxx** und den [Mess/Schutzgeräten](#) ausgewählt werden.

Einstellwert	Bedeutung
NAP	= RPI ATPDesigner verwendet die Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ am Netzanschlussknoten des Netzwerkelementes RPIxxx als Eingangsgrößen für die internen Algorithmen des EMT-Modells und den Parkregler.
	= Prb x ATPDesigner verwendet die Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ am Messort des Mess/Schutzgerätes als Eingangsgrößen für die internen Algorithmen des EMT-Modells und den Parkregler.

Der Einstellwert **NAP** legt die Arbeitsweise des [Parkreglers](#) fest.

7.11.1.3 Berechnung der fiktiven mittleren Leiter-Erd-Spannung U_m abhängig vom eingestellten Verfahren **Mittl. Spannung**

ATPDesigner berechnet intern aus den Beträgen der Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannungen eine **fiktive mittlere Leiter-Erd-Spannung U_m** am Netzanschlusspunkt (NAP) und mit der Wirkleistung P und dem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ die Beträge der Leiterströme I_{L123} . Der Einstellwert **Mittl. Spannung** ist in der Registerkarte **Allgemeine Daten** enthalten. Für das Modell einer 3-phasigen symmetrischen Stromquelle sind die Beträge der Leiterströme gleich dem Mitsystemstrom und bilden ein symmetrisches Drehstromsystem phasenverschoben.

$$\text{Um=f(ULL): } U_{\text{mittel}} = \frac{\frac{U_{12} \cdot A + U_{23} \cdot B + U_{31} \cdot C}{\sqrt{3}}}{D}$$

$$\text{Um=f(ULE): } U_{\text{mittel}} = \frac{U_{L1} \cdot A + U_{L2} \cdot B + U_{L3} \cdot C}{D}$$

mit

- A = **Skalierung UL1, U12**
- B = **Skalierung UL2, U23**
- C = **Skalierung UL3, U31**
- D = A + B + C

$$\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$$

$$U_m = |\underline{U}_1|$$

Die unterschiedliche Berechnung der fiktiven mittleren Leiter-Erd-Spannung am NAP als Eingangsgröße des Modells kann sich z.B. im Falle 1-phasiger Netzunsymmetrien auswirken.

7.11.1.4 Definition der Wirkleistungskennlinie P(t)

Der zeitliche Verlauf der Wirkleistung P(t), die durch die dezentrale Erzeugungsanlage ins elektrische Netz eingespeist oder aufgenommen wird, kann durch eine Kennlinie mit mehreren Stützstellen definiert werden. Im zeitlichen Verlauf der Berechnung der dynamischen Netzzvorgänge interpoliert das ATP den Kurvenverlauf zwischen den Stützstellen durch eine lineare Funktion.

Einstellwert	Bedeutung
Nr. [T, P]	Anzahl Stützstellen der P(t)-Kennlinie
Zeit [s]	Zeitpunkt der Stützstelle
P/P_n [p.u.]	Wirkleistung an der Stützstelle in p.u. mit 1 p.u. = P_n Die in der Liste definierte Wirkleistung P/P_n sollte die in der Registerkarte Allgemeine Daten eingestellte Nennwirkleistung P_n nicht überschreiten. Im Falle einer Überschreitung d.h. P/P_n > 1,0 kann es zu einem Betrag der Leiterströme kommen, der größer als der zulässige Leiterstrom I_{Lzul} ist. Mit einer Überschreitung von I_{Lzul} wird die Zeitstufe I_{max} T1 [ms] gestartet, die nach Ablauf der eingestellten Zeitstufe zu einer Netztrennung der dezentralen Erzeugungsanlage führt.

Die zeitliche Kennlinie P(t) kann durch eine **stochastische Funktion** überlagert werden. Die dazu gehörenden Einstellwerte sind in der Liste der Registerkarte **Steuersignale** enthalten. Durch diese Funktion ist es möglich, ein fluktuierendes Wirkleistungsangebot nachzubilden.

Einstellwert	Bedeutung
P(t): P (stoch.) [%]	Der Einstellwert definiert den Anteil der Wirkleistung P(t), der als stochastisch fluktuierend nachgebildet wird. Es wird ein näherungsweise weißes Rauschen verwendet.
P(t): Tmin (stoch.) [ms]	Der Einstellwert legt fest, welche Mindestzeit zwischen zwei stochastischen Wirkleistungsänderungen liegen muss.

Die stochastisch fluktuierende Wirkleistung ist dem Betrage nach immer ≤ P(t). Wird z.B. ein stochastisch fluktuierender Anteil von **20%, 100ms** eingestellt, so schwankt der zeitliche Verlauf der Last im Intervall [80% P(t), 100% P(t)]. Dabei wird ein neuer Wirkleistungswert nach Ablauf der Mindestzeit von 100ms neu berechnet.

7.11.1.5 Netzschutz: Unverzögerte Unterspannungserkennung $U_{<<}$

Die Unterspannungserkennung $U_{<<}$ wertet die Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, und $\underline{U}_{L3}$ oder die Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$, und $\underline{U}_{31}$ aus. Dazu wird mit Hilfe der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) die netzfrequente Grundschiwingung der drei Leiter-Erd-Spannungen oder der drei Leiter-Leiter-Spannungen berechnet und deren Betragsmittelwert gebildet. Unterschreitet der Betragsmittelwert die Anregeschwelle $U_{<<}$, so wird der Netzstromrichter ohne Zeitverzug deaktiviert. Bei Überschreiten der Anregeschwelle $U_{<<}$ wird der Netzstromrichter wieder ohne Zeitverzug aktiviert. Die Unterspannungserkennung besitzt keine Zeitstufe und keine Hysterese und kann in kV oder in p.u. eingestellt werden. Die Unterspannungserkennung $U_{<<}$ arbeitet **unabhängig** von der Betriebsart U_m .

- **ULE [kV]**
Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, und $\underline{U}_{L3}$
- **ULL [kV]**
Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$, und $\underline{U}_{31}$
- **ULE [p.u. U_c]**
Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, und $\underline{U}_{L3}$, 1 p.u. = $U_c/\sqrt{3}$
- **ULL [p.u. U_c]**
Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$, und $\underline{U}_{31}$, 1 p.u. = U_c

Die Einstellwerte der Unterspannungserkennung $U_{<<}$ werden auf die vereinbarte Versorgungsspannung U_c am Netzanschlusspunkt (NAP) **NAP: U_c [kV]** in der Registerkarte **Steuersignale** bezogen eingestellt.

7.11.1.6 Stromquellen basiertes Modell

Das Modell implementiert abhängig von der gewählten Betriebsart eine 3-phasige, symmetrische oder 1-phasige netzfrequente Stromquelle, deren absolute Phasenlage bezogen auf die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) durch einen PLL (Phase-Locked-Loop) auf einen vorgegebenen Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ geregelt wird.

Der Betrag der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$ wird abhängig von dem Wirkleistungsangebot $P(t)$ und der am Netzanschlusspunkt (NAP) erfassten Versorgungsspannung zeitkontinuierlich berechnet. Im Falle einer 1-phasigen Stromquelle ist der Betrag der beiden verbleibenden Leiterströme gleich Null.

Es ist zulässig, eine Wirkleistung $P < 0$ vorzugeben. Im Sinne des Erzeugerzählpfeilsystems bedeutet eine Wirkleistung $P < 0$ eine Aufnahme von Wirkleistung aus dem Netz. Diese Betriebsweise kann verwendet werden, um z.B. Batteriespeicher oder Lasten nachzubilden.

Mit Hilfe der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) werden im Falle einer 3-phasigen Stromquelle die Beträge der netzfrequenten Grundschiwingung der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1} , U_{L2} und U_{L3} , der Leiter-Leiter-Spannungen U_{12} , U_{23} und U_{31} sowie der Mitsystemspannung U_1 und daraus abhängig vom Einstellwert **Mittl. Spannung** der fiktive Mittelwert U_m der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) berechnet. Aus

dem fiktiven Mittelwert U_m und der Scheinleistung ergibt sich der Betrag der Leiterströme I_{L123} :

$$I_{L123} = \frac{S}{3 \cdot U_m}$$

Der Betrag der Leiterströme I_{L1} , I_{L2} und I_{L3} wird auf den maximal zulässigen Betrag $I_{L\text{ zul}}$ begrenzt. Wegen der Einschwingzeit des DFT-Filters ist es sinnvoll, die Ein-/Ausspeisung erst ca. 40ms nach Simulationsbeginn (d.h. Start Time = 0,04s) zu aktivieren, um ungewollte numerische Ausgleichsvorgänge zu vermeiden.

Die strombegrenzten Amplitudenwerte werden mit Hilfe einer PTx-Übertragungsfunktion gefiltert, um sprungförmige Zustandsänderungen zu vermeiden (siehe PT1 und PT2 in Abbildung 467). Das Ausgangssignal der PTx-Übertragungsfunktion wird zur Bildung der Augenblickswerte der Leiterströme verwendet.

7.11.1.7 Spannungsquelle mit Pulsweitenmodulation

Das Modell implementiert eine pulswertenmodulierte Spannung, die aus einer DC-Spannung eines (virtuellen) Zwischenkreises in MODELS erzeugt wird. Die Netzdrossel muss als externes Netzelement direkt angeschlossen werden. Die zusätzliche Verwendung einer Probe zwischen dem Netzelement **RPI** und der Induktivität ist möglich.

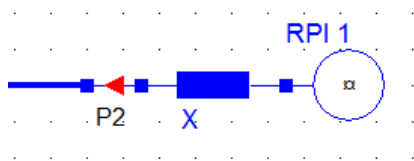


Abbildung 111: Pulsweitenmodulierte DC-Spannungsquelle mit Netzdrossel

7.11.1.8 Betriebsarten (Operation Mode)

In der nachfolgenden Tabelle sind die Betriebsarten erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
Pn (l:3p) = const.	Die Stromquelle wird als 3-phasige, symmetrische, netzfrequente Stromquelle realisiert. Der zur Phasenerkennung verwendete PLL setzt zur Phasenerkennung einen symmetrischen Netzzustand voraus.
Pn (l:1p) = const.	Die Stromquelle wird als 1-phasige netzfrequente Stromquelle realisiert, die nur in den Leiter L1 Strom einspeist. Der zur Phasenerkennung verwendete PLL setzt zur Phasenerkennung einen symmetrischen Netzzustand voraus. Der fiktive Mittelwert der Leiter-Erd-Spannungen wird in dieser Betriebsart nur aus der Leiter-Erd-Spannung U_{L1} berechnet. $U_{\text{mittel}} = U_{L1}$

	$I_{L1} = \frac{S}{U_{mittel}}, I_{L2} = 0, I_{L3} = 0$
Pn (I:3p PWM) = const.	Der Netzstromrichter wird durch eine pulsweitenmodulierte DC-Spannungsquelle mit einer zusätzlichen Netzdrossel realisiert.

7.11.1.9 Cos Phi - Betriebsart

In der nachfolgenden Tabelle sind die Betriebsarten der Blindleistungsbereitstellung erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
cos phi = const.	Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ wird fest auf den Einstellwert cos ϕ des Einstelldialogs eingestellt. ▪ Übererregter Betrieb: Verschiebungsfaktor cos φ < 0 ▪ Untererregter Betrieb: Verschiebungsfaktor cos φ > 0
cos phi (P)	Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ wird entsprechend der Kennlinie in der Registerkarte Cos Phi zeitabhängig während der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge verändert. Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ist abhängig von der eingespeisten normierten Wirkleistung $P/P_n = P(t)/P_n$.
cos phi (U)	Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ wird entsprechend der Kennlinie in der Registerkarte Cos Phi zeitabhängig während der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge (Kapitel 9) verändert. Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ist abhängig von der Netzspannung am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage. Die Kennlinie kann optional mit einer Hysterese versehen werden. Für die Eingangsspannung der Kennlinie cos phi (U) wird die fiktive mittlere Leiter-Erd-Spannung U_m verwendet.

7.11.1.10 Messort

Der Einstellwert legt den Messort der Leiter-Erd-Spannungen fest, die zur Berechnung der mittleren Leiter-Erd-Spannung verwendet werden. Die Regelung des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ sowie die Berechnung des Betrages der Stromquelle erfolgt dann auf diesen Netzknoten bezogen.

Einstellwert	Bedeutung
RPI	Leiter-Erd-Spannungen werden am Knoten des EMT-Modells gemessen.
Prb x	Leiter-Erd-Spannungen werden am Knoten der Mess/Schutzgeräte Prb x gemessen.

Der Messort entspricht dem Netzanschlusspunkt (NAP) im Sinne der Mittelspannungsrichtlinie (MSR2008) bzw. VDE-AR-N 4110 [18].

7.11.2 Interne Arbeitsweise

Die beiden nachfolgenden Abbildungen zeigen die interne Funktionsweise des EMT-Modells. Die Berechnung der netzfrequenten Spannungen erfolgt mit Hilfe einer DFT (Diskreten Fourier Transformation) und einer nachgelagerten Mittelwertbildung. Parallel dazu erfasst ein PLL die Phasenlage der Leiter-Erd-Spannungen. Abhängig von den Netzspannungen arbeitet das EMT-Modell im Normalbetrieb oder wechselt in den HVRT- oder LVRT-Betrieb.

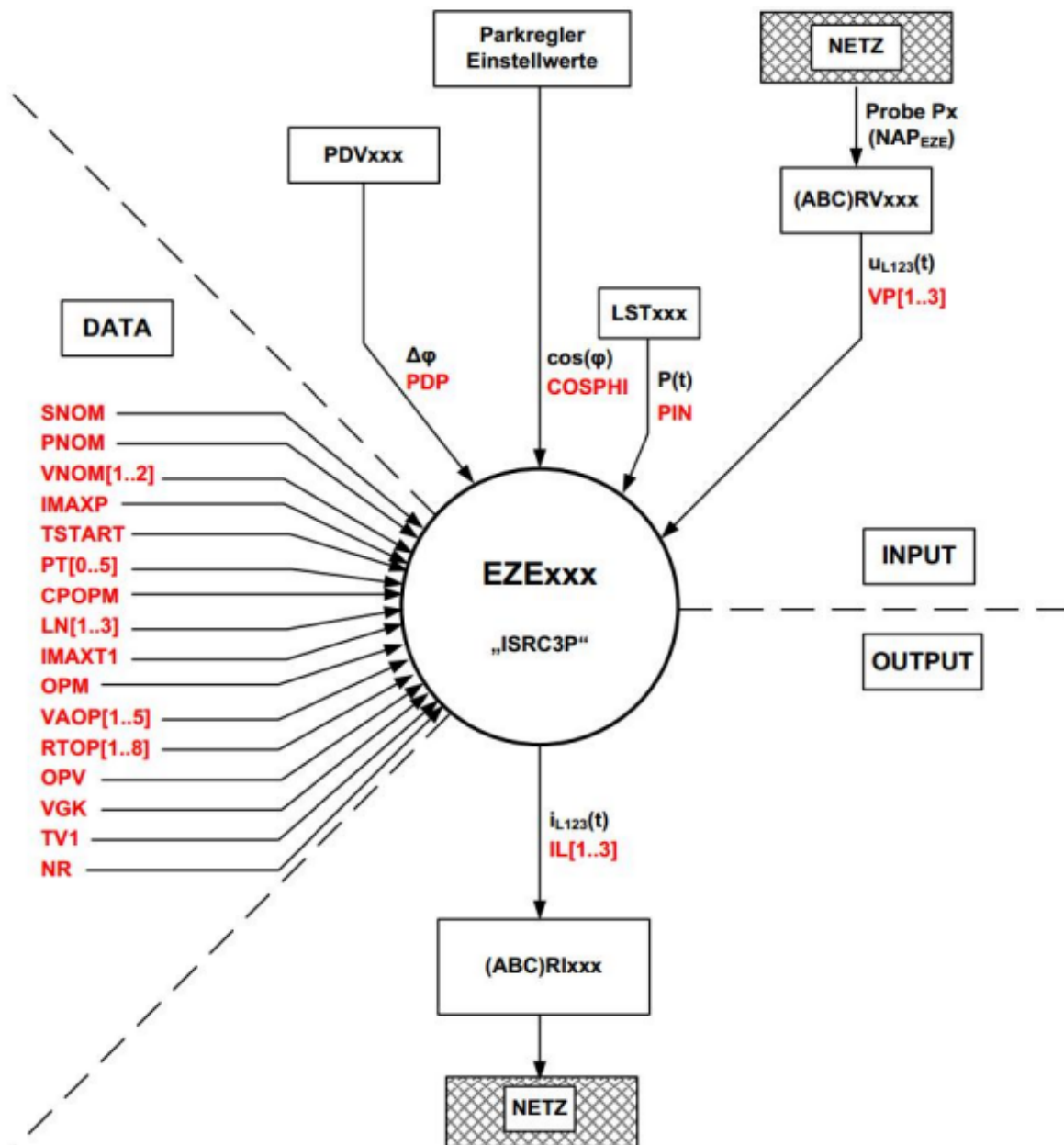


Abbildung 112: Datenflussdiagramm zum EMT-Modell

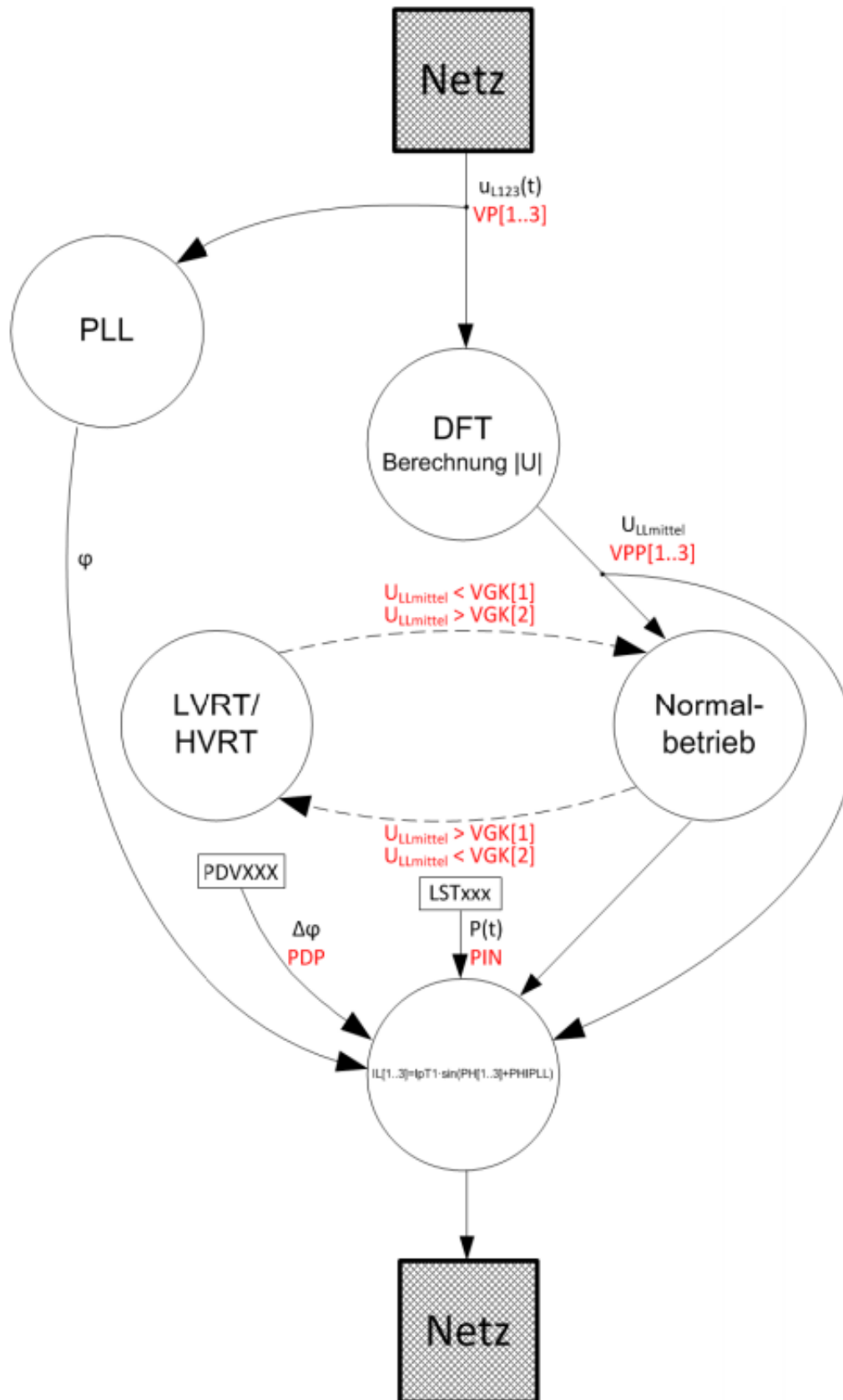


Abbildung 113: Übersicht über die interne Funktionsweise des EMT-Modells

7.11.3 Wichtige Hinweise für die Verwendung des Modells

Wird das EMT-Modell für eine Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet, so wird empfohlen, die interne Rechenschrittweite des ATP auf maximal $100\mu\text{s}$ für eine Netzfrequenz von 50Hz einzustellen. Das kann mit Hilfe der Einstellwerte **dt** und **Step** im Einstelldialog **ATP Daten** erreicht werden.

Beispiel: **dt = 1ms, Step = 10**

Ist eine Ausgabeschrittweite $dt = 1\text{ms}$ im Diagramm ausreichend, so muss der Einstellwert **Step = 10** eingestellt werden. Damit wird eine interne Rechenschrittweite von $dt / \text{Step} = 100\mu\text{s}$ erreicht.

Bei der Wahl der internen Rechenschrittweite muss berücksichtigt werden, dass die DFT-Filter (Diskrete-Fourier-Transformation) des EMT-Modells für eine Anzahl von 20 Abtastwerten je Netzperiode ausgelegt sind. Ausgehend von einer Netzfrequenz $f_n=50\text{Hz}$ ergibt sich dadurch eine virtuelle zeitliche Schrittweite von 1ms für den DFT-Algorithmus zur Berechnung der Netzspannungen. Das EMT-Modell berechnet aus dem Verhältnis der internen Schrittweite **dt/Step** und der Randbedingung 20 Abtastwerte je Netzperiode für die DFT-Filter, mit welcher Schrittweite intern berechnete Abtastwerte im DFT-Algorithmus verwendet werden. Es wird dazu eine Modulo-Steuerung verwendet.

Beispiel: Netzfrequenz $f_n = 50\text{Hz}$, **dt = 1ms, Step = 10**

Mit einer internen Abtastschrittweite von $dt/\text{Step} = 100\mu\text{s}$ und der Anzahl von 20 Abtastwerten für den DFT-Algorithmus ergibt sich eine Schrittweite von:

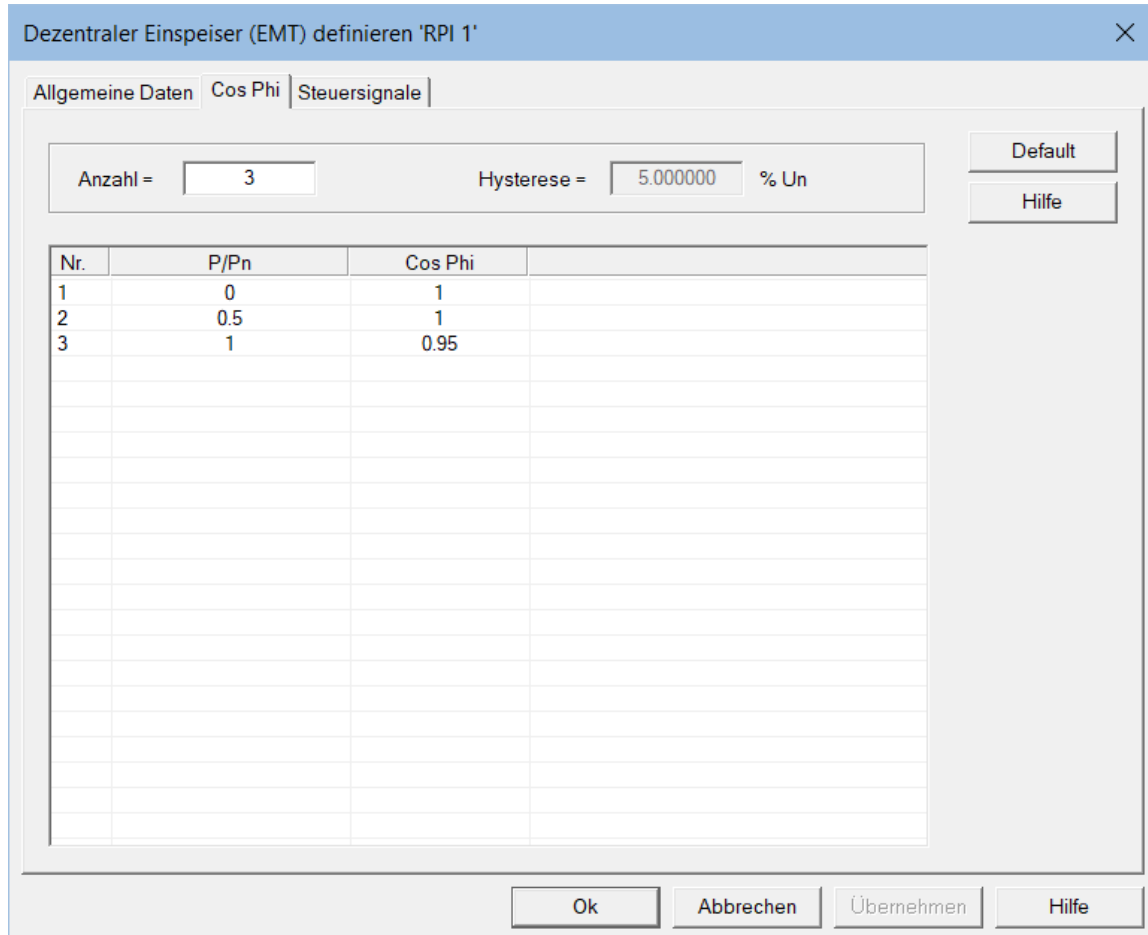
- Interne Schrittweite = $100\mu\text{s} \rightarrow 200$ Abtastwerte je Netzperiode
- 200 Abtastwerte je Netzperiode intern / (20 Abtastwerte je Netzperiode für DFT) $\rightarrow$ intern Schrittweite 10 für die Modulo-Steuerung

Daraus resultierend wird nur jeder $10.$ intern berechnete Abtastwert in der DFT-Filterung zur Berechnung der Netzspannungen verwendet.

- $\Rightarrow$ **Um eine fehlerhafte Berechnung der Netzspannungen und damit einhergehend ein fehlerhaftes Arbeiten des EMT-Modells z.B. durch den DFT-basierten Leckeffekt zu vermeiden, muss die interne Rechenschrittweite und die sich dadurch ergebende interne Anzahl Abtastwerte je Netzperiode immer ein ganzes Vielfaches von 20 sein.**

7.11.4 Registerkarte Cos Phi - Kennlinien für den Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Einstelldialoge der Kennlinien zur Berechnung des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge. Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ kann abhängig von der Wirkleistung P oder der fiktiven mittleren Leiter-Erd-Spannung U_{mittel} eingestellt werden.



Nr.	P/Pn	Cos Phi
1	0	1
2	0.5	1
3	1	0.95

Abbildung 114: Einstelldialog *Dezentraler Einspeiser (EMT)*, Registerkarte *Cos Phi*

Einstellwert	Bedeutung
Nr.	Anzahl Datenpaare (Stützstellen) der Kennlinie
Default	Abhängig von der Betriebsart der Kennlinie wird die Grundeinstellung der Kennlinie geladen.

Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ wird in Abhängigkeit der Wirkleistung P entsprechend der Kennlinie im Einstelldialog berechnet.

$$\cos \varphi = f\left(\frac{P}{P_n}\right) = f\left(\frac{P(t)}{P_n}\right)$$

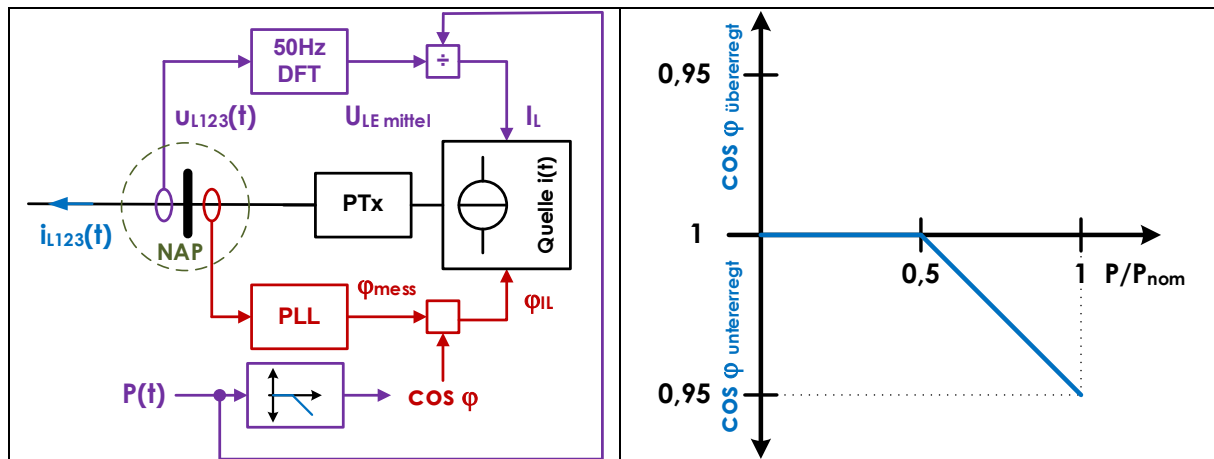


Abbildung 115: Betriebsart cos phi (P) - geregelter Verschiebungsfaktor cos φ

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Grundeinstellung eine Kennlinie des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ abhängig von der fiktiven mittleren Leiter-Erd-Spannung U_{mittel} am Netzanschlusspunkt (NAP). Die zugehörige Kennlinie ist in der nachfolgenden Abbildung rechts dargestellt.

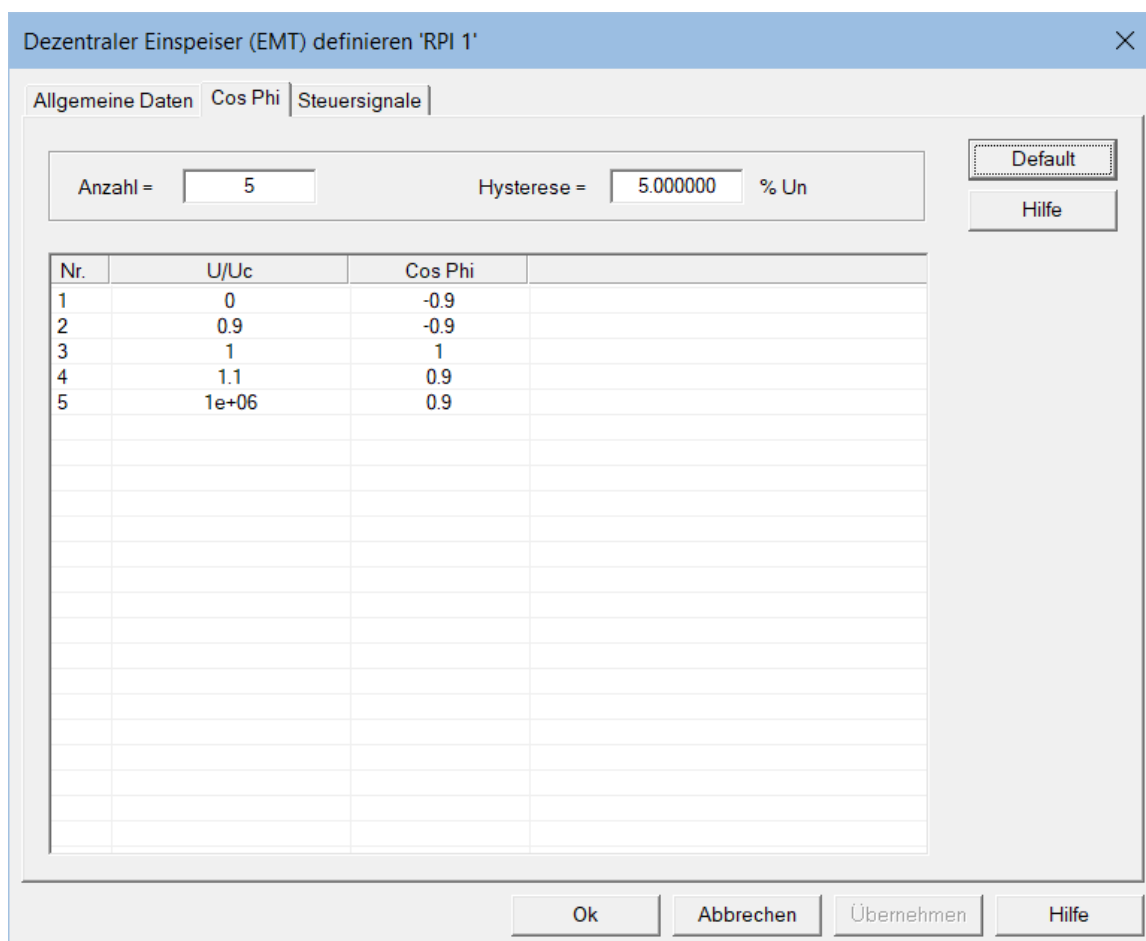


Abbildung 116: Einstelldialog Dezentraler Einspeiser (EMT), Registerkarte Cos Phi

Der Einstelldialog in Abbildung 463 zeigt die Grundeinstellung für die Kennlinie des Verschiebungsfaktors **cos phi (U)**, der aus der fiktiven mittleren Spannung am Netzan-schlusspunkt (NAP) berechnet wird.

Die Eingangsspannung U/U_c verwendet die vereinbarte Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt U_c zur Berechnung des normierten Spannungswertes.

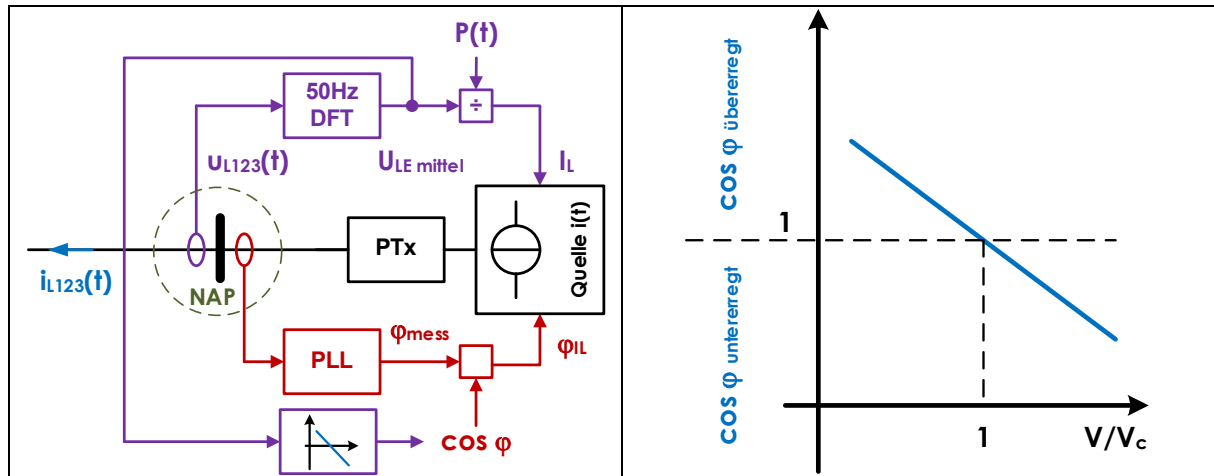


Abbildung 117: Betriebsart $\cos \phi$ (P) - geregelter Verschiebungsfaktor $\cos \phi$

Aus netztechnischer Sicht handelt es sich um einen geregelten Betrieb des Verschiebungsfaktors $\cos \phi$, da eine Rückkopplung der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) auf die Stromamplitude und eine Rückkopplung der Stromamplitude auf die Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) vorliegt.

7.11.4.1 Hysterese der $\cos \phi$ (U) – Kennlinie

Die Wirkungsweise der Hysterese ist beispielhaft in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Als Nennspannung wird der Einstellwert U_n verwendet.

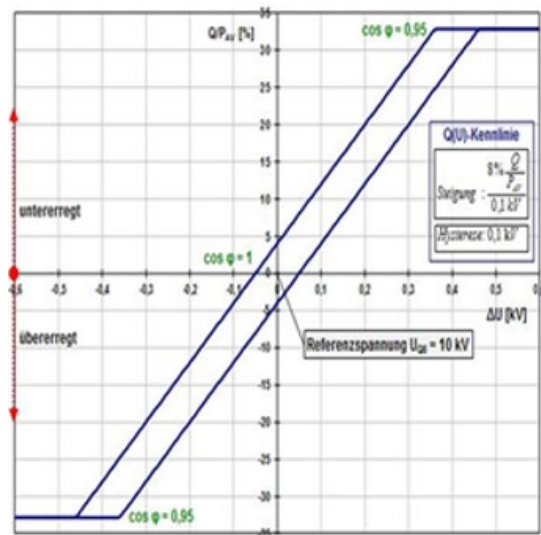


Abbildung 118: Hysterese der $\cos \phi$ (U) - Kennlinie

7.11.5 Betriebsart $\cos \varphi$ (P) und Betriebsart $\cos \varphi$ (U)

Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ kann für den übererregten und untererregten Betrieb in einer Kennlinie definiert werden. Das Vorzeichen des Verschiebungsfaktors unterscheidet für beide Kennlinientypen die beiden Betriebsweisen untererregt oder übererregt.

Betriebsart	Einstellung
Übererregter Betrieb	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi < 0$
Untererregter Betrieb	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi > 0$

Da für das Netzelement das **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** verwendet wird, gilt für die Blindleistung:

- **Übererregter Betrieb**
Blindleistung wird ins Netz eingespeist d.h. $Q > 0$
- **Untererregter Betrieb**
Blindleistung wird aus dem Netz aufgenommen d.h. $Q < 0$

7.11.6 Unterspannungsschutz U< und Überspannungsschutz U>

Das Netzelement **Dezentraler Einspeiser (EMT)** stellt einen zeitverzögerten Unterspannungsschutz U< und einen Überspannungsschutz U> zur Verfügung. Die Schutzfunktionen analysieren die Beträge der netzfrequenten Grundschiwingung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ oder der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$, und $\underline{U}_{31}$. Die Beträge der netzfrequenten Grundschiwingung werden mit Hilfe der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) berechnet. Über- und Unterspannungsschutz überwachen die Beträge selektiv bezogen auf die Leiter-Erd-Spannungen oder die Leiter-Leiter-Spannungen. Die Unter-/Überspannungserkennung arbeitet **unabhängig** von der Betriebsart **Mittl. Spannung** in der Registerkarte **Allgemeine Daten**.

Die Einstellwerte des Unterspannungsschutzes U< und des Überspannungsschutzes U> werden auf die vereinbarte Versorgungsspannung U_c am Netzanschlusspunkt (NAP) **NAP: U_c [kV]** in der Registerkarte **Steuersignale** bezogen eingestellt.

- **ULE [kV]**
Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$
 $U> = 1$ wenn $(U_{L1} > U>) \text{ OR } (U_{L2} > U>) \text{ OR } (U_{L3} > U>)$
 $U< = 1$ wenn $(U_{L1} < U<) \text{ OR } (U_{L2} < U<) \text{ OR } (U_{L3} < U<)$
- **ULL [kV]**
Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$
 $U> = 1$ wenn $(U_{12} > U>) \text{ OR } (U_{23} > U>) \text{ OR } (U_{31} > U>)$
 $U< = 1$ wenn $(U_{12} < U<) \text{ OR } (U_{23} < U<) \text{ OR } (U_{31} < U<)$
- **ULE [p.u. U_c]**
Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$, 1 p.u. = $U_c/\sqrt{3}$
 $U> = 1$ wenn $(U_{L1} > U>) \text{ OR } (U_{L2} > U>) \text{ OR } (U_{L3} > U>)$
 $U< = 1$ wenn $(U_{L1} < U<) \text{ OR } (U_{L2} < U<) \text{ OR } (U_{L3} < U<)$
- **ULL [p.u. U_c]**

Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$, 1 p.u. = U_c
 $U> = 1$ wenn $(U_{12} > U>) \text{ OR } (U_{23} > U>) \text{ OR } (U_{31} > U>)$
 $U< = 1$ wenn $(U_{12} < U<) \text{ OR } (U_{23} < U<) \text{ OR } (U_{31} < U<)$

Wird eine Überspannungsanregung $U>$ oder Unterspannungsanregung $U<$ festgestellt, so wird die zugehörige Zeitstufe **$U>$: Staffelzeit T1** oder **$U<$: Staffelzeit T1** /Registerkarte **Steuersignale**) gestartet. Nach Ablauf einer der Zeitstufen wird ein AUS-Kommando **TRIP** erzeugt und das Betriebsmittel vom Netz getrennt.

7.11.6.1 Rückfall der Anregung $U<$ bzw. $U>$

Die Anregung $U<$ bzw. $U>$ werden getrennt zurückgesetzt, wenn bei noch nicht abgelaufener Zeitstufe die Anregungen $U<$ bzw. $U>$ zurückfallen, d.h. $U< = 0$ bzw. $U> = 0$.

7.11.6.2 Rückfall des AUS-Kommandos

Ein anstehendes AUS-Kommando (TRIP) wird zurückgesetzt, wenn die Zeitstufen $U> T1$ und $U< T1$ inaktiv oder abgelaufen sind UND die Anregungen V und $U>$ zurückgefallen sind.

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft das Verhalten des Unterspannungsschutzes dargestellt. Durch einen Netzfehler bricht die Netzspannung **RVA001** ein ($t = 500\text{ms}$). Nach Ablauf der Zeitstufe **$U< T1$** wird die dezentrale Erzeugungsanlage abgeschaltet **RTP001** ($t = 700\text{ms}$). Mit Fehlerklärung wird die dezentrale Erzeugungsanlage automatisch wieder zugeschaltet ($t = 750\text{ms}$). Die ein-/ausgespeiste Wirkleistung ist **P_002**.

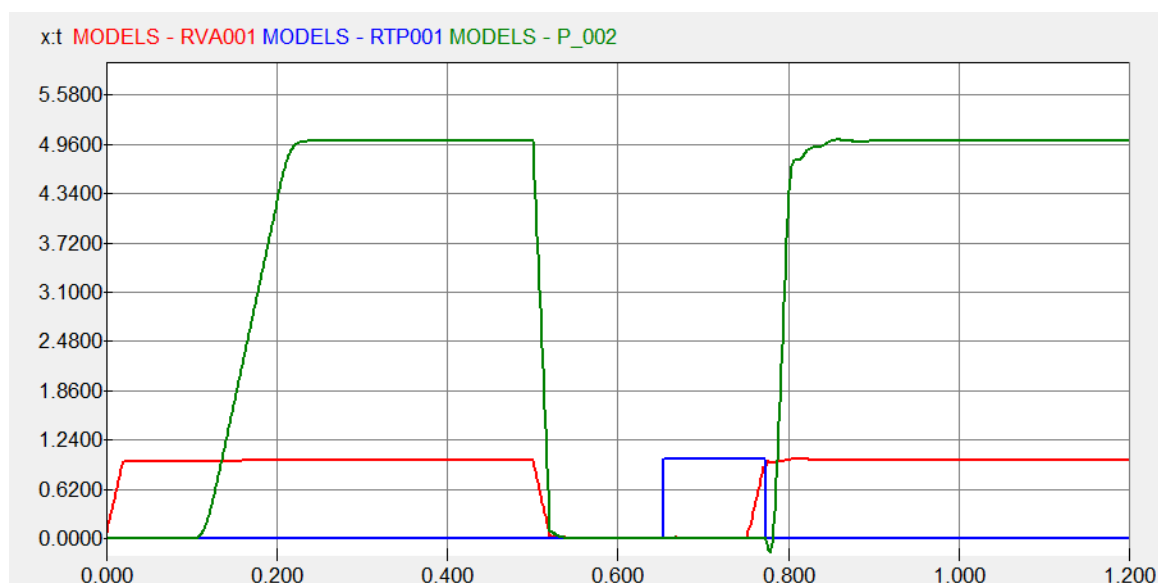


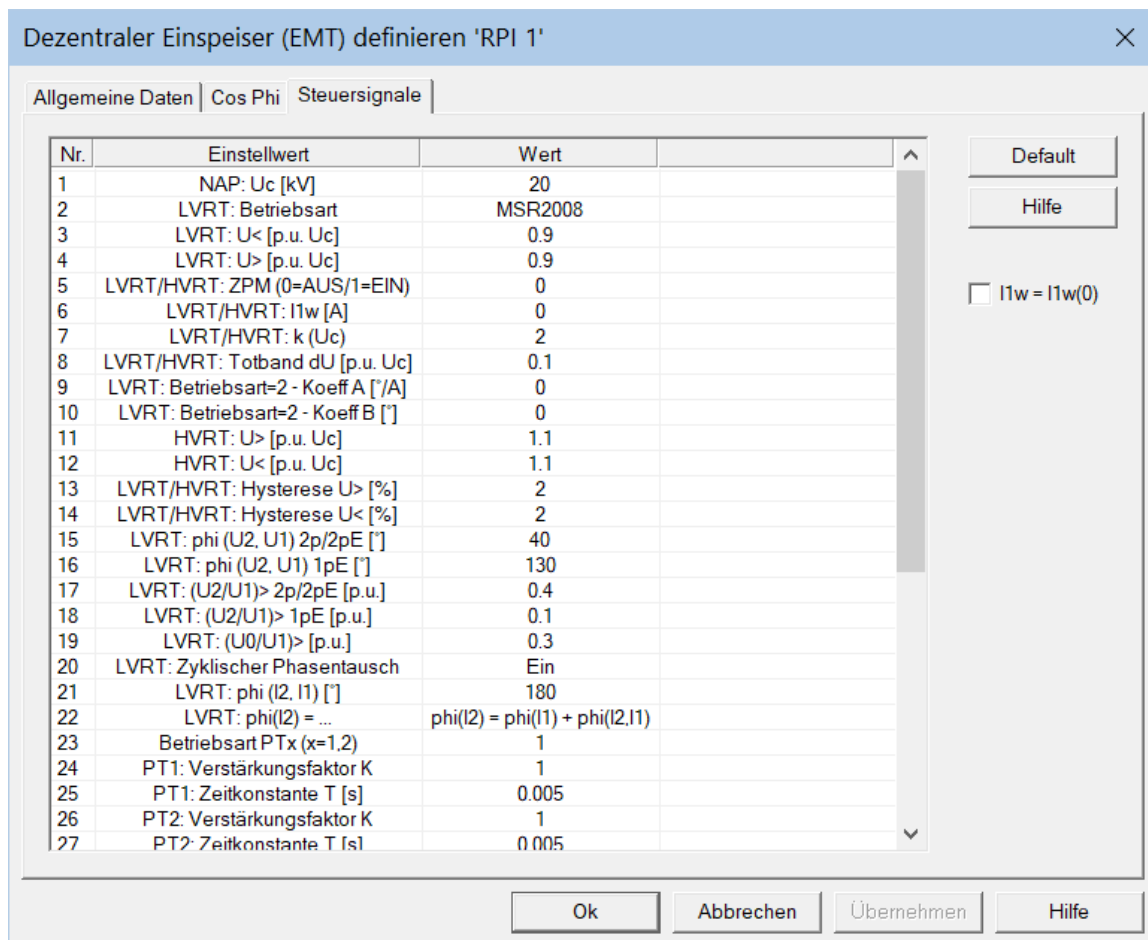
Abbildung 119: Abschaltung der dezentralen Erzeugungsanlage wegen Unterspannung

Einstellwert	Bedeutung
$U>$: Startzeit T1 [ms]	Zeitstufe des Überspannungsschutzes $U>$
$U<$: Startzeit T1 [ms]	Zeitstufe des Unterspannungsschutzes $U<$
$I_{\max}$: Startzeit T1 [ms]	Zeitstufe Überwachung $I_{\max}$

Die Zeitstufen werden mit dem Überschreiten der zugehörigen Anregeschwelle gestartet. Nach Ablauf der Zeitstufe wird das Betriebsmittel vom Netz getrennt und.

7.11.7 Registerkarte **Steuersignale**

Die Registerkarte **Steuersignale** enthält Einstellwerte, die zur Parametrierung des zeit-dynamischen Verhaltens in Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb verwendet werden können. Eine große Anzahl Einstellwerte sind bzgl. des Bezeichners und der Bedeutung identisch mit dem gleichlautenden Einstellwerte des Netzwerkelementes [Erzeugungsanlage \(DEA\)](#) und können in dem Kapitel [Registerkarte LVRT](#) nachgelesen werden.



Nr.	Einstellwert	Wert
1	NAP: Uc [kV]	20
2	LVRT: Betriebsart	MSR2008
3	LVRT: U< [p.u. Uc]	0.9
4	LVRT: U> [p.u. Uc]	0.9
5	LVRT/HVRT: ZPM (0=AUS/1=EIN)	0
6	LVRT/HVRT: I1w [A]	0
7	LVRT/HVRT: k (Uc)	2
8	LVRT/HVRT: Totband dU [p.u. Uc]	0.1
9	LVRT: Betriebsart=2 - Koeff A [°/A]	0
10	LVRT: Betriebsart=2 - Koeff B [°]	0
11	HVRT: U> [p.u. Uc]	1.1
12	HVRT: U< [p.u. Uc]	1.1
13	LVRT/HVRT: Hysterese U> [%]	2
14	LVRT/HVRT: Hysterese U< [%]	2
15	LVRT: phi (U2, U1) 2p/2pE [°]	40
16	LVRT: phi (U2, U1) 1pE [°]	130
17	LVRT: (U2/U1)> 2p/2pE [p.u.]	0.4
18	LVRT: (U2/U1)> 1pE [p.u.]	0.1
19	LVRT: (U0/U1)> [p.u.]	0.3
20	LVRT: Zyklischer Phasentausch	Ein
21	LVRT: phi (I2, I1) [°]	180
22	LVRT: phi(I2) = ...	phi(I2) = phi(I1) + phi(I2,I1)
23	Betriebsart PTx (x=1,2)	1
24	PT1: Verstärkungsfaktor K	1
25	PT1: Zeitkonstante T [s]	0.005
26	PT2: Verstärkungsfaktor K	1
27	PT2: Zeitkonstante T [s]	0.005

Abbildung 120: Einstellwerte der Registerkarte **Steuersignale**

Einstellwert	Bedeutung
NAP: Uc [kV]	Vereinbarte Versorgungsspannung
LVRT: Betriebsart	Betriebsart des LVRT/HVRT-Betriebes ▪ MSR2008 LVRT-Verhalten in Anlehnung an MSR2008 [4] ▪ Netzschutz wird aktuell nicht unterstützt. ▪ VDE-AR-N 4110 LVRT-Verhalten in Anlehnung an VDE-AR-N 4110 [18]

I1w = I1w(0)	Wenn diese Option aktiv ist, wird der Wirkstrom I1w(0) des Mitsystems im Normalbetrieb der Erzeugungsanlage unmittelbar vor dem LVRT-Betrieb als Wirkstrom des Mitsystems im LVRT-Betrieb I1w übernommen.
---------------------	---

7.11.8 Einstellwert NAP: Uc [kV]

Der Einstellwert definiert die vereinbarte Versorgungsspannung am NAP. In aller Regel sollte der Einstellwert identisch mit dem Einstellwert **Un** sein. Die vereinbarte Versorgungsspannung wird verwendet, um im LVRT- bzw. HVRT-Betrieb den Spannungsrückgang bzw. den Spannungsanstieg und daraus mit Hilfe der Blindstromstatik die Änderung des Blindstromes zu berechnen. Insofern entspricht die vereinbarte Versorgungsspannung **NAP: Uc [kV]** der Spannung U_0 (Spannung vor der Störung) in der Kennlinie z.B. nach TC2007.

7.11.9 Übertragungsverhalten der Stromquelle

In der Registerkarte **Steuersignale** sind eine Vielzahl von Einstellwerten enthalten, die teilweise schon in anderen Kapiteln behandelt wurden. Mit diesen Einstellwerten kann u.a. das Übertragungsverhalten der Stromquellen definiert werden.

Die Betragswerte der Stromquelle werden kontinuierlich aus der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) und der verfügbaren Wirkleistung P berechnet. Da es sich im Simulationsmodell um eine zeitdiskrete Berechnung handelt, ergibt sich der zeitliche Verlauf des Betrages der Stromquelle als Folge von sprungförmigen Änderungen im Sinne einer Treppenfunktion. Die **Sprungantwort der Stromquelle** kann mit Hilfe der nachfolgenden Einstellwerte definiert werden.

7.11.9.1 Einstellwert Betriebsart PTx (x=1,2)

- **1** : Es wird eine **PT1 Übertragungsfunktion** verwendet.

$$\frac{\hat{i}_{OUT}}{\hat{i}_{INP}} = \frac{K}{1 + T \cdot s}$$

$\hat{i}_{INP}$ = Eingangssignal

$\hat{i}_{OUT}$ = Ausgangssignal

- **2** : Es wird eine **PT2 Übertragungsfunktion** verwendet.

$$\frac{\hat{i}_{OUT}}{\hat{i}_{INP}} = \frac{K}{1 + 2DT \cdot s + T^2 \cdot s^2} \quad \text{mit } \omega_0 = \frac{1}{T}$$

Einstellwert	Bedeutung
PT1: Verstärkungsfaktor K	Verstärkungsfaktor (Proportionalbeiwert)

PT1: Zeitkonstante T [s]	Zeitkonstante T
PT2: Verstärkungsfaktor K	Verstärkungsfaktor (Proportionalbeiwert)
PT2: Zeitkonstante T [s]	Zeitkonstante T
PT2: Dämpfungsfaktor D	Dämpfungsfaktor D

7.11.10 Ein- und Ausschalten der Stromquelle

Das Stromquellenmodell des ATP kann zu definierten Zeitpunkten ein- bzw. ausgeschaltet werden. Diese Schalfunktion arbeitet unabhängig von den anderen Funktionen des EMT-Modells. Das PTx Übertragungsverhalten hat keinen Einfluss auf die dadurch entstehenden transienten Ausgleichsprozesse.

Einstellwert	Bedeutung
Startzeit	Zeitpunkt, zu dem die Parallelschaltung am Netz erfolgt = -1: Parallelschaltung für $t = 0s$
Endezeit	Zeitpunkt, zu dem die Trennung vom Netz erfolgt

Die beiden Schaltzeitpunkte **Startzeit** und **Endezeit** definieren die Zeitpunkte, zu denen das Modell im Sinne eines idealen Schalters am Netz parallelgeschaltet oder vom Netz getrennt wird. Das Ein bzw. Ausschalten erfolgt unverzüglich. Der zum Zuschaltzeitpunkt verwendete Leistungswert wird durch die Kennlinie $P(t)$ festgelegt.

7.11.11 Überwachung des maximal zulässigen Leiterstroms I_{Lzul}

Die I_{Lzul} - Überwachung überwacht die Eingangswerte der PTx-Übertragungsfunktion. Wird von der dezentralen Erzeugungsanlage der maximal zulässige Leiterstrom I_{Lzul} ein- oder ausgespeist, so wird die Zeitstufe **$I_{max} T1$ [ms]** gestartet. Mit Ablauf der Zeitstufe **$I_{max} T1$ [ms]** wird der Betrag der Leiterströme (Ausgangswert der PTx-Übertragungsfunktion) zu 0A gesetzt. Die Eingangswerte der PTx Übertragungsfunktion bleiben unverändert. Ein Unterschreiten setzt die Zeitstufe zurück.

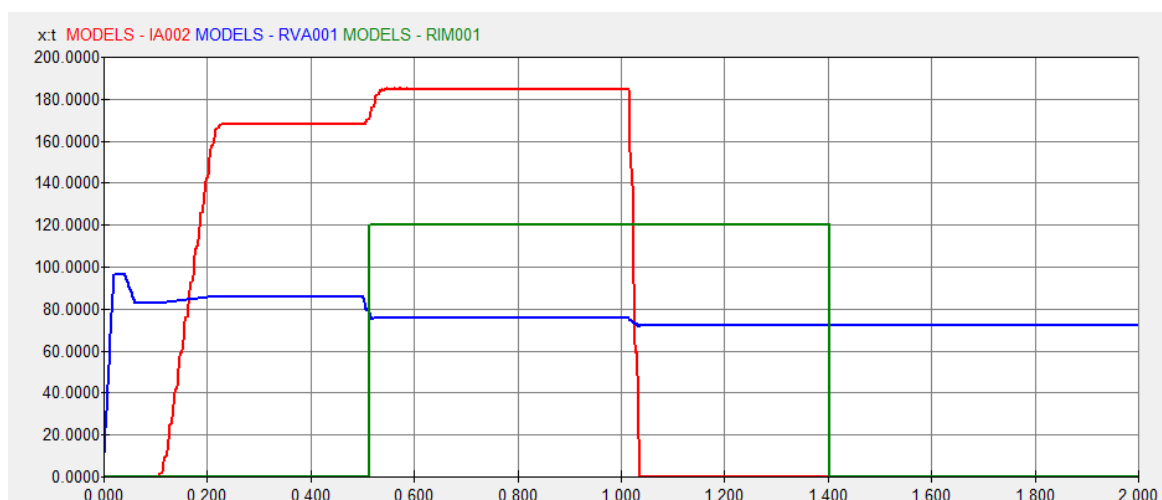


Abbildung 121: Überwachung des maximal zulässigen Leiterstroms I_{max}

In obiger Abbildung ist der Betrag des Leiterstroms im Leiter L1 **IA002** dargestellt. Zum Zeitpunkt $t = 500ms$ tritt ein 1-poliger Kurzschluss auf. Es erfolgte keine Reaktion des Netzschutzes in diesem Beispiel. Das Statussignal **RIM001** zeigt den Zeitbereich an, in

dem die dezentrale Erzeugungsanlage mit maximal zulässigem Leiterstrom $I_{\max}$ ins Netz einspeist. Nach Ablauf der Zeitstufe von $I_{\max T1} = 500\text{ms}$ werden zum Zeitpunkt $t = 1,1\text{s}$ die Leiterströme auf 0A reduziert. Der Verlauf der Netzspannung am Netzanschlusspunkt **RVA001** zeigt dadurch verursacht zu diesem Zeitpunkt eine Spannungsreduktion an. Der Unterspannungsschutz $U<$ des dezentralen Energieerzeugers führt nach Ablauf seiner Zeitstufe zum Zeitpunkt $t = 1,4\text{s}$ die Netztrennung durch.

7.11.12 Pulsweitenmodulation (PWM)

Das Verfahren der Pulsweitenmodulation befindet sich derzeit noch in der Implementierungsphase.

Einstellwert	Bedeutung
PWM: Pulsationsfrequenz f_p [Hz]	Pulsationsfrequenz des Netzstromrichters
PWM: DC Zwischenkreis U_{dc} [V]	Zwischenkreisspannung
PWM: Modulationsfaktor m_a	Amplitudenmodulationsfaktor
PWM: Phasenwinkel [rad]	Phasenwinkel

7.11.13 LVRT/HVRT-Betrieb - Low Voltage and High Voltage Ride Through

Die Erkennung des **LVRT/HVRT-Betriebes** erfolgt durch Auswertung der Beträge der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$ der netzfrequenten Grundschiwingung, die am Netzanschlusspunkt (NAP) gemessen wird. Die Einstellwerte sind in der Registerkarte [Steuersignale](#) enthalten.

Die Erkennung bzw. das Verlassen des LVRT-Betriebes erfolgt durch die zwei Anregeschwellen **LVRT: $U<$ [p.u. U_c]** und **LVRT: $U>$ [p.u. U_c]**, die Erkennung bzw. das Verlassen des HVRT-Betriebes durch die zwei Anregeschwellen **HVRT: $U>$ [p.u. U_c]** und **HVRT: $U<$ [p.u. U_c]**. Dadurch ist ein hysteresesähnliches Verhalten der LVRT/HVRT-Erkennung einstellbar. Die Anregeschwellen werden in p.u. = U_c (vereinbarte Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt **NAP: U_c [kV]**) eingestellt.

Die Anforderungen an die Spannungsstützung bei Netzfehlern (Kurzschlüssen) gemäß BDEW Mittelspannungsrichtlinie 2008 (Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, **MSR2008**) sind im Transmission Code 2007 (**TC2007: TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber**, Abbildung 122) beschrieben. Abbildung 122 zeigt das Prinzip der Spannungsstützung für dezentrale Erzeugungsanlagen. Das im EMT-Modell implementierte Verfahren der Spannungsstützung im LVRT/HVRT-Betrieb arbeitet je nach Einstellung in Anlehnung an MSR2008/TC2007 oder VDE-AR-N 4110. Im Unterschied zur MSR2008 wird nach VDE-AR-N 4110 neben einem zusätzlichen Blindstrom im Mitsystem ΔI_{1b} auch ein Blindstrom im Gegensystem ΔI_{2b} gefordert.

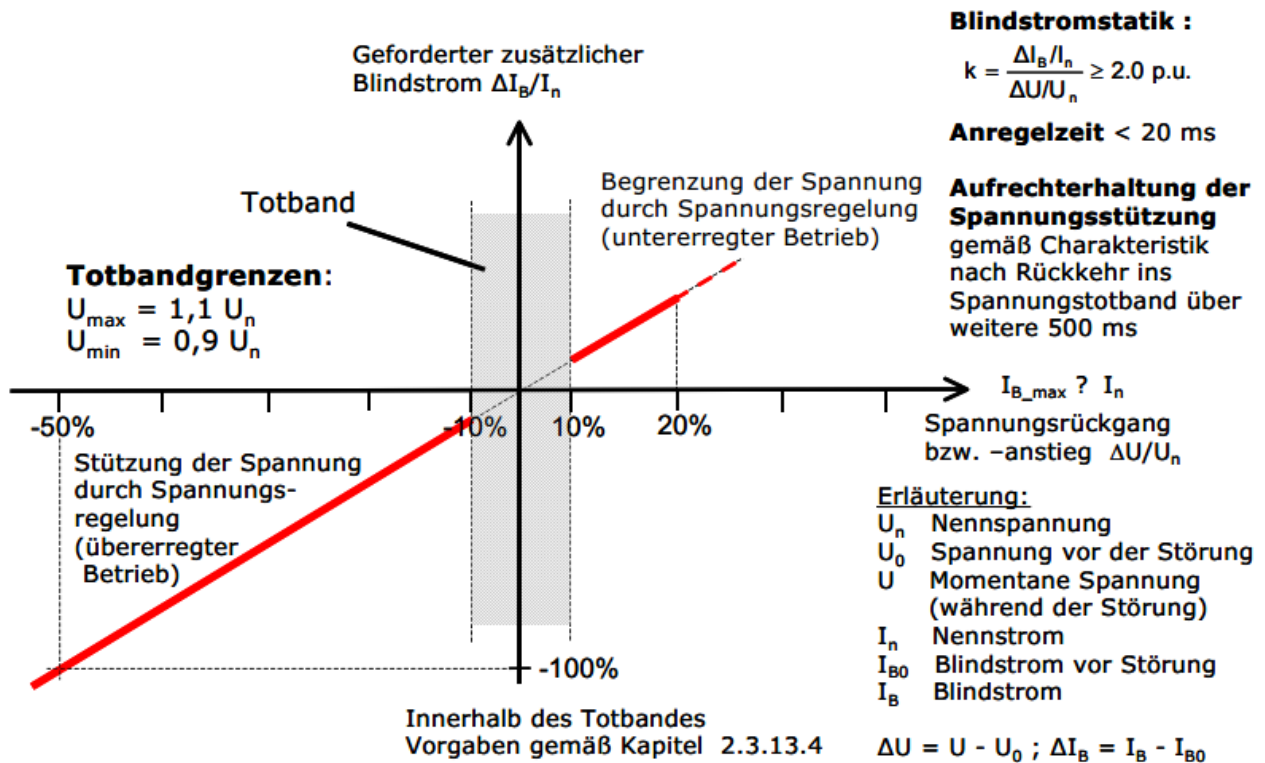


Abbildung 122: Spannungsstützung im LVRT-Betrieb (Quelle: TC2007)

7.11.13.1 Erkennung des LVRT-/HVRT-Betriebes

Der LVRT-/HVRT-Betrieb wird mit Hilfe von $U < / > U$ -Anregungen erkannt. Intern werden die eingestellten Anregungen mit einer einstellbaren Hysterese **LVRT/HVRT: Hysterese** betrieben, um ein „Klappern“ d.h. einen oszillierenden Vorgang Anregung-Rückfall zu vermeiden.

- **LVRT: $U < [p.u. U_c]$**
 Der LVRT-Betrieb wird erkannt (d.h. LVRT-Betrieb aktiv), wenn der Betrag mindestens einer der drei Leiter-Leiter-Spannungen kleiner als die Anregeschwelle ist.
- **LVRT: $U > [p.u. U_c]$**
 Der LVRT-Betrieb wird verlassen (d.h. LVRT-Betrieb inaktiv), wenn die Beträge der drei Leiter-Leiter-Spannungen gleichzeitig größer als die Anregeschwelle sind.
- **HVRT: $U > [p.u. U_c]$**
 Der HVRT-Betrieb wird erkannt (d.h. HVRT-Betrieb aktiv), wenn der Betrag mindestens einer der drei Leiter-Leiter-Spannungen größer als die Anregeschwelle ist.
- **HVRT: $U < [p.u. U_c]$**
 Der HVRT-Betrieb wird verlassen (d.h. HVRT-Betrieb inaktiv), wenn die Beträge der drei Leiter-Leiter-Spannungen gleichzeitig kleiner als die Anregeschwelle sind.
- **LVRT/HVRT: Hysterese $U < [\%]$**

Die LVRT/HVRT-Anregeschwelle $U_{<}$ wird mit $(1 - \text{Einstellwert})$ multipliziert, d.h. in der Grundeinstellung um 2% bezogen auf den Einstellwert abgesenkt. Dadurch wird die Erkennung des LVRT-Betriebes bzw. der Rückfall aus dem HVRT-Betrieb zeitlich geringfügig verzögert.

- **LVRT/HVRT: Hysterese $U_{>}$ [%]**

Die LVRT/HVRT-Anregeschwelle $U_{>}$ wird mit dem $(1 + \text{Einstellwert})$ multipliziert, d.h. um 2% bezogen auf den Einstellwert erhöht. Dadurch wird die Erkennung des HVRT-Betriebes bzw. der Rückfall aus dem LVRT-Betrieb zeitlich geringfügig verzögert.

7.11.13.2 LVRT/HVRT-Betrieb und AUS-Kommando einer Schutzfunktion

Der LVRT/HVRT-Betrieb bleibt im Falle eines AUS-Kommandos z.B. wegen Unter- oder Überspannungsschutz und damit einhergehender Netztrennung weiterhin bestehen, bis die oben beschriebene Rückfallbedingung am Netzanschlusspunkt erkannt wird. So ist es möglich, dass bei eingehendem AUS-Kommando und Parallelschaltung zum Netz die Erzeugungsanlage direkt in den LVRT/HVRT-Betrieb geht.

7.11.13.3 LVRT/HVRT: ZPM (0=AUS/1=EIN)

Ist der Zero-Power-Mode aktiviert ($= 1$), so speist die dezentrale Erzeugungsanlage im LVRT- oder HVRT-Betrieb keinen Blindstrom und keinen Wirkstrom ein d.h. $|I_{L123}| = 0A$.

7.11.13.4 Einstellwert LVRT/HVRT: Totband dU [p.u. U_c]

Wie schon gezeigt, erfolgt innerhalb des Totbandes keine Änderung des Blindstroms gegenüber dem Normalbetrieb.

7.11.13.5 Verstärkungsfaktor (MSR2008: Blindstromstatik) LVRT/HVRT: k (U_c)

Der k -Faktor ($k > 0$) entspricht der Blindstromstatik nach TC2007/MSR 2008 und ist auch in der VDE-AR-N 4110 als Verstärkungsfaktor definiert. Bei der Berechnung des zusätzlichen Blindstrombedarfs Δi_b

$$\Delta i_b = \frac{\Delta I_B}{I_n}$$

muss berücksichtigt werden, dass in den Richtlinien im Gegensatz zum EMT-Modell das **Verbraucherzählpeilsystem (VZS)** verwendet wird. Beim EMT-Modell wird das **Erzeugerzählpeilsystem (EZS)** verwendet.

- Ein Spannungseinbruch in Folge eines Netzfehlers sollte zu einer erhöhten Blindstromeinspeisung durch die Erzeugungsanlage, d.h. zu einem übererregten Betriebszustand führen, um die Netzspannung zu stützen. Daraus folgt, dass die Erzeugungsanlage ausgehend vom Betriebszustand im Augenblick der Erkennung des LVRT/HVRT-Betriebes durch den zusätzlichen Blindstrom mehr Blindstrom ins Netz einspeist, d.h. mehr übererregt arbeitet oder zumindest den untererregten Betriebszustand verringert.

Es muss also darauf geachtet werden, ob die Erzeugungsanlage vor Erkennen des LVRT/HVRT-Betriebes im untererregten oder übererregten Betriebszustand war, bevor der zusätzliche Blindstrom ΔI_b im Sinne eines übererregten Blindstroms dem Blindstrom I_{B0} vor Erkennen des LVRT/HVRT-Betriebes überlagert wird.

Die VDE-AR-N 4110 fordert eine Blindstromänderung in Mit- und Gegensystem, die MSR2008 nur im Mitsystem.

7.11.13.5.1 LVRT/HVRT: Betriebsart MSR2008

Das EMT-Modell berechnet im LVRT/HVRT-Betrieb kontinuierlich die Spannungsdifferenz ΔU_{LL} der drei Leiter-Leiter-Spannungen $|\underline{U}_{LL}|$ zu den jeweiligen Leiter-Leiter-Spannungen $|\underline{U}_{LL0}|$ unmittelbar vor Eintritt des LVRT/HVRT-Betriebes und bestimmt die maximale Spannungsdifferenz $\Delta U_{LL \max}$, um mit der Blindstromstatik k den zusätzlichen Blindstrom ΔI_b zu berechnen.

$$\Delta U_{LL} = U_{LL} - U_{LL0} \text{ mit } LL = 12, 23, 31$$

Da die Ermittlung der verketteten Spannungen $\underline{U}_{LL0}$ vor dem Eintritt des LVRT/HVRT-Betriebes sehr aufwändig ist, wird in der aktuellen Implementierung des Modells die **vereinbarte Versorgungsspannung U_c** (Einstellwert **NCP: U_c [kV]**) als Bezugswert für alle Leiter-Leiter-Spannungen verwendet.

$$\Delta U_{LL} = U_{LL} - U_c \text{ mit } LL = 12, 23, 31$$

$$\Delta U_{LL \max} = \max(U_{LL})$$

$$\Delta I_b = k \cdot \frac{\Delta U_{LL \max}}{U_c} \cdot I_n$$

Es gilt:

- $\Delta I_b < 0$: Spannungseinbruch mit $\Delta U_{LL} < 0$
- $\Delta I_b > 0$: Spannungserhöhung mit $\Delta U_{LL} > 0$

Da nach der Richtlinie MSR2008 dezentrale Erzeugungsanlagen im LVRT-Betrieb immer ein symmetrisches Drehstromsystem einspeisen, entspricht die Änderung des Blindstromes ΔI_b immer der Änderung des Mitsystemstromes ΔI_b . Gegen- und Nullsystemströme sind im LVRT-Betrieb nach MSR2008 gleich Null anzunehmen.

Im Weiteren ist zu beachten, dass der HVRT-Betrieb in der Richtlinie MSR2008 nicht definiert ist, im EMT-Modell als eine Erweiterung gegenüber MSR2008 zu betrachten ist.

7.11.13.5.2 LVRT/HVRT: Betriebsart VDE-AR-N 4110

Noch vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb werden die Beträge von Mit- und Gegensystemspannung in Anlehnung an DIN EN 61400-21 aus den Fourier-Koeffizienten der Leiter-Erd-Spannungen berechnet (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefun-**

den werden.). Im LVRT/HVRT-Betrieb wird für die Betriebsart nach VDE-AR-N 4110 kontinuierlich die Spannungsdifferenz ΔU_1 aus der Mitsystemspannung $|\underline{U}_1|$ und der vereinbarten Versorgungsspannung U_c berechnet. Unter Annahme eines symmetrischen Netzzustands im Normalbetrieb, kann auch hier $U_c/\sqrt{3}$ vereinfacht für die Mitsystemspannung vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb angenommen werden: $|\underline{U}_1| \approx U_c/\sqrt{3}$. Ebenfalls kann die Gegensystemspannung im Normalbetrieb zu $|\underline{U}_2| = 0$ angenommen werden. Die Spannungsdifferenz ΔU_2 entspricht daher der Gegensystemspannung $|\underline{U}_2|$. In diesem Betriebsfall wird mit dem Verstärkungsfaktor k ein zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem ΔI_{1b} und im Gegensystem ΔI_{2b} berechnet. Es ist zu beachten, dass der Begriff Blindstromstatik aus MSR2008 in VDE-AR-N 4110 zu Verstärkungsfaktor verändert wurde.

$$\Delta U_1 = U_1 - U_c/\sqrt{3} \quad \text{und} \quad \Delta U_2 = U_2$$

$$\Delta I_{1b} = k \cdot \frac{\Delta U_1}{U_c/\sqrt{3}} \cdot I_n$$

$$\Delta I_{2b} = k \cdot \frac{\Delta U_2}{U_c/\sqrt{3}} \cdot I_n$$

Das eingestellte Totband wird auch auf die Gegensystemspannung angewandt. Der Faktor k wird in VDE-AR-N 4110 als Verstärkungsfaktor bezeichnet.

Es gilt:

- $\Delta I_{1b} < 0$: Spannungseinbruch mit $\Delta U_1 < 0$
- $\Delta I_{1b} > 0$: Spannungserhöhung mit $\Delta U_1 > 0$
- $\Delta I_{2b} \geq 0$

Liegt vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb ein unsymmetrischer Netzzustand vor, führt das verwendete Verfahren bei der Betriebsart nach VDE-AR-N 4110 zu Ungenauigkeiten.



Einstellwert	Bedeutung
$\Delta U_{LL \max}$	Betragsmäßig größter Spannungseinbruch der drei Leiter-Leiter-Spannungen
I_n	Nennstrom der Erzeugungsanlage $I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$
U_n	Nennspannung der Erzeugungsanlage
I_{b0}	Blindstrom unmittelbar vor Eintritt des LVRT/HVRT-Betriebes ATPDesigner verwendet den Blindstrom I_{b0} zu einem Zeitpunkt 20ms vor dem erkannten LVRT/HVRT-Betrieb. Dadurch werden die Laufzeiten der DFT-Filter zur Berechnung der netzfrequenten Spannungsbeiträge kompensiert. Der Wert des Blindstroms I_{b0} bleibt für die Dauer des LVRT/HVRT-Betriebes eingefroren.
U_1	Betrag der Mitsystemspannung im 012-System
U_2	Betrag der Gegensystemspannung im 012-System

Im Folgenden muss darauf geachtet werden, dass ein Spannungseinbruch im Kurzschlussfall zu einer **Blindstromänderung $\Delta I_{1b} < 0$** (bzw. $\Delta I_b < 0$ bei MSR2008) führt. Im Kurzschlussfall muss zur Spannungsstützung ein erhöhter Blindstrom im übererregten Betrieb eingespeist oder ein verringerter Blindstrom im untererregten Betrieb bezogen werden.

7.11.13.6 Einstellung der Phasenlage des Gegensystemstroms

Für die Bestimmung der Phasenlage des Gegensystemstroms I_2 im **LVRT-Betrieb nach VDE-AR N 4110** kann der Anwender zwischen zwei verschiedenen Varianten wählen. Dazu sind zwei Einstellwerte analog zum Netzwerkelement [Erzeugungsanlage \(DEA\)](#) verfügbar.

Einstellwert	Bedeutung
LVRT: phi (I2) =	$\updownarrow$ $\text{phi}(I_2) = \text{phi}(I_1) + \text{phi}(I_2, I_1)$ $\rightarrow$ $\text{phi}(I_2) = 90^\circ$ $\rightarrow$ $\text{phi}(I_2) = \text{phi}(U_2, U_1) + 90^\circ$ ▪ Variante 1: $\text{phi}(I_2) = +90^\circ$ Der Gegensystemstrom wird über $I_2 = +j\Delta I_{2b}$ angegeben. Der absolute Phasenwinkel des Gegensystemstroms beträgt damit $+90^\circ$, unabhängig von den absoluten Phasenlagen der Gegensystemspannung und des Mitsystemstroms. ▪ Variante 2: $\text{phi}(I_2) = \text{phi}(I_1) + \text{phi}(I_2, I_1)$ Der absolute Phasenwinkel des Gegensystemstromes wird aus dem absoluten Phasenwinkel des Mitsystemstromes und dem Einstellwert LVRT: phi (I2, I1) [°] berechnet. ▪ Variante 3: $\text{phi}(I_2) = \text{phi}(U_2) + 90^\circ$ Der absolute Phasenwinkel des Gegensystemstromes wird aus dem absoluten Phasenwinkel der Gegensystemspannung und einer Phasenverschiebung von 90° berechnet. Damit besteht der Gegensystemstrom ausschließlich aus einem Blindanteil und hat keine Wirkkomponente. ⇒ Dieser Auswahlwert wird als Grundeinstellung (Default) verwendet. Es wird empfohlen, diesen Einstellwert für alle Kurzschlusszenarien mit LVRT-Betrieb zu verwenden. Eine Begründung ist in Phasenwinkel des Gegensystemstromes im Kurzschlussfall formuliert.
LVRT: phi (I2, I1) [°]	LVRT-Betrieb nach VDE-AR N 4110: Winkel zwischen Gegen- und Mitsystemstrom für die Berechnung des absoluten Phasenwinkels des Gegensystemstromes bei der Einstellung phi (I2) = phi(I1) + phi(I2,I1) (Variante 2) In der Grundeinstellung (Default) ist hier der Winkel 180° eingestellt. Dieser Wert ist darin begründet, dass Mitsystemstrom I_1 und Gegensystemstrom I_2 im Falle eines 2p-Kurzschlusses am Kurzschlussort um 180° phasenverschoben sind (Fehlerortbedingung für den 2p-Kurzschluss am Fehlerort F).

7.11.13.7 LVRT/HVRT-Betrieb

Wenn der Blindstrom I_{b0} vor dem LVRT/HVRT-Betrieb ins Netz eingespeist wird, entspricht dies einer übererregten Betriebsweise des EMT-Modells mit einem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi < 0$. Nach dem Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) wird diesem Blindstrom im Folgenden ein positives Vorzeichen zugeordnet: $I_{b0} > 0$. Bei Bezug des Blindstromes I_{b0} aus dem Netz, handelt es sich um den untererregten Betrieb des EMT-Modells mit $\cos \varphi > 0$. Hierbei ist der Vorfehlerblindstrom $I_{bb} < 0$.

Die Festlegungen des übererregten Betriebes mit $I_b > 0$ und des untererregten Betriebes mit $I_b < 0$ im EZS sind als **Blindanteile des komplexen Stroms $\underline{I} = I_w - j \cdot I_b$** anzusehen und werden zur Darstellung der zeitabhängigen Kennlinien herangezogen. Hierbei sei darauf hingewiesen, dass gemäß Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) in der komplexen Ebene der Stromzeiger dem Spannungszeiger beim übererregten Betrieb nacheilt bzw. beim untererregten Betrieb voreilt.

7.11.13.7.1 Betriebsart MSR 2008

Allgemein lässt sich der im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) berechnete zusätzliche Blindstrom durch Inversion, d.h. einer Multiplikation mit -1 ins Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) transferieren. Somit gilt im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) für die Berechnung des resultierenden Blindstroms I_b :

$$I_b = I_{b0} - \Delta I_b$$

7.11.13.7.1.1 Betriebsart MSR 2008: LVRT-Betrieb

Im LVRT-Betrieb führt der zusätzliche Blindstrom, wegen $\Delta I_b < 0$, bei übererregter Vorfehler-Betriebsweise ($I_{b0} > 0$ im EZS) zu einem verstärkt übererregten Betriebszustand. Somit wird ein erhöhter Blindstrom ins Netz eingespeist.

Bei zuvor untererregter Betriebsweise ($I_{b0} < 0$ im EZS) führt der zusätzliche Blindstrom ($\Delta I_b < 0$) im LVRT-Betrieb für $|I_{b0}| \geq |\Delta I_b|$ zu einem vermindert untererregten Betriebszustand bzw. für $|I_{b0}| < |\Delta I_b|$ zu einem übererregten Betriebszustand. Es wird also weniger Blindstrom vom Netz bezogen bzw. Blindstrom ins Netz eingespeist.

7.11.13.7.1.2 Betriebsart MSR 2008: HVRT-Betrieb

Der zusätzliche Blindstrom ΔI_b (hier $\Delta I_b > 0$) führt im HVRT-Betrieb bei übererregter Vorfehler-Betriebsweise ($I_{b0} > 0$ im EZS) für $|I_{b0}| \geq |\Delta I_b|$ zu einem vermindert übererregten Betriebszustand bzw. für $|I_{b0}| < |\Delta I_b|$ zu einem untererregten Betriebszustand. Es wird also weniger Blindstrom ins Netz eingespeist bzw. Blindstrom vom Netz bezogen.

Im HVRT-Betrieb führt der zusätzliche Blindstrom, wegen $\Delta I_b > 0$, bei untererregter Vorfehler-Betriebsweise ($I_{b0} < 0$ nach EZS) zu einem verstärkt untererregten Betriebszustand. Somit wird ein erhöhter Blindstrom ins Netz eingespeist.

Exemplarisch werden die Verläufe der Mitsystemströme bei übererregtem (Abbildung 123) und untererregtem (Abbildung 124) Vorfehler-Betrieb mit anschließendem Fehler-eintritt und resultierendem LVRT-Betrieb des EMT dargestellt. Die Ausgabe erfolgt zum Teil über eine Probe, die hinter der Erzeugungsanlage gemäß Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) eingefügt wurde.

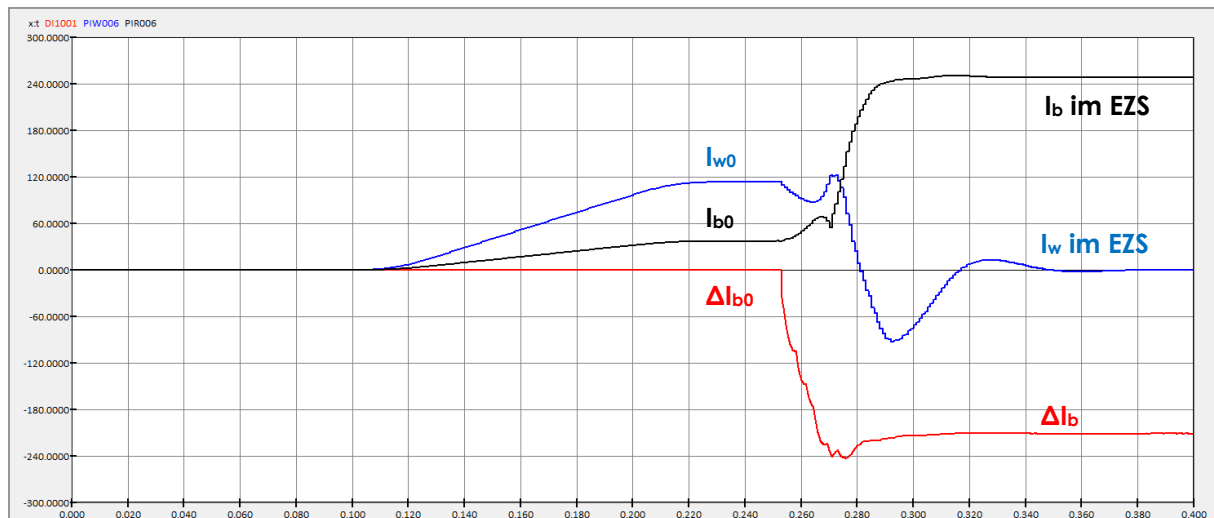


Abbildung 123: Mitsystemströme bei übererregtem Vorfeder-Betrieb und anschließendem LVRT-Betrieb nach MSR2008

Nach den ersten 100 ms beginnt die Erzeugungsanlage für weitere 120 ms bei übererregtem Betrieb mit der Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung bzw. bei untererregtem Betrieb mit der Wirkstromeinspeisung und dem Blindstrombezug. Die im stationären Vorfederbetriebszustand auftretenden Ströme sind mit dem Indexzusatz 0 markiert.

Zum Zeitpunkt $t = 250$ ms kommt es zu einem Netzfehler, wodurch der LVRT-Betrieb des EMT-Modells aktiviert wird. Hierbei kommt es zu transienten Einschwingprozessen in den Mitsystemströmen. Die Wirkstromeinspeisung I_w (**blaue Kennlinie**) wird hier auf einen Wert von 0 herabgesetzt, kann aber auch nach Kapitel 7.11.13.8 beeinflusst werden.

Auf Grund der Vorgabe aus der MSR2008 ergibt sich nun ein zusätzlicher Blindstrom ΔI_b (**rote Kennlinie**) ungleich Null. Die Berechnung von ΔI_b erfolgt im EMT-Modell und ist unabhängig vom Zählpfeilsystem des [Mess/Schutzgerätes](#). Die dabei resultierende Blindstromeinspeisung I_b (**schwarze Kennlinie**) führt zu einem verstärkt übererregten (Abbildung 123) oder wechselt vom untererregten zum übererregten Betriebszustand (Abbildung 124).

Zur Verdeutlichung der dynamischen Netzstützung ist der maximal zulässige Scheinstrom auf 250 % I_n eingestellt worden, da ansonsten der resultierende Blindstrom begrenzt worden wäre.

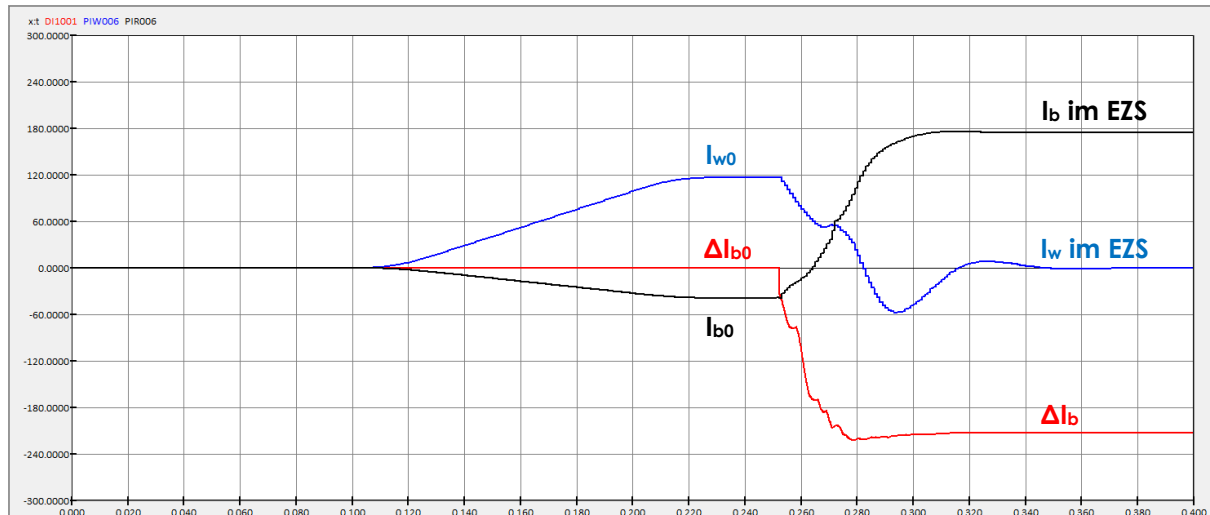


Abbildung 124: Mitsystemströme bei untererregtem Vorfeder-Betrieb und anschließendem LVRT-Betrieb nach MSR2008

Die Einflüsse der dynamischen Netzstützung auf die Leistungseinspeisung werden im Kapitel 7.11.14 behandelt.

7.11.13.7.2 Betriebsart VDE-AR-N 4110

Gemäß VDE-AR-N 4110 wird in dieser Betriebsart eine Einspeisung sowohl im Mit- als auch im Gegensystem gefordert. Daher kann es zu einer unsymmetrischen Einspeisung kommen. Zur Ermittlung der Leiterströme aus den Komponenten des 012-Systems muss daher die komplexe Rechnung angewandt werden.

7.11.13.7.2.1 LVRT/HVRT-Betrieb (VDE-AR-N 4110)

Das EMT-Modell arbeitet im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS). Bei einem komplexen Strom $\underline{I} = I_w - j \cdot I_b$ mit positiven Blindanteil $I_b > 0$ liegt daher eine induktive Einspeisung, d.h. ein übererregter Betriebszustand vor. Ein untererregter Betrieb des EMT-Modells führt somit zum Blindstrombezug mit $I_b < 0$. Für den komplexen Mit- und Gegensystemstromzeiger, sowie der nach VDE-AR-N 4110 berechneten und ins Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) überführten zusätzlichen Blindströme, gilt mit der Bezugsachse auf dem Mitsystemspannungszeiger:

$$I_1 = I_{1w} - j(I_{b0} - \Delta I_{1b}) = I_{1w} - jI_{1b}$$

Variante 1: $\phi(I_2) = +90$

$$I_2 = -j(-\Delta I_{2b}) = +j\Delta I_{2b}$$

Variante 2: $\phi(I_2) = \phi(I_1) + \phi(I_2, I_1)$

Bei Verwendung dieser Variante muss der Phasenwinkel des Mitsystemstroms ermittelt und der Einstellwert **$\phi(I_2, I_1)$** für die Phasenverschiebung zwischen Mit- und Gegensystemstrom berücksichtigt werden. Für den Phasenwinkel des Mitsystemstroms gilt dabei **$\phi(I_1) = \varphi_{I_1} = \arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)$** . Für den komplexen Gegensystemstrom folgt:

$$\begin{aligned}
 I_2 &= \Delta I_{2b} \cdot e^{j(\arctan(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}) + \mathbf{phi(I2, I1)})} \\
 &= \left(\Delta I_{2b} \cdot \left[\cos\left(\arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right) \cdot \cos(\mathbf{phi(I2, I1)}) + \sin\left(\arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right) \cdot \sin(\mathbf{phi(I2, I1)}) \right] \right) \\
 &\quad + j \left(\Delta I_{2b} \cdot \left[\sin\left(\arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right) \cdot \cos(\mathbf{phi(I2, I1)}) + \cos\left(\arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right) \cdot \sin(\mathbf{phi(I2, I1)}) \right] \right)
 \end{aligned}$$

Mit der Standardeinstellung $\mathbf{phi(I2, I1)} = 180^\circ$ folgt:

$$\begin{aligned}
 I_2 &= \Delta I_{2b} \cdot e^{j(\arctan(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}) + 180^\circ)} \\
 &= -\Delta I_{2b} \cdot \left(\cos\left[\arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right] + j \sin\left[\arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right] \right) \\
 &= -\Delta I_{2b} \cdot \left(\cos\left[\arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right] - j \sin\left[\arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right] \right)
 \end{aligned}$$

Variante 3: $\mathbf{phi(I2)} = \mathbf{phi(U2)} + 90^\circ$

Bei Anwendung dieser Variante folgt für den komplexen Gegensystemstrom und Verwendung der Phasenlage der Gegensystemspannung φ_{U2} :

$$I_2 = \Delta I_{2b} \cdot e^{j(\varphi_{U2} + 90^\circ)} = -\Delta I_{2b} \cdot \sin(\varphi_{U2}) + j \Delta I_{2b} \cdot \cos(\varphi_{U2})$$

Der Wirkstrom I_{1w} ist dabei ein zusätzlicher Wirkstrom im Mitsystem, der über den Einstellwert **LVRT/HVRT: I1w[A]** nach Kapitel 7.11.13.8 eingestellt und eingespeist werden kann.

- Im **LVRT-Betrieb** führt $\Delta I_{1b} < 0$ im Mitsystem zu einer erhöhten Blindstromeinspeisung ins Netz. Zusammen mit dem Gegensystemstrom (mit $\Delta I_{2b} > 0$) bei unsymmetrischen Fehlern wirkt die dynamische Netzstützung im Mit- und Gegensystem spannungshebend im Drehstromsystem.
- Für den **HVRT-Betrieb** gilt sowohl $\Delta I_{1b} > 0$ als auch $\Delta I_{2b} > 0$, was im Mitsystem zu einem Blindstrombezug aus dem Netz führt. Hier ergibt sich eine Spannungsabsenkung im Drehstromsystem.

Genauere Erläuterungen zu den verschiedenen Varianten für den Gegensystemstrom gehen aus [Absoluter Phasenwinkel des Gegensystemstromes im Kurzschlussfall](#) hervor.

Exemplarisch sind die Verläufe der Mitsystemströme mit Abbildung 125 bei übererregtem Vorfehler-Betrieb und anschließendem LVRT-Betrieb mit Phasenlage des Gegensystemstroms nach Variante 1 dargestellt.

Nach 100 ms beginnt das EMT-Modell für weitere 120 ms, mit einem definierbaren Leistungssteigerungsgradienten, mit der Stromeinspeisung in das Mitsystem. Die Nennleistung wird somit nach 220 ms erreicht und der Normalbetrieb besteht für 30 ms. In diesem Vorfehlerzeitraum sind der Effektivwert des Mitsystemstroms I_1 (**grün**) und dessen Wirk- und Blindanteile (I_{1w} **blau** und I_{1b} **schwarz**) nach Erzeugerzählpeilsystem (EZS) größer 0 und gehen aus einem gemäß Erzeugerzählpeilsystem (EZS) eingefügten [Mess/Schutzgerät](#) hervor.

Zum Zeitpunkt $t = 250$ ms kommt es zu einem Netzfehler und darauffolgend wird der zusätzliche Blindstrom ΔI_{1b} (rot) nach VDE-AR-N 4110 im EMT-Modell berechnet. Dieser ist unabhängig vom Zählpeilsystem des eingesetzten [Mess/Schutzgerätes](#). Nach Überführung dieses zusätzlichen Blindstromes in das Erzeugerzählpeilsystem (EZS), mittels der Subtraktion vom Vorfehlerblindstrom, ergibt sich der resultierende Blindstrom I_{1b} (schwarz), welcher zum erhöht übererregten Betrieb des EMT-Modells im Mitsystem führt.

Ab dem Fehlereintrittszeitpunkt bis zum stationären LVRT-Betrieb sind transiente Einschwingvorgänge ersichtlich, welche in diesem Fall eine Dauer von ca. 100 ms betragen. In dieser Zeitspanne wird der Wirkstromanteil im Mitsystem gegen Null reduziert, was nach Kapitel 7.11.13.8 wählbar ist. Zur Darstellung des vollen Ausmaßes der dynamischen Netzstützung ist der maximal zulässige Scheinstrom auf 250% I_n gesetzt worden.

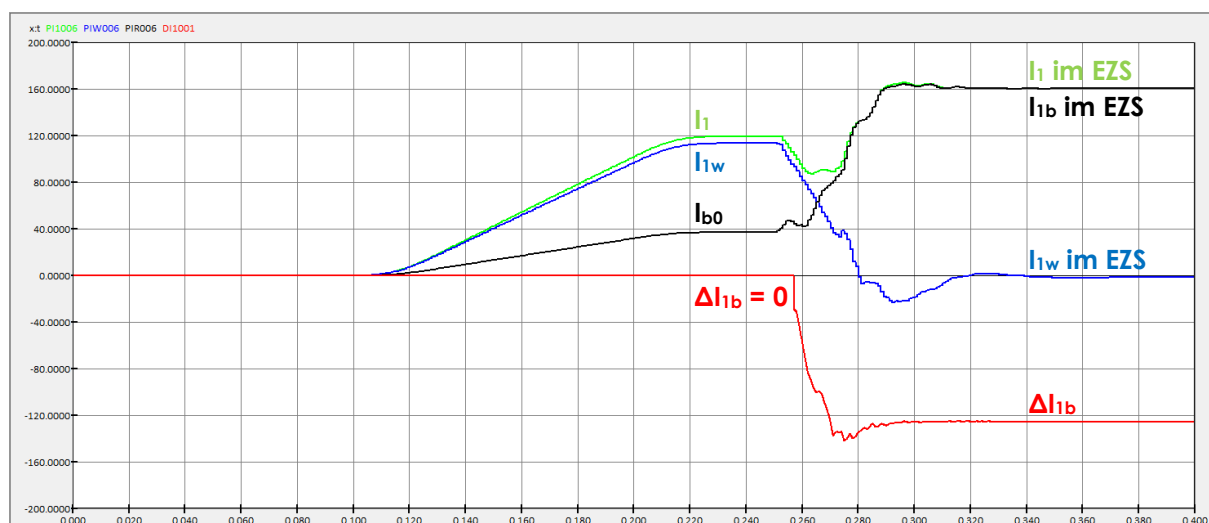


Abbildung 125: Mitsystemströme bei übererregtem Vorfehler-Betrieb und anschließendem LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110 mit $\phi(I_2) = +90.0$

Zur Verdeutlichung der Neuerung in der VDE-AR-N 4110 (im Vergleich zur MSR2008) werden bezüglich der dynamischen Netzstützung im unsymmetrischen Fehlerfall mit Phasenlage des Gegensystemstroms nach Variante 1 in Abbildung 126 der Gegensystemstrom I_2 (grün) und dessen Wirk- und Blindanteile (I_{2w} blau und I_{2b} schwarz) im Erzeugerzählpeilsystem (EZS) dargestellt. Während der im Mitsystem rampenförmig steigenden Scheinleistungseinspeisung, kommt es zu transienten Einschwingvorgängen im Gegensystem. Erst nach Erreichen der Nenneinspeiseleistung und dem damit einhergehenden symmetrischen Netzzustand, kehren die Gegensystemgrößen auf einen Wert gleich 0 zurück.

Nun folgt auf den Normalbetrieb der unsymmetrische Kurzschluss zum Zeitpunkt $t = 250$ ms. Infolgedessen wird der zusätzliche Blindstrom ΔI_{2b} im Gegensystem nach VDE-AR-N 4110 berechnet. Auch diese Berechnung erfolgt im EMT-Modell und ist unabhängig vom Zählpeilsystem des eingesetzten [Mess/Schutzgerätes](#). Da im LVRT-Betrieb nach Variante 1 der zusätzliche Blindstrom im Gegensystem um 180° (bei HVRT 0°) phasenverschoben zum zusätzlichen Blindstrom des Mitsystems eingespeist wird und der Mitsystemspannungszeiger dabei als Bezugsachse festgelegt ist, ergibt sich hier ein Gegensystemstrom mit Wirk- und Blindanteil. Die komplexen Zeiger von Mit- und Gegensystemspannung am EMT-Modell sind in diesem Fall nicht parallel. Dieses

Zustandekommen von Wirk- und Blindanteil im Gegensystem ist im Folgenden noch einmal verdeutlicht:

$$\underline{I}_2 = |\underline{I}_2| \cdot e^{j\varphi_{I2}} \text{ mit } |\underline{I}_2| = \sqrt{\operatorname{Re}\{\underline{I}_2\}^2 + \operatorname{Im}\{\underline{I}_2\}^2} \approx |\Delta I_{2b}| ; \underline{U}_2 = |\underline{U}_2| \cdot e^{j\varphi_{U2}} \text{ und}$$

$$\varphi_{U2I2} = \varphi_{U2} - \varphi_{I2}$$

$$I_{2b} = |\underline{I}_2| \cdot \sin(\varphi_{U2I2}) \text{ und } I_{2w} = |\underline{I}_2| \cdot \cos(\varphi_{U2I2})$$

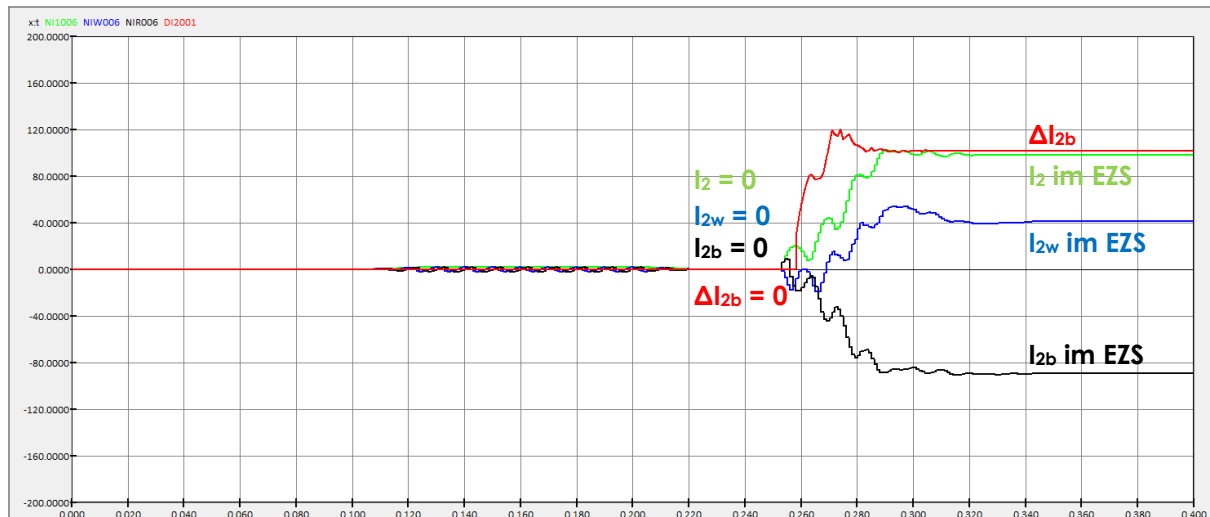


Abbildung 126: Gegensystemströme bei übererregtem Vorfelher-Betrieb und anschließendem LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110 mit $\phi(I_2) = +90.0$

Der dargestellte Wirkanteil im Gegensystem kann durch Verwendung der Variante 3 für die Phasenlage des Gegensystemstroms vermieden werden.

Die Leiterströme ergeben sich im Falle der symmetrischen und unsymmetrischen Netzfehler in L23, L23E und L1E anhand der komplexen Mit- und Gegensystemströme mit der Bezugsachse des Mitsystemspannungszeigers durch Rücktransformation mit:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix}$$

Für andere Fehlerfälle muss die Transformationsmatrix angepasst werden (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), wenn die Varianten 1 und 2 für die Phasenlage des Gegensystemstroms verwendet werden. Im Rahmen dessen stehen in der Registerkarte [Steuersignale](#) Einstellwerte analog zum Netzwerkelement [Erzeugungsanlage \(DEA\)](#) zur Verfügung. Wird Variante 3 verwendet, ist keine Anpassung erforderlich.

Mit den Zusammenhängen

$$\underline{a} = e^{j120^\circ}, \underline{a}^2 = e^{-j120^\circ}, \underline{a}^3 = \underline{a}^0 = e^{j0^\circ} = 1, j = e^{j90^\circ}$$

- $e^{j\varphi} = \cos(\varphi) + j\sin(\varphi)$
- $I_0 = 0$

sowie

- $\sin(-30^\circ) = \sin(210^\circ) = -0,5$
- $\cos(-30^\circ) = -\cos(210^\circ) = \frac{\sqrt{3}}{2}$
- $\sin(-120^\circ) = -\frac{\sqrt{3}}{2}$
- $\cos(-120^\circ) = -0,5$

ergeben sich die Leiterströme zu

Variante 1: $\phi(I_2) = +90$

$$I_{L1} = I_{1w} - j(I_{b0} - \Delta I_{b1} - \Delta I_{b2})$$

$$I_{L2} = \left(-\frac{1}{2} \cdot I_{1w} + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b}) \right) + j \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1w} - \frac{1}{2} \cdot (-I_{b0} + \Delta I_{1b} + \Delta I_{2b}) \right)$$

$$I_{L3} = \left(-\frac{1}{2} \cdot I_{1w} - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b}) \right) + j \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1w} - \frac{1}{2} \cdot (-I_{b0} + \Delta I_{1b} + \Delta I_{2b}) \right)$$

Variante 2: $\phi(I_2) = \phi(I_1) + \phi(I_2, I_1)$

$$I_{L1} = \left(I_{1w} + \Delta I_{2b} \cdot \left[\cos \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \cos(\phi(I_2, I_1)) + \sin \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \sin(\phi(I_2, I_1)) \right] \right) - j \left(I_{b0} - \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b} \cdot \left[\sin \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \cos(\phi(I_2, I_1)) + \cos \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \sin(\phi(I_2, I_1)) \right] \right)$$

$$I_{L2} = \left(-\frac{1}{2} \cdot \left(I_{1w} + \Delta I_{2b} \cdot \left[\cos \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \cos(\phi(I_2, I_1)) + \sin \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \sin(\phi(I_2, I_1)) \right] \right) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left(-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b} \cdot \left[\sin \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \cos(\phi(I_2, I_1)) + \cos \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \sin(\phi(I_2, I_1)) \right] \right) \right)$$

$$+ j \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left(I_{1w} - \Delta I_{2b} \cdot \left[\cos \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \cos(\phi(I_2, I_1)) + \sin \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \sin(\phi(I_2, I_1)) \right] \right) - \frac{1}{2} \cdot \left(-I_{b0} + \Delta I_{1b} + \Delta I_{2b} \cdot \left[\sin \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \cos(\phi(I_2, I_1)) + \cos \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \sin(\phi(I_2, I_1)) \right] \right) \right)$$

$$I_{L3} = \left(-\frac{1}{2} \cdot \left(I_{1w} + \Delta I_{2b} \cdot \left[\cos \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \cos(\phi(I_2, I_1)) + \sin \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \sin(\phi(I_2, I_1)) \right] \right) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left(-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b} \cdot \left[\sin \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \cos(\phi(I_2, I_1)) + \cos \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \sin(\phi(I_2, I_1)) \right] \right) \right)$$

$$+ j \left(-\frac{1}{2} \cdot \left(-I_{b0} + \Delta I_{1b} + \Delta I_{2b} \cdot \left[\sin \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \cos(\mathbf{phi(I2, I1)}) + \cos \left(\arctan \left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \cdot \sin(\mathbf{phi(I2, I1)}) \right] \right) \right)$$

Mit der Standardeinstellung $\mathbf{phi(I2, I1)} = 180^\circ$ folgt:

$$\begin{aligned} L_{L1} &= \left(I_{1w} - \Delta I_{2b} \cdot \left[\cos \left(\arctan \left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \right] \right) - j \left(I_{b0} - \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b} \cdot \left[\sin \left(\arctan \left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \right] \right) \\ L_{L2} &= \left(-\frac{1}{2} \cdot \left(I_{1w} - \Delta I_{2b} \cdot \left[\cos \left(\arctan \left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \right] \right) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left(-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b} \cdot \left[\sin \left(\arctan \left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \right] \right) \right) \\ &\quad + j \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left(I_{1w} + \Delta I_{2b} \cdot \left[\cos \left(\arctan \left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \right] \right) - \frac{1}{2} \cdot \left(-I_{b0} + \Delta I_{1b} + \Delta I_{2b} \cdot \left[\sin \left(\arctan \left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \right] \right) \right) \\ L_{L3} &= \left(-\frac{1}{2} \cdot \left(I_{1w} - \Delta I_{2b} \cdot \left[\cos \left(\arctan \left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \right] \right) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left(-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b} \cdot \left[\sin \left(\arctan \left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \right] \right) \right) \\ &\quad + j \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left(I_{1w} + \Delta I_{2b} \cdot \left[\cos \left(\arctan \left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \right] \right) - \frac{1}{2} \cdot \left(-I_{b0} + \Delta I_{1b} + \Delta I_{2b} \cdot \left[\sin \left(\arctan \left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}} \right) \right) \right] \right) \right) \end{aligned}$$

Variante 3: $\mathbf{phi(I2)} = \mathbf{phi(U2)} + 90^\circ$

$$\begin{aligned} L_{L1} &= (I_{1w} - \Delta I_{b2} \cdot \sin(\varphi_{U2})) - j(I_{b0} - \Delta I_{b1} - \Delta I_{b2} \cdot \cos(\varphi_{U2})) \\ L_{L2} &= \left(-\frac{1}{2} \cdot (I_{1w} - \Delta I_{b2} \cdot \sin(\varphi_{U2})) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b} \cdot \cos(\varphi_{U2})) \right) \\ &\quad + j \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (I_{1w} + \Delta I_{b2} \cdot \sin(\varphi_{U2})) - \frac{1}{2} \cdot (-I_{b0} + \Delta I_{1b} + \Delta I_{2b} \cdot \cos(\varphi_{U2})) \right) \\ L_{L3} &= \left(-\frac{1}{2} \cdot (I_{1w} - \Delta I_{b2} \cdot \sin(\varphi_{U2})) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b} \cdot \cos(\varphi_{U2})) \right) \\ &\quad + j \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot (I_{1w} + \Delta I_{b2} \cdot \sin(\varphi_{U2})) - \frac{1}{2} \cdot (-I_{b0} + \Delta I_{1b} + \Delta I_{2b} \cdot \cos(\varphi_{U2})) \right) \end{aligned}$$

Diese Ströme stellen komplexe Zeiger dar mit dem Mitsystemspannungszeiger $\underline{U}_1$ auf der reellen Achse in der komplexen Ebene als Bezug. **Real- und Imaginärteil stellen daher nur für $\underline{I}_{L1}$ näherungsweise auch Wirk- und Blindanteil dar !** Nur bei symmetrischem Netzzustand, wenn keine Einspeisung im Gegensystem erfolgt ist, ist $\underline{U}_{L1}$ zwangsläufig phasengleich zur Mitsystemspannung $\underline{U}_1$. Im Rahmen der Phasenerkennung durch die PLL wird die Phasenlage von $\underline{U}_{L1}$ ermittelt. Daher wird näherungsweise diese Phasenlage als Bezug verwendet.



Dieses Verfahren führt bei unsymmetrischen Fehlern zu Ungenauigkeiten.

Es muss leiterselektiv unterschieden werden, ob Blindstrom ins Netz eingespeist ($I_b > 0$) oder vom Netz bezogen wird ($I_b < 0$). In Leiter L1 wird die Blindstromeinspeisung ins Netz (übererregt) im LVRT-Betrieb mit $\Delta I_{1b} < 0$ verstärkt, jedoch mit $\Delta I_{2b} > 0$ reduziert (im Fall der Variante 1). Falls $\Delta I_{2b} > |\Delta I_{1b}| + I_{b0}$, bezieht die Anlage im LVRT-Betrieb in Leiter L1 im Fall der Variante 1 Blindstrom aus dem Netz.

Für den Fall der Varianten 2 und 3 ist zu erkennen, dass - im Gegensatz zu Variante 1 - hier der Gegensystemstrom einen Einfluss auf die Wirkkomponente des Stroms in Leiter 1 hat. Dieser kann daher ggf. vorzeichenbehaftet sein. Außerdem ist der Einfluss des Gegensystems auf Wirk- und Blindkomponente in Leiter 1 abhängig von der Phasenlage des Mitsystemstroms (Variante 2) bzw. der Gegensystemspannung (Variante 3). In den Leitern L2 und L3 sind Real- und Imaginärteile im Sinne komplexer Zeiger vorzeichenbehaftet. Abhängig von der Phasenlage der zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ können sich sowohl Wirkstrombezug oder -einspeisung als auch Blindstrombezug oder -einspeisung auf diesen Leitern ergeben, wie im Folgenden für L2 dargestellt.

$$\underline{I}_{L2} = |\underline{I}_{L2}| \cdot e^{j\varphi_{IL2}} \quad \text{mit } |\underline{I}_{L2}| = \sqrt{\operatorname{Re}\{\underline{I}_{L2}\}^2 + \operatorname{Im}\{\underline{I}_{L2}\}^2} \text{ und } \varphi_{IL2} = \arctan\left(\frac{\operatorname{Im}\{\underline{I}_{L2}\}}{\operatorname{Re}\{\underline{I}_{L2}\}}\right)$$

$$\underline{U}_{L2} = |\underline{U}_{L2}| \cdot e^{j\varphi_{UL2}}$$

$$\varphi_{UIL2} = \varphi_{UL2} - \varphi_{IL2}$$

$$I_{L2,b} = |\underline{I}_{L2}| \cdot \sin(\varphi_{UIL2}) \quad \text{und} \quad I_{L2,w} = |\underline{I}_{L2}| \cdot \cos(\varphi_{UIL2})$$

7.11.13.7.3 LVRT/HVRT: Erfassung der absoluten Phasenlage der Versorgungsspannung

Das EMT-Modell verwendete wie im fehlerfreien Normalbetrieb auch im LVRT/HVRT-Betrieb den PLL zur Ermittlung der Phasenlage der Versorgungsspannung am Netzan-schlusspunkt (NAP).

Da die PLL zur Phasenerkennung einen symmetrischen Netzzustand voraussetzt, kommt es bei unsymmetrischen Fehlern zu Ungenauigkeiten.



7.11.13.8 Einhalten des maximal zulässigen Scheinstroms $I_{\max}$ der Leiter L1, L2, L3

Überschreitet der Blindstrom im Mitsystem I_{1b} den maximal zulässigen Scheinstrom der Erzeugungsanlage $I_{\max}$, so wird dort der Wirkstrom I_{1w} im LVRT/HVRT-Betrieb zu Null gesetzt. Es wird kein zusätzlicher Wirkstrom eingespeist. Bei Anwendung der MSR 2008 wird der Blindstrom im Mitsystem I_{1b} direkt auf den Wert $I_{\max}$ begrenzt. In dieser Betriebsart entspricht das einer Begrenzung des Scheinstroms in allen drei Leitern. In der Betriebsart VDE-AR-N 4110 erfolgt die Begrenzung der Leiterströme dagegen zu einem späteren Zeitpunkt.

Ist $I_{1b} < I_{max}$, wird ein zusätzlicher Wirkstrom I_{1w} im Mitsystem gemäß dem Einstellwert **LVRT/HVRT: $I_{1w}[A]$** eingespeist. Wurde die Option **$I_{1w}=I_{1w}(0)$** aktiviert, wird im Mitsystem der Wirkstrom eingespeist, der vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb eingespeist wurde. Unter Verwendung der Transformationsmatrix aus 7.11.13.7.2 entspricht der Wirkstrom in Leiter L1 dem Wirkstrom im Mitsystem, wenn $\underline{U}_1$ und $\underline{U}_{L1}$ näherungsweise phasengleich sind und der Realteil des eingespeisten Gegensystemstroms $\underline{I}_{2b}$ Null ist (MSR 2008 oder VDE-AR-N 4110 Variante 1).

Sollte damit im Mitsystem der maximal zulässige Scheinstrom überschritten werden, wird der Wirkstrom im Mitsystem begrenzt:

$$I_{1w} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{1b}^2}$$

In der Betriebsart MSR 2008 entspricht dies einer Begrenzung des Scheinstroms in allen drei Leitern. Sowohl bei der Betriebsart MSR 2008 als auch bei der Betriebsart VDE-AR-N 4110 mit Phasenlage des Gegensystemstroms nach Variante 1 gilt unter Verwendung der PLL die Annahme $I_{1w} = I_{L1,w}$.

Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ wird im LVRT/HVRT-Betrieb aus dem Blindstrom I_b und dem Wirkstrom I_w berechnet. In der Betriebsart nach VDE-AR-N 4110 ergeben sich im Fall eines unsymmetrischen Netzzustandes unterschiedliche Verschiebungsfaktoren für die drei Leiter.

$$\cos \varphi = \frac{I_w}{\sqrt{I_w^2 + I_b^2}}$$

7.11.13.8.1 Maximaler Scheinstrom I_{max} : Betriebsart MSR2008

Im Betrieb nach MSR 2008 sind die Strombeträge in allen Leitern gleich, die Leiterströme sind lediglich um je 120° verschoben. Daher wird nur der komplexe Zeiger des Leiterstroms $\underline{I}_{L1} = \underline{I}_1$ berechnet und $\underline{I}_{L2}$ sowie $\underline{I}_{L3}$ ergeben sich durch die Phasenverschiebung.

7.11.13.8.2 Maximaler Scheinstrom I_{max} : Betriebsart VDE-AR-N 4110

Im Betrieb nach VDE-AR-N 4110 werden die Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ als komplexe Zeiger bezogen auf $\underline{U}_{L1}$ berechnet. Vor dieser Berechnung erfolgte nur für den Wirkstrom im Mitsystem eine Begrenzung. Die nun resultierenden Scheinströme können in allen Leitern L1, L2 und L3 den maximal zulässigen Wert I_{max} überschreiten und müssen daher begrenzt werden.

Es wurde das Verfahren einer symmetrischen Strombegrenzung in allen Leitern gewählt. Wenn sich für einen der drei Leiterstrombeträge $|\underline{I}_{L1}|$, $|\underline{I}_{L2}|$, $|\underline{I}_{L3}|$ ein Wert größer als I_{max} ergibt, wird ein gemeinsamer Reduktionsfaktor berechnet, der sich aus dem Verhältnis von I_{max} zu dem größten der drei Leiterstrombeträge $|\underline{I}_{L123}|_{max}$ ergibt.

$$Red = \frac{I_{max}}{|\underline{I}_{L123}|_{max}}$$

Die drei Leiterströme werden dann mit diesem Reduktionsfaktor multipliziert und damit gleichmäßig gesenkt, sodass in dem Leiter mit dem größten Scheinstrom der maximal zulässige Wert gerade noch eingehalten wird: $|\underline{I}_{L123}|_{max} = I_{max}$

Real- und Imaginärteile werden dabei ebenfalls gleichmäßig gesenkt, der Reduktionsfaktor wird mit den komplexen Zeigern $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ multipliziert.

7.11.13.9 Zeitverzug bei der Erkennung des LVRT/HVRT-Betriebes

Die Erkennung des LVRT/HVRT-Betriebes erfolgt durch den Vergleich der Beträge der Versorgungsspannungen (Mittelwert der Leiter-Leiter- oder der Leiter-Erd-Spannungen) am Netzanschlusspunkt mit den eingestellten LVRT/HVRT-Anregeschwellen LVRT: $U <$ bzw. HVRT: $U >$. Die Beträge der Versorgungsspannungen werden mit Hilfe eines DFT-Vollwellenfilters mit einer Filterlaufzeit von $DT = 1 / f_n$ d.h. $DT = 20\text{ms}$ für $f_n = 50\text{Hz}$ berechnet. Durch die Filterlaufzeit ergibt sich eine Zeitverzögerung von bis zu 20ms für die Erkennung des LVRT/HVRT-Betriebes. Der LVRT/HVRT-Betrieb wird durch den Grundschwingungsfilter verursacht um bis zu 20ms nach dem physikalischen Fehlereintritt erkannt. Zusätzlich ist hier noch die eingestellte LVRT/HVRT-Anregeschwelle zu beachten. Je kleiner/größer die LVRT/HVRT-Anregeschwelle eingestellt ist, je länger ist der Zeitversatz zwischen dem physikalischen Fehlereintritt und dem logischen Erkennen des LVRT/HVRT-Betriebes durch die Analyse der DFT-gefilterten Versorgungsspannungen. Es können so Verzögerungszeiten von $>20\text{ms}$ für die Erkennung des LVRT/HVRT-Betriebes entstehen.

7.11.13.10 Glättung der berechneten netzfrequenten Spannungsbeträge

Zusätzlich werden die mit der DFT berechneten netzfrequenten Spannungsbeträge mit einer Mittelwertbildung über 10ms geglättet, um im Fehlereintritt und Fehleraustritt transiente Ausgleichsvorgänge zu verringern. Die Mittelwertbildung verursacht allerdings eine zeitliche Verzögerung der Blindstromeinspeisung um die Filterlaufzeit von 10ms.

Wie oben beschrieben kann der Wirkstrom im LVRT/HVRT-Betrieb zu Gunsten des Blindstromes bis auf 0A reduziert werden. Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass der Wirkstrom im Normalbetrieb kontinuierlich aus der Versorgungsspannung am NAP berechnet wird.

Ohne Berücksichtigung der oben beschriebenen Laufzeiten würde der Wirkstrom bis zum Zeitpunkt der LVRT/HVRT-Erkennung weiterhin kontinuierlich berechnet und gegenüber dem Wirkstrom vor Kurzschlusseintritt ansteigen, da sich der Zeitpunkt der LVRT/HVRT-Erkennung wegen der Filterlaufzeiten schon im Zeitbereich nach Kurzschlusseintritt liegt, die Versorgungsspannung sich zu diesem Zeitpunkt schon verringert hat, was bei konstanter Wirkleistung zu einer Erhöhung des Wirkstromes führt.

Daher wird im Normalbetrieb mit einem Zeitversatz $DT = 20\text{ms}$ d.h. mit einem Gedächtnis von 20ms der kontinuierlich berechnete Wirkstrom gespeichert. Zum Zeitpunkt der LVRT/HVRT-Erkennung wird der um DT zeitversetzt gespeicherte Wirkstrom verwendet, um den Wirkstrom im LVRT/HVRT-Betrieb zu ermitteln. Die bisherige Darstellung wird auch für den Blindstrom durchgeführt.

7.11.14 Beispiel: LVRT-Betrieb eines Windparks

Im Folgenden soll die prinzipielle Arbeitsweise des EMT-Modells im LVRT-Betrieb dargestellt werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein 20kV-Netz, das dazu verwendet wird. Für den Windpark werden die Grundeinstellungen des EMT-Modells verwendet.

Die Eintrittszeitpunkt des 3pE-Kurzschlusses ist $t = 400\text{ms}$. Der Kurzschluss erlischt zum Zeitpunkt $t = 600\text{ms}$. Es werden 50 Netzperioden mit einer Abtastschrittweite von 1ms berechnet (**dt** = 1ms, **Step** = 1).

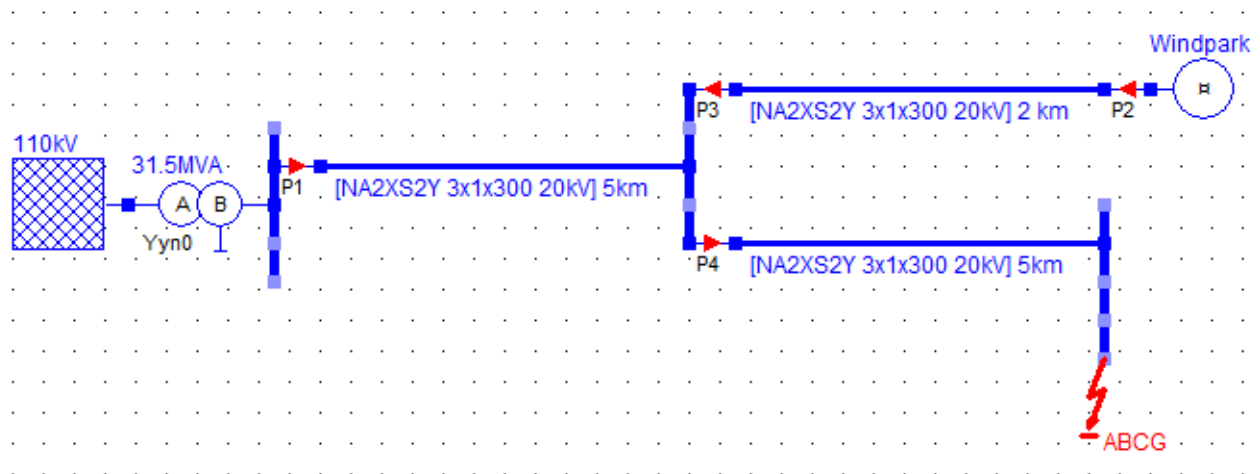


Abbildung 127: 20kV-Netz mit 5MW-Windpark

In den nachfolgenden Diagrammen ist zu berücksichtigen, dass die durch das **Mess/Schutzgerät** P2 gemessenen Leistungen dem Erzeugerzählpeilsystem (EZS) entsprechen.

7.11.14.1 Übererregter Betrieb im Normalbetrieb vor Kurschlusseintritt

Der Windpark wird mit einem konstanten Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0,9$ übererregt betrieben (Einstellwerte: **cos phi = const.**; $\cos \phi = -0.9$).

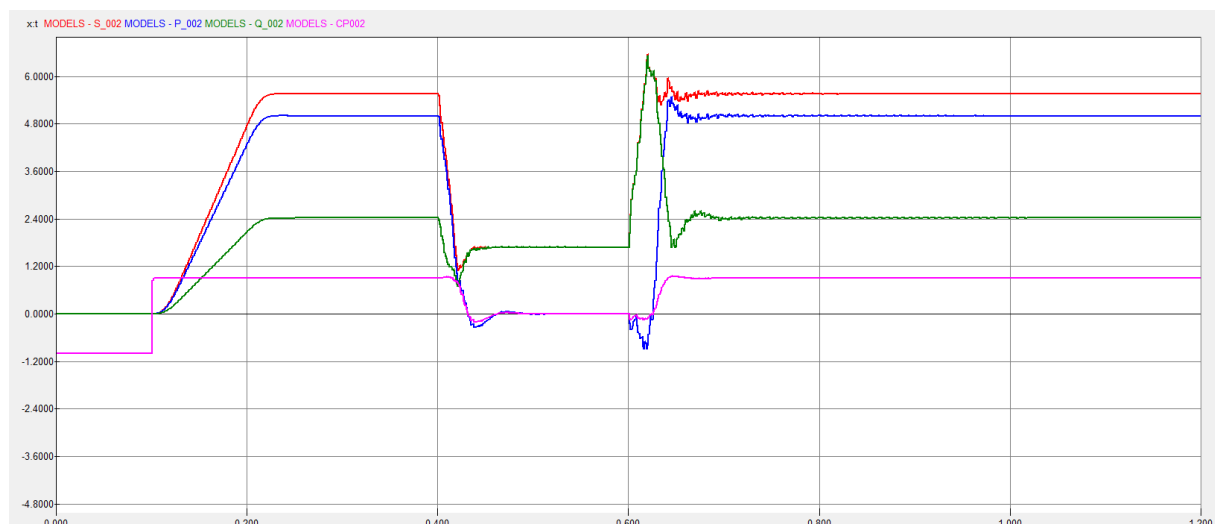


Abbildung 128: Leistungen am NAP des Windparks (k = 2, übererregt)

In vorangehender Abbildung ist zu erkennen, dass der Windpark im übererregten Betrieb arbeitet. Blindleistung (**Q_002**) wird ins Netz eingespeist. Nach dem Kurzschlusseintritt geht der Windpark in den LVRT-Betrieb und speist weiter Blindleistung ins Netz ein. Die Verringerung der Blindleistung wird durch den Spannungseinbruch verursacht. Nach Kurzschlussklärung geht der Windpark in den Normalbetrieb zurück.

Es ist weiter zu erkennen, dass die Wirkleistung im LVRT-Betrieb zu Null reduziert wird. Ursache ist hier die automatische Reduktion der Wirkleistungseinspeisung des EMT-Modells zu Gunsten der Blindstromeinspeisung unter Berücksichtigung des maximal zulässigen Einspeisestroms $I_{\max}$ und der Blindstromstatik $k = 2$. Der Verschiebungsfaktor **CP_002** ist im LVRT-Betrieb $\cos \varphi = 0$, da kein Wirkstrom eingespeist wird.

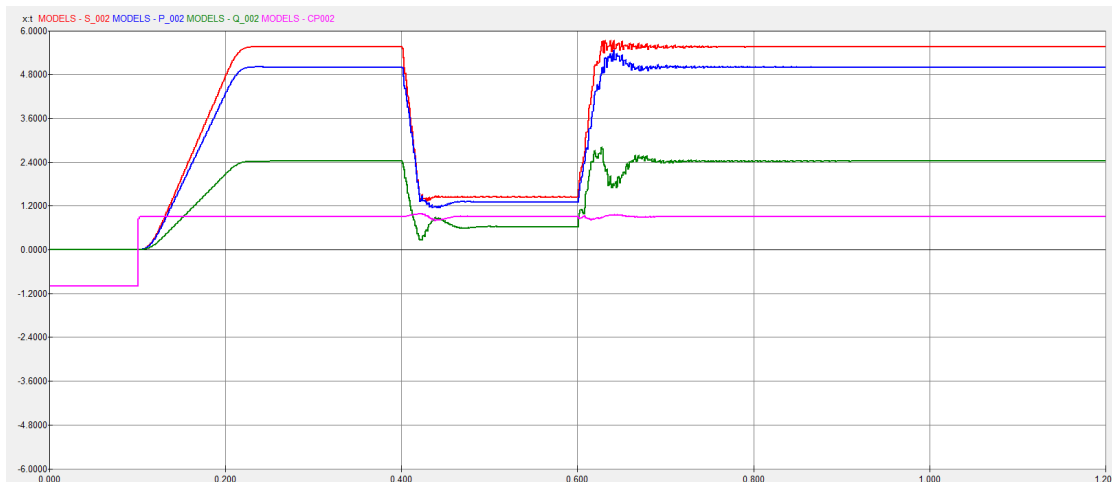


Abbildung 129: Leistungen am NAP des Windparks ($k = 0$, übererregt)

Die Wirkungsweise der Blindstromstatik ist der vorangehenden Abbildung zu erkennen. Wird die Blindstromstatik zu $k = 0$ eingestellt, so bleibt der Verschiebungsfaktor **CP_002** im LVRT-Betrieb mit $\cos \varphi = 0,9$ übererregt unverändert. Die Wirkleistung wird wegen der reduzierten Versorgungsspannung im LVRT-Betrieb reduziert.

7.11.14.2 Untererregter Betrieb im Normalbetrieb vor Kurschlusseintritt

Der Windpark wird mit einem konstanten Verschiebungsfaktor $\cos \varphi_{\text{untererregt}} = 0,9$ betrieben (Einstellwerte: **cos phi = const.**; $\cos \phi = 0,9$).

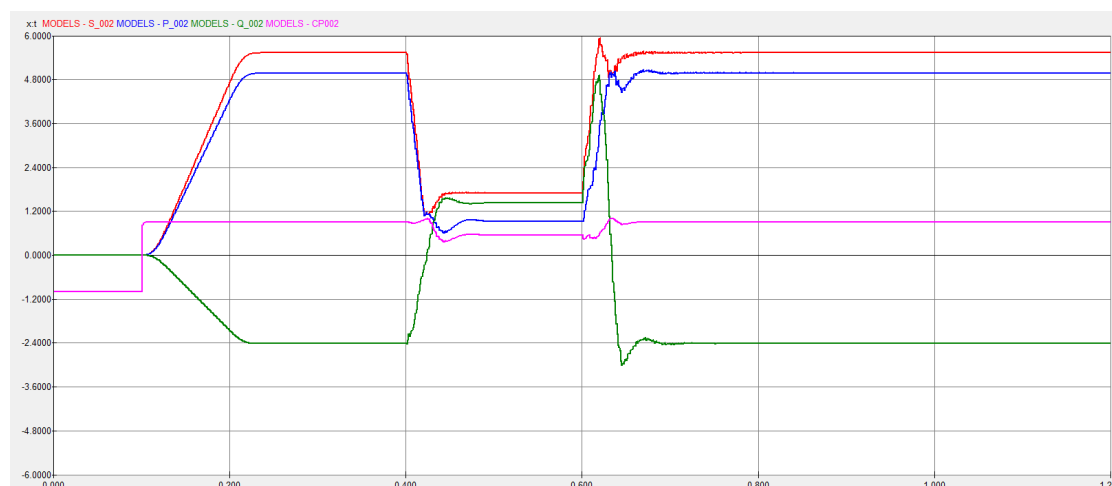


Abbildung 130: Leistungen am NAP des Windparks ($k = 2$, untererregt)

In der nachfolgenden Abbildung ist zu erkennen, dass durch die erhöhte Blindstromeinspeisung im LVRT-Betrieb der Windpark in den übererregten Betrieb geht und Blindleistung ins Netz zur Spannungstützung einspeist.

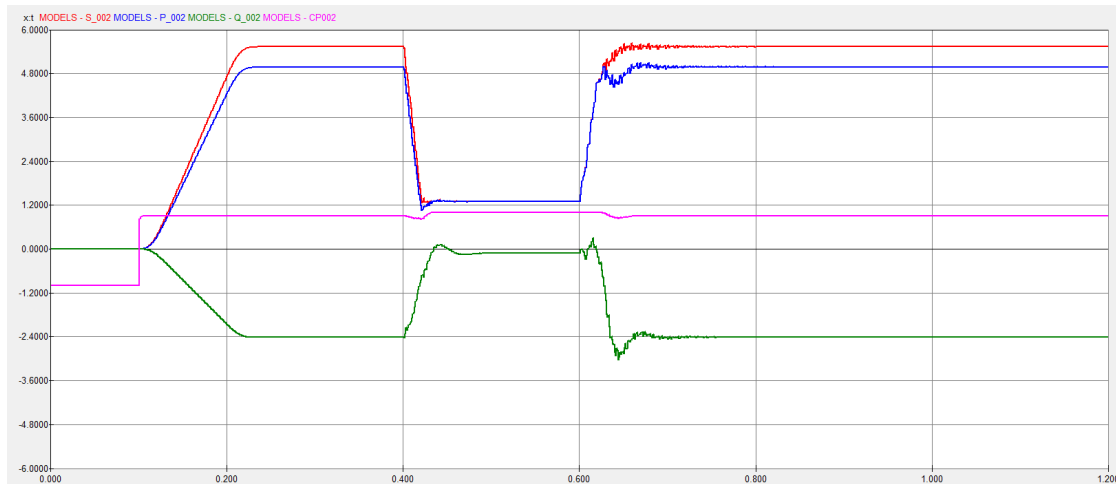


Abbildung 131: Leistungen am NAP des Windparks ($k = 0,5$, untererregt)

Mit einer Blindstromstatik (Verstärkungsfaktor) $k = 0,5$ kompensiert die Blindstromerhöhung den vor dem LVRT-Betrieb fließenden Blindstrom so, dass resultierend im LVRT-Betrieb keine Blindstromeinspeisung ins Netz erfolgt. Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ am NAP CP002 erhöht sich nur geringfügig.

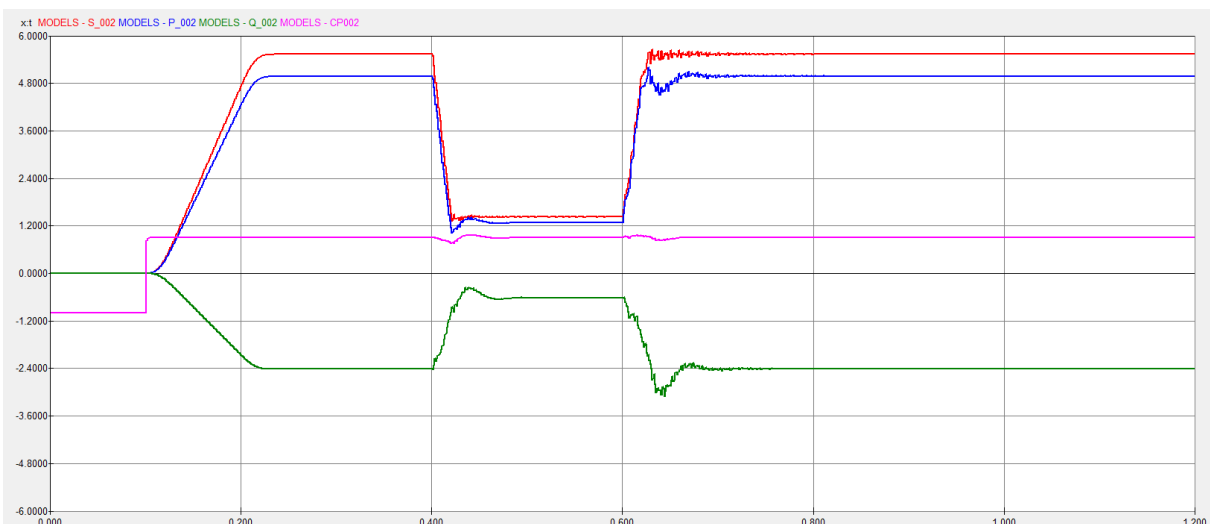


Abbildung 132: Leistungen am NAP des Windparks ($k = 0$, untererregt)

Wird die Blindstromstatik (Verstärkungsfaktor) zu $k = 0$ eingestellt, so verbleibt der Windpark auch im LVRT-Betrieb im untererregten Betrieb und nimmt weiterhin Blindleistung vom Netz auf. Diese Arbeitsweise führt im Kurzschlussfall dazu, dass die Netzspannung nicht erhöht, sondern durch den Blindleistungsbezug weiter verringert wird. Daher ist diese Betriebsweise aus Sicht der Spannungshaltung im Kurzschlussfall nicht empfehlenswert. Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ am NAP CP002 bleibt unverändert.

Die nachfolgenden Diagramme zeigen den Wirkstrom RIW001 und den Blindstrom RIR001, der durch den Windpark eingespeist wird.

- **RIR001** < 0 : untererregter Betrieb des Windparks
- **RIR001** > 0 : übererregter Betrieb des Windparks

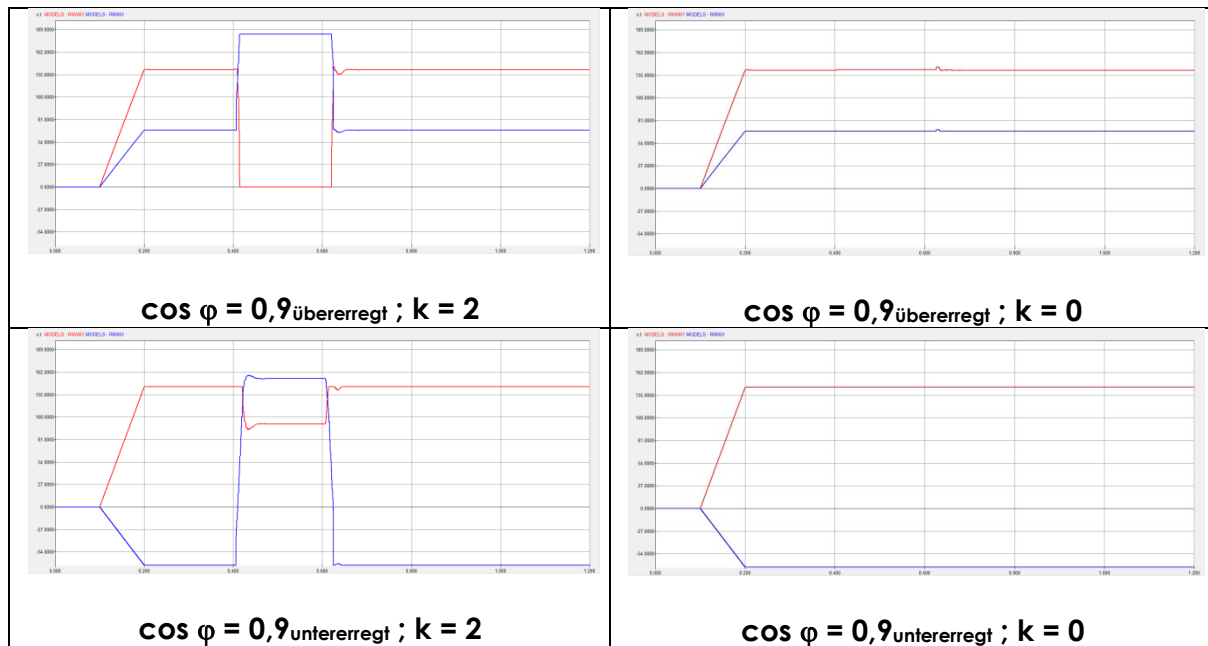


Abbildung 133: Wirk- und Blindstromeinspeisungen bzw. -bezug des Windparks

Blindstromstatik (Verstärkungsfaktor) $k = 0$

In Abbildung 132 ist für eine Blindstromstatik $k = 0$ zu erkennen, dass der Wirkstrom im LVRT-Betrieb unverändert dem Wirkstrom vor dem Kurzschlusseintritt bei 400ms entspricht.

Blindstromstatik (Verstärkungsfaktor) $k = 2$, untererregt

Im Falle des untererregten Normalbetriebes ergibt sich die Blindstromänderung zu 225A. Ausgehend von dem untererregten Blindstrom von 68A ergibt sich ein im LVRT-Betrieb einzuspeisender übererregter Blindstrom von 157A. Der Wirkstrom wird wegen des maximal zulässigen Leiterstromes von $120\% \cdot I_n = 184A$ auf ca. 95A begrenzt.

Blindstromstatik (Verstärkungsfaktor) $k = 2$, übererregt

Im Falle des übererregten Normalbetriebes übersteigt der einzuspeisende Blindstrom mit 293A den maximal zulässigen Leiterstrom von $120\% \cdot I_n = 184A$. Der Blindstrom wird auf 184A begrenzt, der Wirkstrom auf 0A reduziert.

7.11.15 Ausgabe von Signalen in der .PL4-Datei (Grafikdatei)

In den nachfolgenden Tabellen sind für das Netzelement **RPIxxx** die Bedeutung der in der Diagrammdatei (.PL4-Datei) ausgegebenen Signale erläutert. Die Ausgabe in die .PL4-Datei (Diagrammdatei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Ausgabesignale** auf den Wert **Output List 3 oder höher** eingestellt ist.

Name	Bedeutung
RPHxxx	Absolute Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ [rad]
RDPxxx	Abweichung der Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ vom SOLL-Wert [rad]

RPTxxx	Zeitlicher Verlauf der stochastischen Schwankung der Wirkleistung in p.u. = P_{nom}
RIAxxx	Aus-/eingespeister Leiterstrom $i_{L1}(t)$ [A] (Augenblickswert)
RIBxxx	Aus-/eingespeister Leiterstrom $i_{L2}(t)$ [A] (Augenblickswert)
RICxxx	Aus-/eingespeister Leiterstrom $i_{L3}(t)$ [A] (Augenblickswert)
RI1xxx	Betrag der netzfrequenten Komponente Leiterstrom $i_{L1}(t)$ [A]
RI2xxx	Betrag der netzfrequenten Komponente Leiterstrom $i_{L2}(t)$ [A]
RI3xxx	Betrag der netzfrequenten Komponente Leiterstrom $i_{L3}(t)$ [A]
RICxxx	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ im Mitsystem nach DIN EN 61400-21
IW1xxx	Betrag des Wirkanteils des Leiterstroms $IL1$ [A] Entspricht dem Wirkanteil des Mitsystemstroms im Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb nach MSR 2008 < 0: im EZS wird Wirkstrom vom Netz bezogen > 0: im EZS wird Wirkstrom ins Netz eingespeist
IR1xxx	Betrag des Blindanteils des Leiterstroms $IL1$ [A] Entspricht dem Blindanteil des Mitsystemstroms im Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb nach MSR 2008 < 0 : untererregt d.h. im EZS wird Blindstrom vom Netz bezogen > 0 : übererregt d.h. im EZS wird Blindstrom ins Netz eingespeist
W1Pxxx	Betrag des Wirkanteils des Leiterstroms $IL1$ (IW1xxx) [p.u.] Entspricht dem Wirkanteil des Mitsystemstroms im Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb nach MSR 2008
R1Pxxx	Betrag des Blindanteils des Leiterstroms $IL1$ (IR1xxx) [p.u.] Entspricht dem Blindanteil des Mitsystemstroms im Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb nach MSR 2008
RDVxxx	Betragsmäßig größter Spannungseinbruch der drei Leiter-Leiter-Spannungen $\Delta U_{LL \max}$ Hinweis: Das Signal hat im Normalbetrieb immer den Wert = 0 und wird nur im LVRT- oder HVRT-Betrieb berechnet.
DU1xxx	Einbruch bzw. Erhöhung der relativen Mitsystemspannung im LVRT/HVRT-Betrieb [p.u.] $\Delta U_1 = \frac{ U_{1,LL} - U_c}{U_c}$

	Die Mitsystemspannung wird dabei als Leiter-Leiter-Spannung angegeben. Die Spannung U_c kann in guter Näherung als Mitsystemspannung am NAP vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb interpretiert werden. Hinweis: Im Normalbetrieb ist das Signal der Variable = 0.
DU2xxx	Relative Gegensystemspannung im LVRT/HVRT-Betrieb [p.u.] $\Delta U_2 = \frac{ U_{2,LL} }{U_c}$ Die Gegensystemspannung wird dabei als Leiter-Leiter-Spannung angegeben. Da das EMT-Modell im Normalbetrieb symmetrisch einspeist, kann die Gegensystemspannung vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb als 0 angenommen werden. Hinweis: Im Normalbetrieb ist das Signal der Variable = 0.
DI1xxx	Zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem nach MSR2008 oder VDE-AR-N 4110 mit $I_n = I_r$, der im LVRT- oder HVRT-Betrieb ein-/ausgespeist wird. [A] $\Delta I_{B1} = k \cdot \Delta U_1 \cdot I_n$ Der Blindstrom wird entsprechend dem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ dem Blindstrom im Normalbetrieb unmittelbar vor dem LVRT/HVRT-Betrieb überlagert. Es zu beachten, dass der Blindstrom ΔI_{B1} nicht die Begrenzung auf den maximal zulässigen Scheinstrom des Netzstromrichters berücksichtigt. Hinweis: Im Normalbetrieb ist das Signal der Variable = 0.
DI2xxx	Zusätzlicher Blindstrom im Gegensystem nach VDE-AR-N 4110 mit $I_n = I_r$, der im LVRT- oder HVRT-Betrieb ein-/ausgespeist wird. [A] $\Delta I_{B2} = k \cdot \Delta U_2 \cdot I_n$ Hinweis: Im Normalbetrieb ist das Signal der Variable = 0.
RIPxxx	Spitzenwert des Leiterstroms $i_{L1}(t)$ [A_{peak}] Entspricht den Spitzenwerten für $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$ im Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb nach MSR 2008
RTRxxx	Meldung Netztrennung des Netzstromrichters (Stromquelle) 0 = Meldung inaktiv, 1 = Meldung aktiv
RLSxxx	Zeitvariables Wirkleistungsdargebot $P(t)$ [kW]
RVKxxx	Unterspannungserkennung $U <<$ 0 = Meldung inaktiv, 1 = Meldung aktiv
RPCxxx	Zeitvariables Wirkleistungsdargebot $P(t)$ [kW] als Eingangssignal der Kennlinie des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ ($P(t)/P_{nom}$)

	Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart $\cos \varphi$ (P) verfügbar.
RPNxxx	Zeitvariables Wirkleistungsangebot $P(t)/P_{nom}$ [p.u.] als Eingangssignal der Kennlinie des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ ($P(t)/P_{nom}$) Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart $\cos \varphi$ (P) verfügbar.
RCPxxx	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ entsprechend der verlagerten Kennlinie ▪ Ausgangssignal der POINTLIST (Polygonzug Verschiebungskennlinie) ▪ $\cos \varphi < 0$ = übererregter Betrieb: $\cos \varphi_{neu} = 2 + \cos \varphi$ ▪ $\cos \varphi \geq 0$ = untererregter Betrieb: $\cos \varphi_{neu} = \cos \varphi$ Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart $\cos \varphi$ (P) verfügbar.
RCKxxx	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ zur Berechnung der Wirk- und Blindleistung Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart $\cos \varphi$ (P) verfügbar.
RQVxxx	Eingangsspannung der $\cos \varphi$ (U) Kennlinie Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart $\cos \varphi$ (V) verfügbar.
RQCxxx	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ als Ausgang der $\cos \varphi$ (U) Kennlinie Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart $\cos \varphi$ (V) verfügbar.
RV1xxx RV2xxx RV3xxx	PWM: Pulsweitenmodulierte DC-Spannung V_x der Leiter 1 = L1 = A, 2 = L2 = B und 3 = L3 = C
RVTxxx	PWM: Modulierende Dreiecksspannung
RC1xxx RC2xxx RC3xxx	PWM: Sinusförmige Referenzspannungen C_x zur Erzeugung der pulsweitenmodulierten DC-Spannungen der Leiter 1 = L1 = A, 2 = L2 = B und 3 = L3 = C

Die nachfolgenden Signale werden ab **Output List 1 oder höher** ausgegeben.

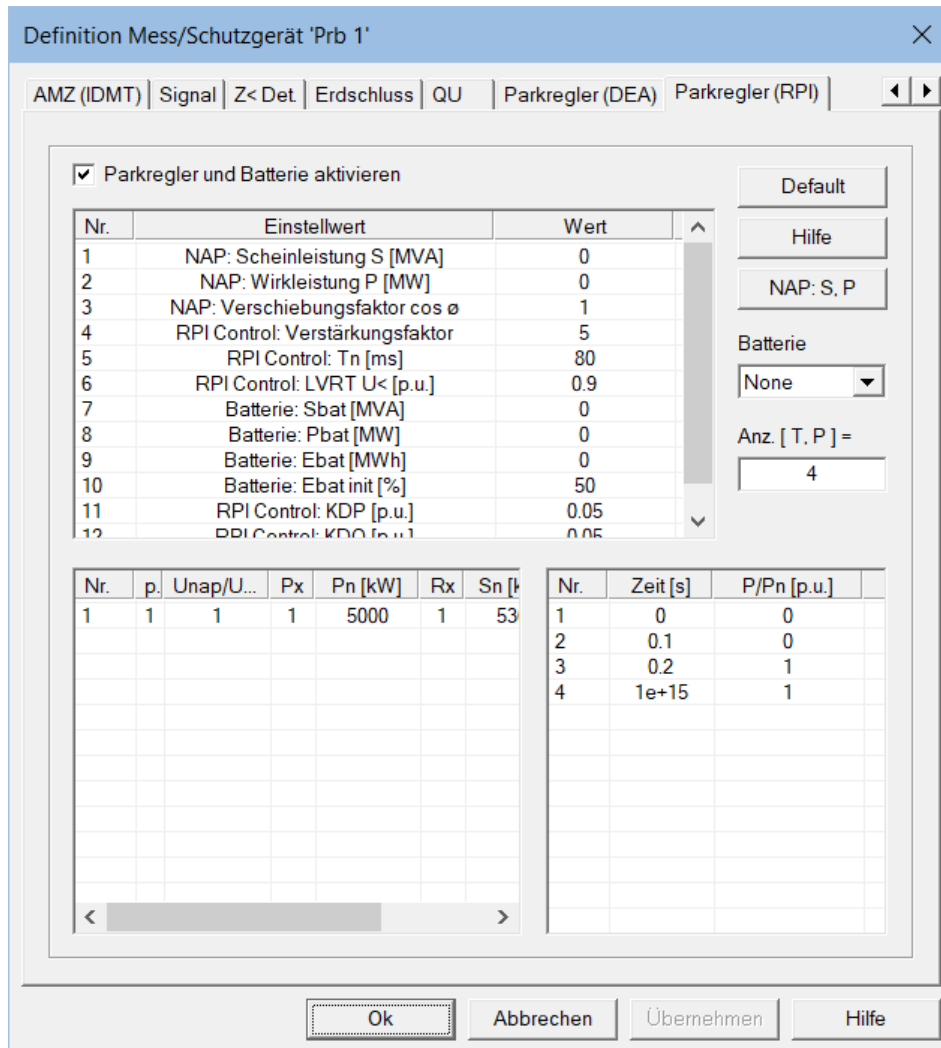
Name	Bedeutung
RVAXxx	Fiktive mittlere Leiter-Erd-Spannung U_m in V am Netzanschlusspunkt (NAP), die abhängig von der Betriebsart Mittl. Spannung zur Berechnung der Amplitude der Stromquelle verwendet wird.
RVIXxx	Fiktive mittlere Leiter-Erd-Spannung U_m in p.u. am Netzanschlusspunkt (NAP), die abhängig von der Betriebsart Mittl. Spannung zur Berechnung der Amplitude der Stromquelle verwendet wird.
RTPxxx	AUS-Kommando des U< - bzw. U> - Schutzes 0 = AUS-Kommando inaktiv, 1 = AUS-Kommando aktiv

RIMxxx	Detektion Strombegrenzung, 0 : Meldung inaktiv, 1 : Meldung aktiv
RLVxxx	LVRT-Betrieb: 0 = LVRT-Betrieb inaktiv, 1 = LVRT-Betrieb aktiv
RHVxxx	HVRT-Betrieb: 0 = HVRT-Betrieb inaktiv, 1 = HVRT-Betrieb aktiv

7.12 Parkregler (RPI) - Parkregler für einen dezentralen Einspeiser (EMT)

Mit Hilfe der Registerkarte **Parkregler (RPI)** des Netzelementes [Mess/Schutzgerät](#) kann ein Parkregler einer dezentralen Erzeugungsanlage (EZA)² verwendet werden, der mehrere dezentrale Erzeugungseinheiten steuert. Als dezentrale Erzeugungseinheiten (EZE)³ können nur Instanzen des Netzelementes [Dezentraler Einspeiser \(EMT\)](#) verwendet werden. Der Einstelldialog des Parkreglers sind nachfolgend dargestellt.

- ⇒ Der **Parkregler (RPI)** kann nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** mit Hilfe der ATP-Programmiersprache [MODELS](#) eingesetzt werden.



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

AMZ (IDMT) | Signal | Z< Det | Erdschluss | QU | Parkregler (DEA) | **Parkregler (RPI)**

☒ Parkregler und Batterie aktivieren

Default
Hilfe
NAP: S, P

Batterie
None
Anz. [T, P] = 4

Nr.	Einstellwert	Wert
1	NAP: Scheinleistung S [MVA]	0
2	NAP: Wirkleistung P [MW]	0
3	NAP: Verschiebungsfaktor cos ϕ	1
4	RPI Control: Verstärkungsfaktor	5
5	RPI Control: Tn [ms]	80
6	RPI Control: LVRT U< [p.u.]	0.9
7	Batterie: Sbat [MVA]	0
8	Batterie: Pbat [MW]	0
9	Batterie: Ebat [MWh]	0
10	Batterie: Ebat init [%]	50
11	RPI Control: KDP [p.u.]	0.05
12	RPI Control: KDP [p.u.]	0.05

Nr.	p.	Unap/U...	Px	Pn [kW]	Rx	Sn [kVA]
1	1	1	1	5000	1	53

Nr.	Zeit [s]	P/Pn [p.u.]
1	0	0
2	0.1	0
3	0.2	1
4	1e+15	1

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 134: Einstelldialog Parkregler (RPI) für einen Parkregler

In einem elektrischen Netz kann nur ein Parkregler verwendet werden. Eine dezentrale Erzeugungseinheit [Dezentraler Einspeiser \(EMT\)](#) kann nur einem Parkregler zugeordnet werden. Der Parkregler wird mit Hilfe der Registerkarte **Parkregler (RPI)** des Netzelementes [Mess/Schutzgerätes](#) realisiert. Die Zuordnung der Erzeugungseinheit zum Parkregler erfolgt im Einstelldialog des [Mess/Schutzgerätes](#).

² EZA = dezentrale Erzeugungsanlage

³ EZE = dezentrale Erzeugungseinheit

Zusätzlich kann eine am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage angeschlossene Batterie in das Parkmanagement integriert werden. In der Grundeinstellung ist die Batterie deaktiviert ($P_{bat} = 0\text{MW}$ und $E_{bat} = 0\text{MWh}$). Bei der Verwendung eines Parkreglers werden von ATPDesigner intern folgende Regeln eingehalten.

- Die Arbeitsweise des Parkreglers geht von einem symmetrischen, fehlerfreien Netzzustand aus. Die nachfolgenden Spannungen und Ströme sind die Größen im Mitsystem.
- Der Parkregler kann nur mit Instanzen des auf einer geregelten Stromquelle basierenden Netzwerkelementes **Dezentraler Einspeiser (EMT)** verwendet werden. Die folgenden Betriebsarten sind zulässig:
 - **Pn (IL:3p) = const.**
 - **Pn (IL:1p) = const.**
- Der im Einstelldialog des Parkreglers (Registerkarte **Parkregler (RPI)** des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**) eingestellte Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ wird für jedes einzelne Netzwerkelement **Dezentraler Einspeiser (EMT)** verwendet. Eine zusätzliche Eingangsgröße für die Erzeugungsanlage ist der Phasenwinkel $\Delta\varphi_{\text{Parkregler}}$ der Leiter-Erd-Spannungen zwischen dem Netzanschlusspunkt des Parkreglers und dem jeweiligen Netzanschlussknoten der Erzeugungseinheit. Der Phasenwinkel wird bei der Berechnung der zeitlichen Funktion der Leiterströme hinzuaddiert. Der Phasenwinkel $\Delta\varphi_{\text{Parkregler}}$ wird vom Parkregler für jede dezentrale Erzeugungseinheit getrennt mit Hilfe einer DFT-basierten Grundswingungsanalyse getrennt berechnet.

$$\Delta\varphi_{\text{Parkregler}} = \varphi(U_{1EZE}) - \varphi(U_{1NAP})$$

Da ein symmetrischer Netzzustand vorausgesetzt wird, entspricht der Phasenwinkel $\Delta\varphi_{\text{Parkregler}}$ dem Winkel im Mitsystem.

Beispiel der Leiterstromberechnung ohne Parkregler

$$i_L(t) = \hat{i} \cdot \sin(\omega t + \varphi_{\cos\varphi} + \varphi_{PLL})$$

mit $\varphi_{\cos\varphi}$: von der jeweiligen Erzeugungsanlage

Beispiel der Leiterstromberechnung mit Parkregler

$$i_L(t) = \hat{i}_{kor} \cdot \sin(\omega t + \varphi_{\cos\varphi} + \varphi_{PLL} + \Delta\varphi_{\text{Parkregler}})$$

mit $\varphi_{\cos\varphi}$: vom Parkregler

Die Stromamplitude $\hat{i}$ muss angepasst werden, damit der Wirkstrom unverändert bleibt. Durch die Phasenverschiebung ergibt sich bei den Erzeugungsanlagen ein zusätzlicher Blindstrom. Das resultiert in einem größeren Scheinstrom der Amplitude $\hat{i}_{kor}$.

$$\hat{i}_{kor} = \frac{\hat{i}}{\cos(\Delta\varphi_{Parkregler})}$$

Die Amplitude $\hat{i}_{kor}$ des Scheinstromes wird auf den Nennstrom I_{nom} der Erzeugungsanlage begrenzt, wenn weder LVRT- noch HVRT-Betrieb aktiv sind.

7.12.1 Parkregler (RPI) und Batterie aktivieren

Der Parkregler wird für dieses [Mess/Schutzgerät](#) aktiviert. Mit der Aktivierung wird den in der Liste angezeigten Erzeugungseinheiten [Dezentraler Einspeiser \(EMT\)](#) das [Mess/-Schutzgerät](#) als Parkregler zugeordnet. Im Einstelldialog der Registerkarte **Parkregler (RPI)** ist das zugeordnete **Mess/Schutzgerät** in der Liste links unten in der Spalte **Px** angezeigt. In der Spalte wird die Nummer des **Mess/Schutzgeräts Px** als zugeordneter Parkregler angezeigt. Der Parkregler wird in der Netzgrafik mit einem **blauen Kreis** markiert.

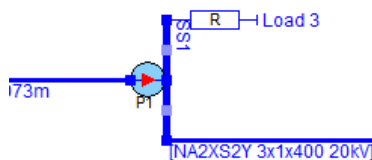


Abbildung 135: Markierung des Mess/Schutzgerätes mit aktivem Parkregler

7.12.2 Kennlinie der primären Wirkleistung P(t) für die Erzeugungseinheiten

Ist ein Parkregler **Px** mit der Option **Parkregler und Batterie aktivieren** aktiv, so wird die primäre Wirkleistung **P_{EZE}(t)** für jede dem Parkregler zugeordnete Erzeugungseinheit **Dezentraler Einspeiser (EMT)**

- mit der im Einstelldialog des Parkreglers definierten Kennlinie **P/P_n [p.u.]**,
- der Nennwirkleistung **P_{nEZE}** der Erzeugungseinheit (**RPI**) und
- dem EZE-spezifischen Faktor **p [p.u.]** aus dem Einstelldialog des Parkreglers berechnet.

$$P_{EZE_k}(t) = P_{nomEZE_k} \cdot p[p.u.]_k \cdot \frac{P}{P_{nom}}(t)$$

k : Nummer der Erzeugungseinheit

Die Kennlinie **P/P_n [p.u.]** in dem Einstelldialog der Erzeugungseinheit wird nicht verwendet, da die Erzeugungseinheit einem Parkregler zugeordnet ist. Dadurch wird eine bzgl. des zeitlichen Verhaltens gleiche Wirkleistungskennlinie für alle dem Parkregler zugeordneten Erzeugungseinheiten erreicht, die allerdings mit der Nennwirkleistung P_n der Erzeugungseinheit skaliert ist.

In der internen **MODELS**-Implementierung wird jeder einzelnen Erzeugungseinheit eine eigene Wirkleistungskennlinie $P_{EZE}(t)$ vorgegeben, deren zeitliche Funktionen identisch sind, deren absolute Wirkleistungswerte $P(t_0)$ für einen Zeitpunkt t_0 aber abhängig von

den Nennwirkleistungen $P_{n\text{EZE}}$, die im jeweiligen Einstelldialog des Netzwerkelementes **Dezentraler Einspeiser (EMT)** definiert sind, verschieden sein können.

7.12.3 Definition der Wirkleistungskennlinie $P(t)$

Der zeitliche Verlauf der Wirkleistung $P(t)$, die durch die dezentrale Erzeugungsanlage bestehend aus mehreren Erzeugungseinheiten (EZE, in ATPDesigner als Netzwerkelemente **Dezentraler Einspeiser (EMT)** nachgebildet) ins elektrische Netz eingespeist wird, kann durch eine Kennlinie mit mehreren Stützstellen definiert werden. Die Stützstellen werden in der Registerkarte **RPI Control** des [Mess/Schutzgerätes](#) des Parkreglers in der Liste rechts unten definiert. Im zeitlichen Verlauf der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge interpoliert ATP den Kurvenverlauf zwischen den Stützstellen durch eine lineare Funktion. Die Berechnung der Kennlinie $P_{\text{EZE}}(t)$ ist in Gleichung (1.196) erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
No. [T, P]	Anzahl Stützstellen der $P(t)$ -Kennlinie
Zeit [s]	Zeitpunkt der Stützstelle
P/Pn [p.u.]	Wirkleistung an der Stützstelle in p.u. mit 1 p.u. Die Nennwirkleistungen P_n zur Berechnung der resultierenden Wirkleistungskennlinie $P(t)$ wird aus den Einstellwerten der einzelnen mit dem Parkregler verbundenen dezentralen Erzeugungseinheiten Dezentraler Einspeiser (EMT) entnommen

7.12.4 Einstellung des Anteils $p[p.u.]$ der Erzeugungseinheiten zur Gesamtleistung der Erzeugungsanlage

Im Einstelldialog in der Registerkarte **Parkregler (RPI)** ist im linken unteren Listenfeld jede dem Parkregler zugeordnete Erzeugungseinheit [Dezentraler Einspeiser \(EMT\)](#) mit ausgewählten Einstellwerten aufgelistet.

- **p [p.u.]**
Durch den Einstellwert **p [p.u.]** kann festgelegt werden, welcher Anteil der Nennwirkleistung P_n der jeweiligen Erzeugungseinheit vom Parkregler eingesetzt wird.
 - **= 1**: Die Erzeugungseinheit wird mit P_n vom Parkregler eingesetzt.
 - **= 0,8**: Die Erzeugungseinheit wird mit 80% P_n vom Parkregler eingesetzt.
 - **= 0**: Die Erzeugungseinheit wird mit $P = 0$ vom Parkregler eingesetzt.

Ist die Erzeugungseinheit deaktiviert, so wird der Wert **p [p.u.] = 0** angezeigt, der eigentliche Einstellwert bleibt aber intern weiter gespeichert. Das Verändern des Einstellwertes ist für eine deaktivierte Erzeugungseinheit gesperrt. Dadurch wird die Erzeugungseinheit vom Parkregler nicht eingesetzt. Wird die Erzeugungseinheit wieder aktiviert, wird der ursprüngliche Einstellwert restauriert und angezeigt.

- **Unap / Urpi**

Die Berechnung des Übersetzungsverhältnisses der Nennspannungen ist abhängig von dem Einstellwert **NCP** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs des Netzwerkelementes **Dezentraler Einspeiser (EMT)**. Weitere Informationen sind in **Berechnung des Übersetzungsverhältnisses $Unap/Urpi$** enthalten.

- **Px**
Nummer des zugeordneten **Mess/Schutzgerätes**, die als Parkregler eingesetzt wird. Die Nummer **x** ist Bestandteil des Referenznamens der Erzeugungseinheit
- **Prb x**. Diese Nummer verknüpft eine Erzeugungseinheit mit einem Parkregler. Eine Erzeugungseinheit kann nur einem einzigen Parkregler zugeordnet werden.
- **P_n [kW]**
Nennwirkleistung P_n der Erzeugungseinheit
- **Rx**
Nummer der Erzeugungseinheit **Dezentraler Einspeiser (EMT)**
Die Nummer **x** ist Bestandteil des Referenznamens der Erzeugungseinheit **RPI x**. Diese Nummer dient zur eindeutigen Identifikation der Erzeugungseinheit. Die Kennung **RPI x** ist wie nachfolgend gezeigt in der Kopfzeile des Einstelldialogs der Erzeugungseinheit dargestellt.



- **S_n [kVA]**
Nennscheinleistung S_n der Erzeugungseinheit
- **Name**
Anwenderspezifischer Name der Erzeugungseinheit

7.12.5 Einstellungen mit dem Button **NAP: S, P**

Mit Betätigen des Buttons werden die Summe der Scheinleistungen und die Summe der Wirkleistungen der Erzeugungseinheiten, die dem Parkregler zugeordnet sind, im Sinne einer installierten Leistung berechnet. Die beiden Summen werden den Einstellwerten **NAP: Scheinleistung S [MVA]** und **NAP: Wirkleistung P [MW]** automatisch zugewiesen. Eine inaktive Erzeugungseinheit wird nicht berücksichtigt d.h. deren Nennwirkleistung und Nennscheinleistung wird zu 0MW bzw. 0MVA angenommen. Die Berechnung der Leistungssummen erfolgt nur, wenn vorher die Option **Parkregler und Batterie aktivieren** aktiviert wurde.

Es wird empfohlen, nach jeder Änderung der für die Erzeugungsanlagen relevanten Einstellwerte den Button **NCP: S, P erneut zu drücken, um die Summen der Schein- und Wirkleistung der Erzeugungsanlage neu zu berechnen.**

7.12.5.1 NAP: Scheinleistung S [MVA]

Nennscheinleistung S_{NAP} am Netzanschlusspunkt (NAP)

Die Nennscheinleistung kann bei aktiviertem Parkregler durch Drücken des Buttons **NAP: S, P** berechnet aber danach auch geändert werden. Deaktivierte Erzeugungseinheiten werden nicht berücksichtigt.

$$NAP: \text{Scheinleistung } S[MVA] = S_{NAP} = \sum_{k=1}^N S_{nEZE_k}$$

7.12.5.2 NAP: Wirkleistung P [MW]

Nennwirkleistung P_{NAP} am Netzanschlusspunkt (NAP)

Die Nennwirkleistung kann bei aktiviertem Parkregler durch Drücken des Buttons **NAP: S, P** berechnet aber danach auch geändert werden. Deaktivierte Erzeugungseinheiten werden nicht berücksichtigt.

$$NAP: \text{Wirkleistung } P[MW] = P_{NAP} = \sum_{k=1}^N p[p.u.] \cdot P_{nEZE_k}$$

7.12.5.3 NAP: Verschiebungsfaktor $\cos \phi$

Verschiebungsfaktor $\cos \phi$ am Netzanschlusspunkt (NAP) des Parkreglers.

7.12.6 Funktionsweise des Parkreglers

Der Parkregler ist in **MODELS** als PI-Regler implementiert und kann mit Einstellwerten an die netzphysikalischen Verhältnisse des Parks angepasst werden.

Einstellwert	Bedeutung
RPI Control: Verstärkungsfaktor	Verstärkungsfaktor K_{PR}
RPI Control: T_n [ms]	Nachstellzeit

Der I-Anteil des PI-Reglers sorgt dafür, dass der Verschiebungsfaktor ohne bleibende Regeldifferenz, die durch den P-Anteil entsteht, ausgeglichen werden kann. Die Nachstellzeit ist ein Maß dafür, wie stark die zeitliche Dauer der Regelabweichung in die Regelung eingeht. Eine große Nachstellzeit bedeutet einen geringen Einfluss des I-Anteils und umgekehrt. In der angegebenen Zeit T_n wird die Stellgrößenänderung, verursacht durch den P-Anteil, noch einmal aufaddiert. Somit besteht ein festes Verhältnis zwischen dem P- und I-Anteil. Wird der P-Anteil geändert, so bedeutet das auch ein geändertes Zeitverhalten, bei einem gleichbleibenden Wert von T_n . Dies bedeutet, dass je kleiner die Nachstellzeit T_n gewählt wird, desto schneller der Regler Einfluss nimmt. Ist die Nachstellzeit jedoch zu gering gewählt, kann der I-Anteil einen zu großen Einfluss nehmen und die Regelung wird instabil. Zusätzlich darf der P-Anteil (Verstärkungsfaktor K_{PR}) nicht zu groß gewählt werden, da ansonsten die Regeldifferenz zu groß wird und ebenfalls eine instabile Regelung auftreten kann.

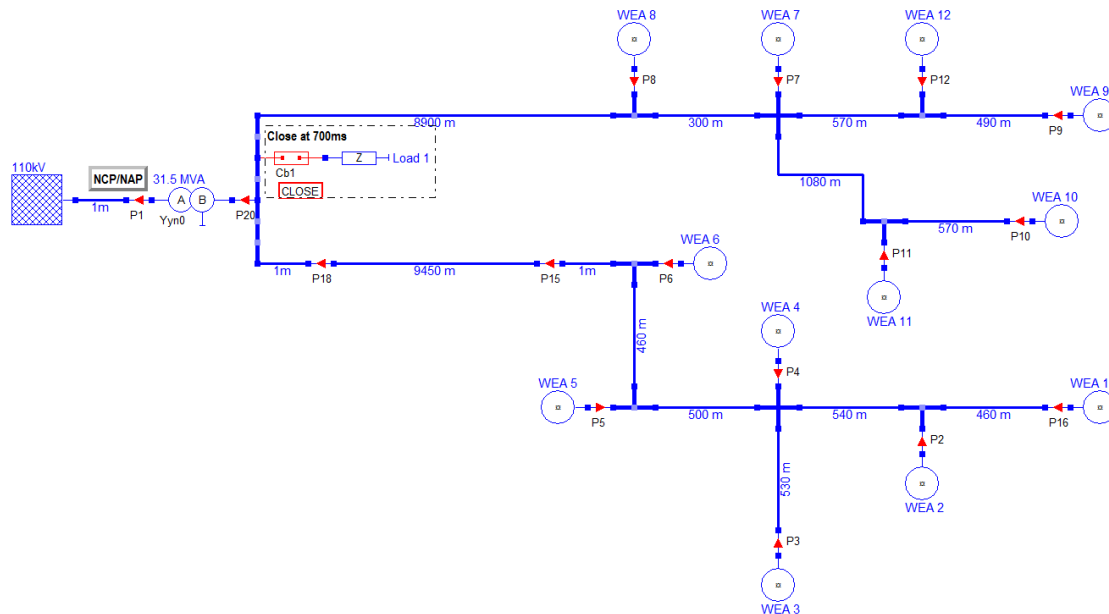


Abbildung 136: Beispielnetz eines Windparks mit Parkregler (PowerNetwork_65)

Die Wahl der Nachstellzeit T_n im Bereich 50...100ms hat sich als sinnvoll herausgestellt, für den Verstärkungsfaktor K_{PR} ein Bereich von 0,5...5. Dadurch ergibt sich für die Verstärkung des PI-Gliedes K_{PI}

$$K_{PI} = \frac{K_{PR}}{T_n}$$

im Bereich 5...100. Es werden die Einstellwerte $K_{PR}=1$ und $T_n=80ms$ als Ausgangswerte empfohlen.

In dem oben dargestellten Beispielnetz wird das **Mess/Schutzgerät P1** als Parkregler eingesetzt. Die am Netzanschluss berechneten netzfrequenten Leistungen sowie der Verschiebungsfaktor **CP** sind nachfolgend dargestellt.

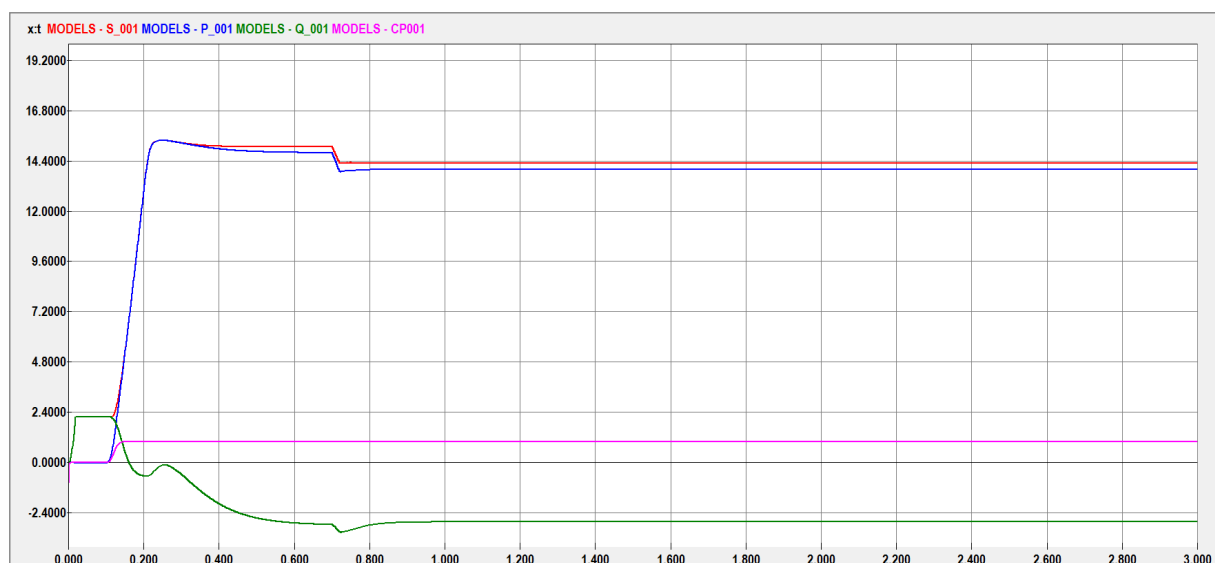


Abbildung 137: Leistungen und Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt (NAP)

Zum Zeitpunkt $t=700\text{ms}$ wird im Windpark als Störgröße eine Verbraucherlast zugeschaltet. In der Abbildung ist zu erkennen, dass der Verschiebungsfaktor auch nach der Laständerung auf den Soll-Wert $\cos \varphi = 0,98$ ausgeregelt wird.

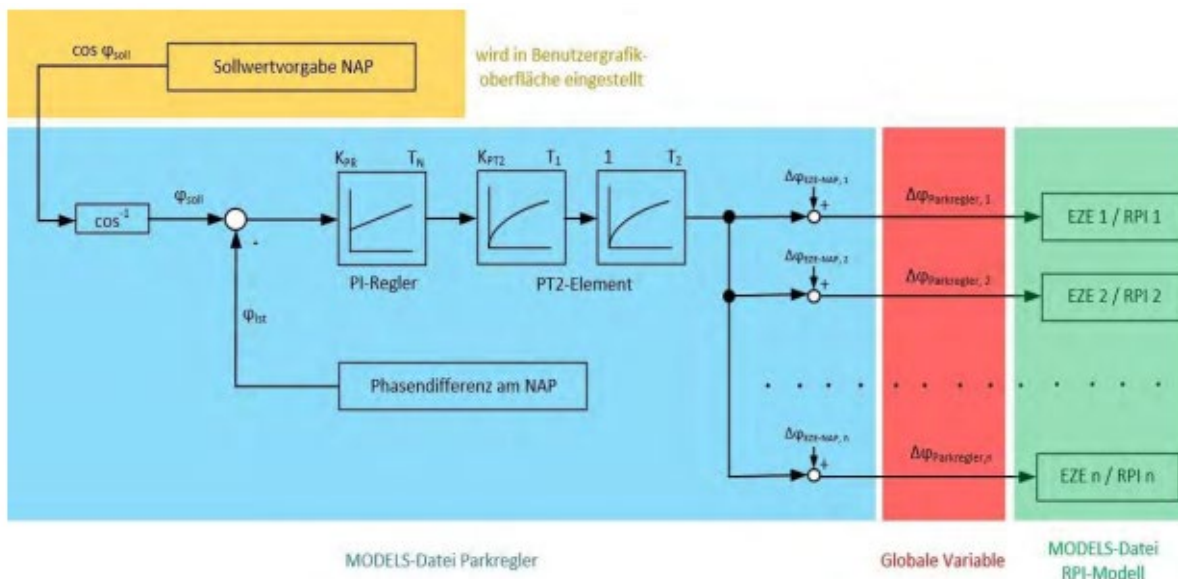


Abbildung 138: Prinzipielle Struktur des Parkreglers

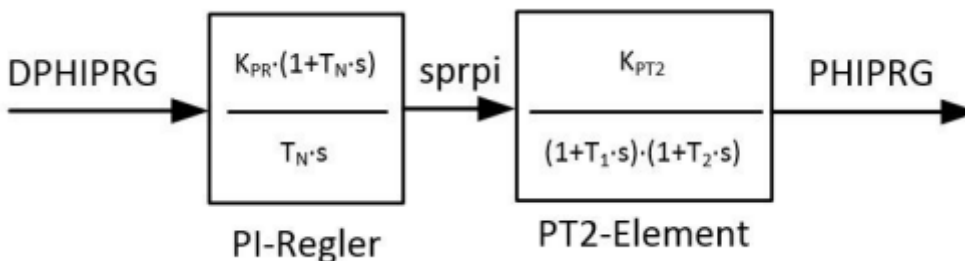
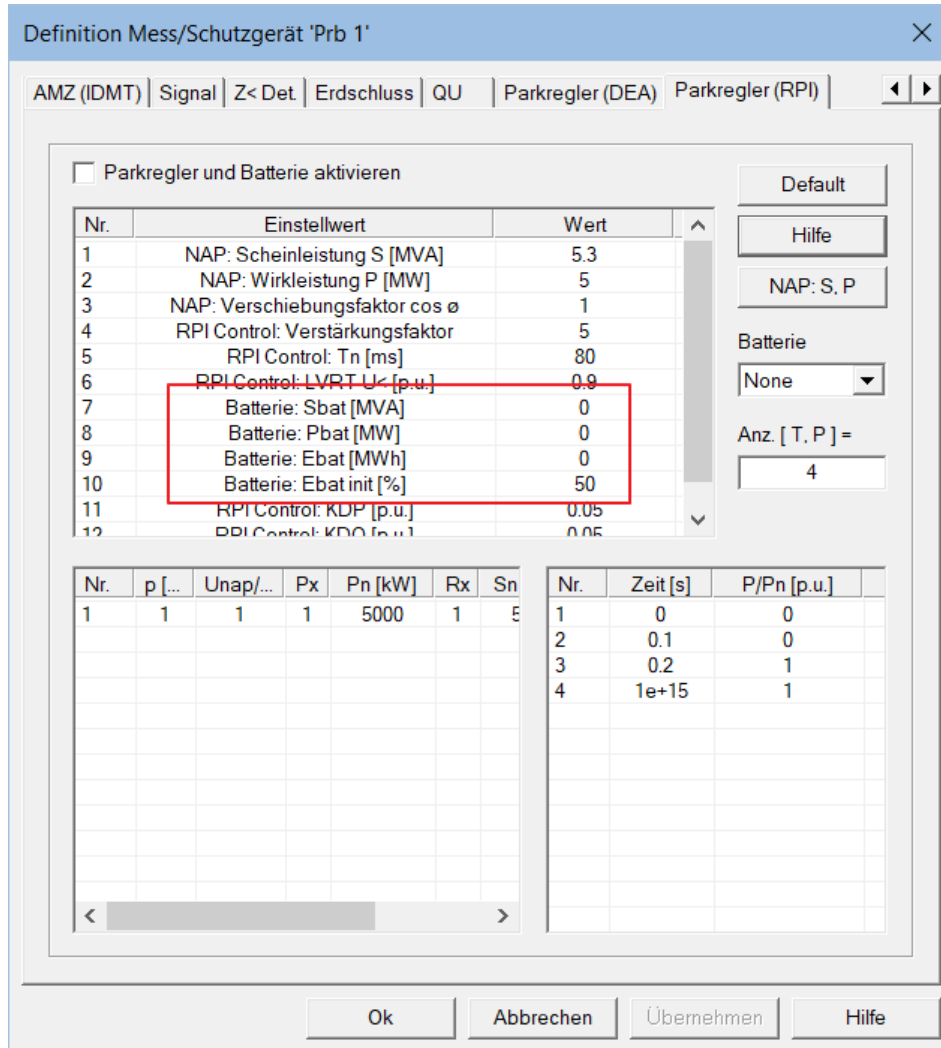


Abbildung 139: Struktur des PI-Reglers und der PT2-Regelstrecke

Einstellwert	Bedeutung
K_{PR}	Verstärkungsfaktor des PI-Reglers (in MODELS kpr)
T_N	Nachstellzeit des PI-Reglers (in MODELS tn)
K_{PT2}	Verstärkungsfaktor der PT2-Regelstrecke (in MODELS kpt2)
T_1	Zeitkonstante 1 der PT2-Regelstrecke (in MODELS t1)
T_2	Zeitkonstante 2 der PT2-Regelstrecke (in MODELS t2)

7.12.7 Erzeugungsanlage mit Batterie

Der Parkregler kann optional eine Batterie innerhalb der Erzeugungsanlage steuern. Dabei ist es möglich Wirk- und Blindleistung getrennt zu steuern. Als Modell einer Batterie wird die MODELS-basierte Lastimpedanz **Verbraucherlast** verwendet. Die Einstellwerte der Lastimpedanz aus dem Einstelldialog **Lastimpedanz** werden in dieser Betriebsart nicht verwendet, sondern die in der nachfolgenden Abbildung gezeigten Einstellwerte **Batterie**.



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

AMZ (IDMT) | Signal | Z< Det. | Erdschluss | QU | Parkregler (DEA) | Parkregler (RPI)

☐ Parkregler und Batterie aktivieren

Default
Hilfe
NAP: S, P

Batterie
None
Anz. [T, P] = 4

Nr.	Einstellwert	Wert
1	NAP: Scheinleistung S [MVA]	5.3
2	NAP: Wirkleistung P [MW]	5
3	NAP: Verschiebungsfaktor cos ϕ	1
4	RPI Control: Verstärkungsfaktor	5
5	RPI Control: Tn [ms]	80
6	RPI Control: LVRT U _c [p.u.]	0.9
7	Batterie: Sbat [MVA]	0
8	Batterie: Pbat [MW]	0
9	Batterie: Ebat [MWh]	0
10	Batterie: Ebat init [%]	50
11	RPI Control: KDP [p.u.]	0.05
12	RPI Control: KDP [p.u.]	0.05

Nr.	p [...]	Unap/...	Px	Pn [kW]	Rx	Sn
1	1	1	1	5000	1	5

Nr.	Zeit [s]	P/Pn [p.u.]
1	0	0
2	0.1	0
3	0.2	1
4	1e+15	1

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 140: Einstellwerte der Batterie der Erzeugungsanlage

Batterie

Name des Betriebsmittels **Lastimpedanz** z.B. **Load 1**, das als Batterie vom Parkregler innerhalb der Erzeugungsanlage verwendet werden soll.

Einstellwert	Bedeutung
Batterie: Sbat [MW]	Nennscheinleistung der Batterie am Netzanschlusspunkt (NAP)
Batterie: Pbat [MW]	Nennwirkleistung der Batterie am Netzanschlusspunkt (NAP)
Batterie: Ebat [MWh]	Ladekapazität der Batterie am Netzanschlusspunkt (NAP)
Batterie: Ebat init [%]	Anfangsladezustand der Batterie zu Beginn der Simulation in % Ebat

KDP [%]

Änderungssinkrement dP der Batteriewirkleistung am NAP

Die Batteriewirkleistung wird maximal um die Wirkleistung dP geändert, um die Nennwirkleistung **NAP: Wirkleistung P [MW]** am NAP zu erreichen.

$$dP = KDP \cdot (P_n - P_{NAP})$$

KDQ [%]

Änderungssinkrement dQ der Batterieblindleistung am NAP

Die Batterieblindleistung wird maximal um die Blindleistung dQ geändert, um den Verschiebungsfaktor **NAP: Verschiebungsfaktor cos φ** am NAP zu erreichen.

$$dQ = KDQ \cdot (Q_n - Q_{NAP})$$

7.12.8 LVRT-Betrieb der Batterie

Der Parkregler überwacht die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) und geht in den LVRT-Betrieb, wenn eine der am NAP gemessenen Leiter-Leiter-Spannungen kleiner als die eingestellte Unterspannungsanregeschwelle **LVRT U< [p.u.]** ist. Im LVRT-Betrieb wird erfolgt keine Leistungseinspeisung oder Leistungsaufnahme durch die Batterie (keine Wirkleistungs- und Blindleistungsaufnahme oder – einspeisung).

7.12.9 Ausgabe von Signalen in der .PL4-Diagrammdatei

In den nachfolgenden Tabellen sind für das **Mess/Schutzgerät Prbxxx**, das den Parkregler implementiert, die Bedeutung der in der **Diagrammdatei** ausgegebenen Signale erläutert. Die Ausgabe in die Diagrammdatei (.PL4-Datei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Ausgabesignale** im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** auf den Wert **Messgerät/Schalter (3)** oder höher eingestellt ist.

Name	Bedeutung
CAyxxx CByxxx CCyxxx	Leiter-Erd-Spannungen an den Einspeiseknoten der Erzeugungseinheiten (EZE) ▪ y = Bezeichner der Erzeugungseinheit (EZE)

Die nachfolgenden Signale werden ab **Output List 1 oder höher** in der **Diagrammdatei** ausgegeben.

Name	Bedeutung
CAVxxx CBVxxx CCVxxx	Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) $U_{L123}(t)$ [V] ▪ A, B, C = L1, L2, L3

CAIxxx CBIxxx CCIxxx	Leiterströme am Netzanschlusspunkt (NAP) $i_{L123}(t)$ [V] A, B, C = L1, L2, L3
CPHxxx	Phasenverschiebung der Leiter-Erd-Spannungen und der Leiterströme am Netzanschlusspunkt (NAP) in Grad Die Phasenverschiebung wird mit Hilfe der Blind- und Wirkleistung am NAP berechnet. Wirk- und Blindleistung werden leiterselektiv aus den komplexen Zeigern der Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme mit Hilfe der Diskreten Fourier-Transformation (DFT) berechnet, berücksichtigen daher auch unsymmetrische Netzzustände. $\varphi_{NAP} = \arctan\left(\frac{Q}{P}\right)$ $Q = Q_{L1} + Q_{L2} + Q_{L3}$ $P = P_{L1} + P_{L2} + P_{L3}$
CCNxxx	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ in rad Die Berechnung des Verschiebungsfaktors erfolgt nach DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6) im Mitsystem $\cos \varphi = \frac{P_1}{S_1}$
CCDxxx	Differenz $\cos \varphi$ berechnet - $\cos \varphi$ Einstellwert in rad
CEBxxx	Batterie: Ladezustand Batterie in kWh Hinweis Es wird das Verbraucherzählpeilsystem vorausgesetzt.
CPBxxx	Batterie: Wirkleistung der Batterie in kW Hinweis Es wird das Verbraucherzählpeilsystem vorausgesetzt.
CLBxxx	Batterie Zustandsmeldung: LVRT-Betrieb: 0 = LVRT-Betrieb inaktiv, 1 = LVRT-Betrieb aktiv

CP y xxx	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ an den Einspeiseknoten der Erzeugungseinheiten (EZE) y = Bezeichner der Erzeugungseinheit (EZE)
CD y xxx	Phasenverschiebung zwischen den Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) und den Einspeiseknoten der Erzeugungseinheiten (EZE) y = Bezeichner der Erzeugungseinheit (EZE)
CPRxxx	Ausgangssignal des PI-Reglers Phasenwinkel als Vorgabe für jede einzelne Erzeugungseinheit in Grad (entspricht der Variablen PHIREG in Abbildung 482) Zu diesem Phasenwinkel wird für jede EZE getrennt die Phasenverschiebung zwischen der Leiter-Erd-Spannung am Netzanschlussknoten der EZE und der Leiter-Erd-Spannung am NAP als Vorsteuerung hinzuaddiert.
CPDxxx	Eingangssignal des PI-Reglers Differenz des eingestellten Verschiebungsfaktors zum am NAP gemessenen Verschiebungsfaktor als Winkel in Grad (entspricht der Variablen DPHIREG) Im eingeschwungenen stationären Netzzustand muss diese Winkelangabe = 0° betragen.
CAPxxx	Wirkleistung im Mitsystem am NAP in MW Berechnung nach DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6)
CRPxxx	Blindleistung im Mitsystem am NAP in Mvar Berechnung nach DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6)
CX y xxx	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ am Netzanschlussknoten der dezentralen Erzeugungseinheit EZE (Netzwerkelement Dezentraler Einspeiser (EMT)) y = Bezeichner der Erzeugungseinheit (EZE)

Bezeichner der Erzeugungseinheit (EZE)

Als Bezeichner für die Erzeugungseinheit (EZE) steht auf Grund der ATP-spezifischen Begrenzung von Knotennamen auf 6 Zeichen nur ein Zeichen zur Verfügung. Folgende Konvertierung wird verwendet:

- Nummer der EZE 1..9 → 1..9
- Nummer der EZE 10..34 → A..Z

7.12.10 Berechnung des Übersetzungsverhältnisses Un_{cp}/Ur_{pi}

Der Parkregler berücksichtigt Topologie und Leitungstypen im Netz des Wind- oder Solarparks zwischen dem Netzanschlusspunkt (NAP = Messort des Mess/Schutzgerätes des Parkreglers) und den Netzanschlussknoten der dezentralen Erzeugungseinheiten Dezentraler Einspeiser (EMT) u.a. durch das Übersetzungsverhältnis Un_{ap}/Ur_{pi} . Der Algorithmus des Parkreglers transformiert die Leiter-Erd-Spannungen, die an den Netzanschlussknoten der dezentralen Erzeugungseinheiten gemessen werden, auf das Spannungsniveau des Mess/Schutzgerätes des Parkreglers am Netzanschlusspunkt (NAP). Erst nach erfolgter Transformation können z.B. die Phasendifferenzen der Spannungszeiger berechnet werden, die vom Parkregler für die Steuerung der dezentralen Erzeugungseinheiten verwendet werden. Durch diese Transformation werden z.B. zwischen den dezentralen Erzeugungseinheiten und dem Netzanschlusspunkt (NAP) befindliche Transformatoren berücksichtigt.

Zur Berechnung des Übersetzungsverhältnisses werden zwei Szenarien unterschieden, die vom Einstellwert **NAP** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** (Abbildung 456) des Einstelldialogs der jeweiligen dezentralen Erzeugungseinheit Dezentraler Einspeiser (EMT) abhängig sind. In der Registerkarte **Parkregler (RPI)** des Mess/Schutzgerätes des Parkreglers werden die Übersetzungsverhältnisse angezeigt.

8	Battery: Pbat [MW]	0
9	Battery: Ebat [MWh]	0
10	Battery: Ebat init [%]	50
11	RPI Control: KDP [p.u.]	0.05
12	RPI Control: KDO [p.u.]	0.05

No.	p [...]	Vncp/...	Px	Pn [kW]	Rx	Sn	No.	Time
1	1	30.7692	1	3146.4	1	3	1	0
2	1	30.7692	1	3146.4	2	3	2	0.1
3	1	30.7692	1	3146.4	3	3	3	0.4
							4	1e+0

Abbildung 141: Übersetzungsverhältnisse Un_{api}/Ur_{pi} des dezentralen Einspeisers (EMT)

7.12.10.1 Szenario 1: Einstellwert NAP = RPI

Die Spannungsübersetzungsverhältnisse Un_{ap}/Ur_{pi} werden aus den Nennspannungen der Dezentralen Einspeiser (EMT) U_n (Registerkarte **Allgemeine Daten**) und der Nennspannung U_n des Mess/Schutzgerätes des Parkreglers (Registerkarte **Allgemeine Daten**) berechnet. In obiger Abbildung ist beispielhaft ein Parkregler (**Mess/Schutzgerät P1**) mit drei Erzeugungsanlagen WEA 1..3 dargestellt. Der Einstellwert **NAP** der drei dezentralen Erzeugungseinheiten ist **NAP = RPI**.

$$Un_{ap} / Ur_{pi} = \frac{U_{n \text{ Mess/Schutzgerät}}}{U_{n \text{ RPI}}}$$

Es muss darauf geachtet werden, dass die Nennspannungen der **dezentralen Einspeiser (EMT)** und die Nennspannung der **Mess/Schutzgeräte** des Parkreglers korrekt eingestellt sind. In dem Beispiel sind dies:

- Parkregler $U_n = 20\text{kV}$

- **Dezentrale Einspeiser (EMT)** $U_n = 20\text{kV}$

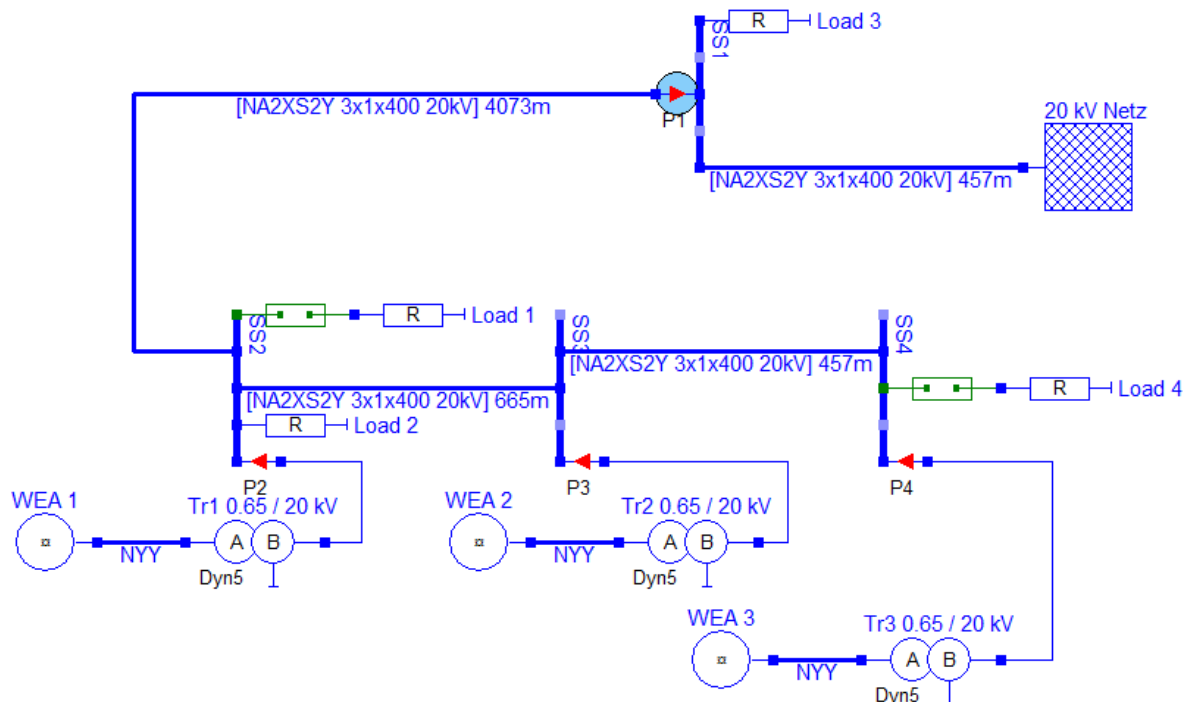


Abbildung 142: Parkregler Szenario 1: Einstellwert NAP = RPI

7.12.10.2 Szenario 2: Einstellwert NAP = Prb x

Die Spannungsübersetzungsverhältnisse U_{nap}/U_{rpi} werden aus den Nennspannungen U_n der in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs der **Dezentraler Einspeiser (EMT)** mit dem Einstellwert **NAP** zugeordneten **Mess/Schutzgeräte** und der Nennspannung U_n des **Mess/Schutzgerätes** des Parkreglers (Registerkarte **Allgemeine Daten**) berechnet. In dem Beispiel ist beispielhaft ein Parkregler (**Mess/Schutzgeräte P1**) mit drei Erzeugungseinheiten DEA 1..3 dargestellt. Den drei dezentralen Erzeugungseinheiten ist jeweils ein **Mess/Schutzgerät** zur Messung von Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströmen durch den Einstellwert **NAP = Prb x** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs der dezentralen Erzeugungseinheit **Dezentraler Einspeiser (EMT)** zugeordnet.

$$U_{nap} / U_{rpi} = \frac{U_{n \text{ Mess/Schutzgerät Parkregler}}}{U_{n \text{ Mess/Schutzgerät RPI}}}$$

Es muss darauf geachtet werden, dass die Nennspannungen der **Mess/Schutzgeräte**, die den dezentralen Einspeisern (EMT) zugeordnet sind und die Nennspannung des **Mess/Schutzgerätes** des Parkreglers korrekt eingestellt sind. In dem Beispiel sind dies:

- Parkregler $U_n = 20\text{kV}$
- Dezentrale Einspeiser (EMT) $U_n = 0,65\text{kV}$

Durch diese Einstellung der Nennspannungen wird das Spannungsübersetzungsverhältnis der Transformatoren im Algorithmus des Parkreglers berücksichtigt.

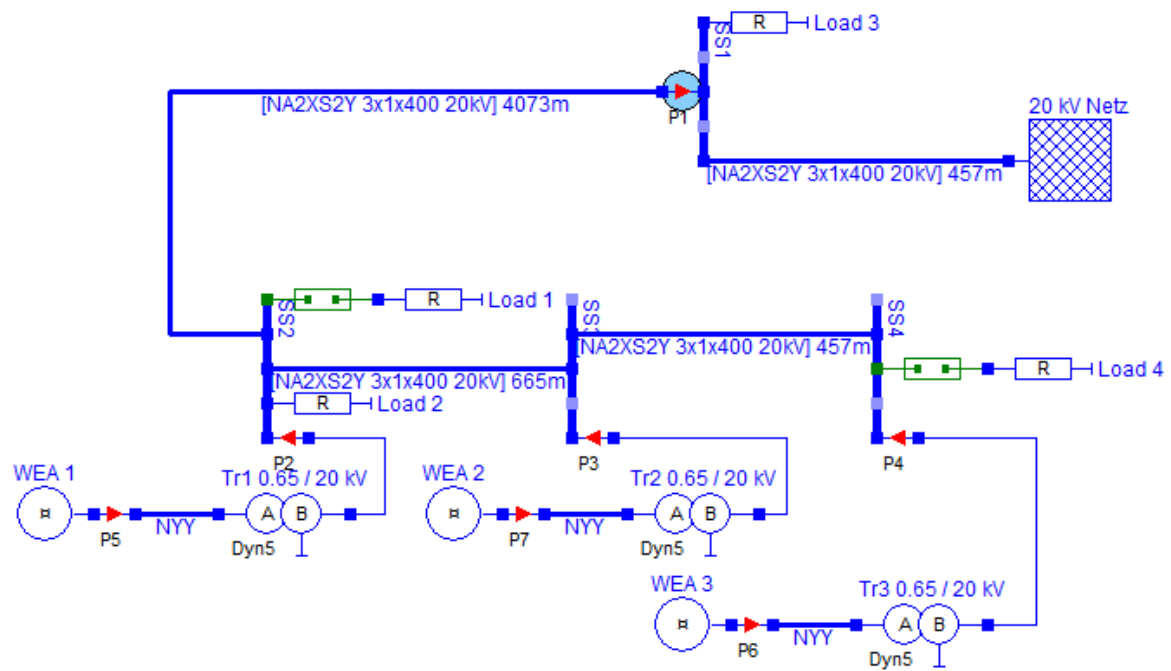


Abbildung 143: Parkregler Szenario 2: Einstellwert $NAP = Prb \cdot x$

7.13 Strom- und Spannungswandler M1..5

ATPDesigner stellt für jeden **Schalter (CB) Cb1..5** einen Spannungs- und Stromwandler zur Verfügung, um die sekundärseitigen Spannungen, Ströme und Impedanzen zu berechnen. Die Spannungs- und Stromwandler werden im Sinne eines mathematischen Übersetzungsverhältnisses in dem Modul **IACS** des ATP implementiert.

Die Strom- und Spannungswandler sind fest mit den Messorten **M1..5** der **Schalter (CB) Cb1..5** verbunden.

- Messort M1 $\equiv$ CT's and VT's (Measuring Location 1)
- Messort M2 $\equiv$ CT's and VT's (Measuring Location 2)
- Messort M3 $\equiv$ CT's and VT's (Measuring Location 3)
- Messort M4 $\equiv$ CT's and VT's (Measuring Location 4)
- Messort M5 $\equiv$ CT's and VT's (Measuring Location 5)

Der mit dem jeweiligen **Schalter (CB) Cb1..5** verknüpfte Messort **M1..5** wird als Ziffer am grafischen Symbol **Cb1..5** angezeigt.

- Messort **M1** ist immer mit dem Strom- und Spannungswandler **Measuring Location 1** verbunden, muss aber nicht immer mit dem **Schalter (CB) Cb1** verbunden sein.

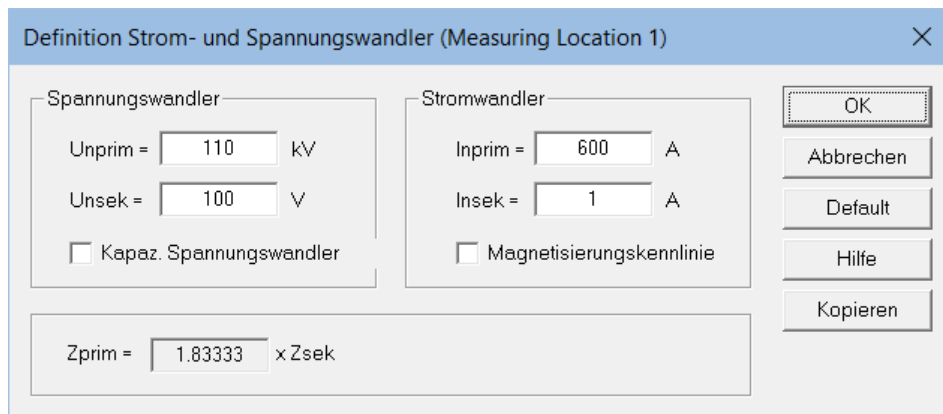


Abbildung 144: Einstelldialog für Spannungs- und Stromwandler

Einstellwert	Bedeutung
Unprim	Primäre Nennspannung des Spannungswandlers
Unsek	Sekundäre Nennspannung des Spannungswandlers
Inprim	Primärer Nennstrom des Stromwandlers
Insek	Sekundärer Nennstrom des Stromwandlers
Kapazitiver Spannungswandler	Mit Aktivierung der Option Kapaz. Spannungswandler wird für den Spannungswandler das transiente Verhalten eines typischen kapazitiven Spannungswandlers nachgebildet.
Magnetisierungskennlinie	Mit der Option Magnetisierungskennlinie wird die magnetische Kennlinie eines TPX-Stromwandlers (eisengeschlossener Stromwandler) aktiviert.
Kopieren	Die Einstellwerte des angezeigten Spannungs- und Stromwandlers werden als Einstellwerte der anderen Spannungs- und Stromwandler verwendet.

Zusätzlich wird das Impedanzübersetzungsverhältnis angezeigt.

Anzeigewerte	Bedeutung
Zprim	Betrag der primären Impedanz
Zsek	Betrag der sekundären Impedanz

Die Einstelldialoge der Strom- und Spannungswandler **M1..3** können durch die nachfolgend gezeigten Toolbar-Buttons geöffnet werden. Die Buttons werden abhängig von der Konfiguration der **Schalter (CB) Cb1..5** aktiviert oder deaktiviert.



Darüber hinaus können die Einstelldialoge der Strom- und Spannungswandler **M1..5** im Hauptmenü **Netzwerk**, Menüpunkt **Strom- und Spannungswandler** geöffnet werden.

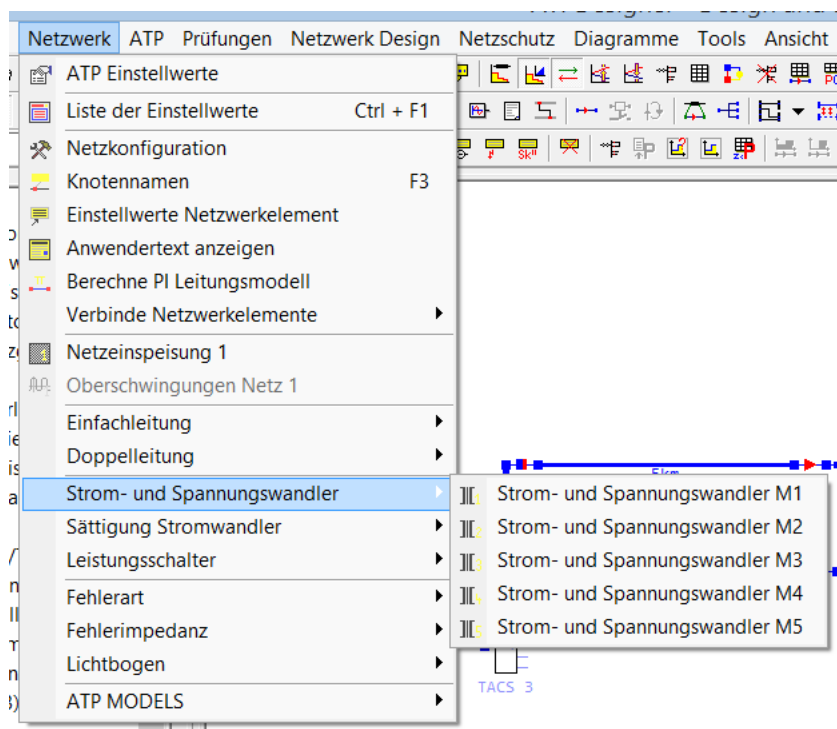


Abbildung 145: Einstelldialoge der Strom- und Spannungswandler öffnen

7.14 1-phasige Spannungs- und Stromquelle 1p. U/I-Quelle - ATP Source

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die im ATP verfügbaren 1-phasigen Strom- und Spannungsquellen zu nutzen (siehe Kapitel **VII. Static Electric Network Sources** im ATP Rule Book). Die Einstelldialoge in den nachfolgenden Abbildungen zeigen die Einstellwerte. Abhängig vom gewählten Einstellwert **Quellentyp** werden ggfs. Einstellwerte aktiviert oder deaktiviert bzw. Einheiten geändert.

- ⇒ Die 1-phasige Spannungs- und Stromquelle kann grundsätzlich für die **Berechnung stationärer Netzzustände** bzw. die **Lastflussberechnung** und für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.
- ⇒ Es muss allerdings beachtet werden, dass nicht alle Betriebsarten für die **Berechnung stationärer Netzzustände** bzw. die **Lastflussberechnung** verwendet werden können.

Einstellwert	Bedeutung	Berechnung stationärer Netzzustand	Berechnung dynamischer Netzvorgänge
Quellentyp	Betriebsart der Spannungs- oder Stromquelle ▪ Step Function (Type 11) ▪ Ramp Function (Type 12) ▪ 2-Slope Ramp Function (Type 13) ▪ Surge Function (Type 15) ▪ Heidler-Model (Type 15) ▪ Connection to TACS/MODELS (Type 60) ▪ 2p Cosine Source (Type 14)	---	x
	▪ Cosine or Trapped Charge (Type 14) Sinusförmige Spannungs- oder Stromquelle	x	x

Weiteres zu Bedeutung und Einstellung der verschiedenen Quellentypen können im **ATP Rule Book** nachgeschlagen werden. Nachfolgend werden einige Auszüge aus dem **ATP Rule Book** Kapitel **VII.C Static Analytic functions** wiedergegeben, um die Funktionen näher zu erläutern.

Im Weiteren muss beachtet werden, dass die Spannungs- und Stromquellen ideale Quellen darstellen. Um reale Spannungs- oder Stromquellen nachzubilden kann eine zusätzliche Impedanz in der Registerkarte **Zusätzliche Einstellwerte** in Serie oder parallel geschaltet werden.

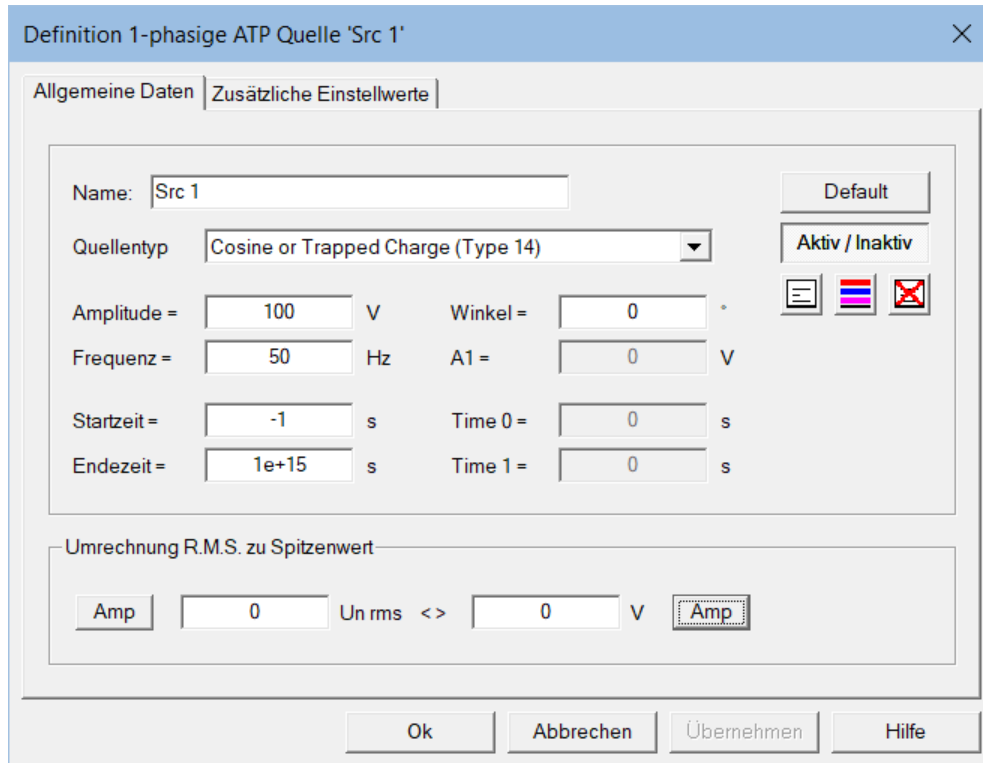


Abbildung 146: Einstelldialog 1p. U/I-Quelle, Registerkarte Allgemeine Daten

Um den Bezug zum **ATP Rule Book** zu erhalten, werden für die Betriebsarten die originalen englischen Bezeichner verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
Name	Anwenderspezifischer Name
Amplitude	Amplitude (Spitzenwert) in den nachfolgenden Diagrammen: AMPLITUDE
Frequenz	Frequenz in Hz
Startzeit	Zeitpunkt der Aktivierung der Spannungs- oder Stromquelle [s] - in den nachfolgenden Diagrammen: TSTART - wird für die Berechnung stationärer Netzzustände als auch für die Berechnung dynamischer Netzzvorgänge verwendet -1: Spannungs- oder Stromquelle ist zu Beginn der Netzberechnung aktiv
Endezeit	Zeitpunkt der Deaktivierung der Spannungs- oder Stromquelle [s] - wird für die Berechnung stationärer Netzzustände als auch für die Berechnung dynamischer Netzzvorgänge verwendet - in den nachfolgenden Diagrammen: TSTOP
Winkel	Absoluter Phasenwinkel der Spannungs- oder Stromquelle

7.14.1.1 Umrechnung R.M.S zu Spitzenwert

Mit Hilfe der Funktion können Effektivwerte (R.M.S.) und Spitzenwerte und umgekehrt umgerechnet werden.

7.14.1.2 Betriebsart: Step Function (Type 11)

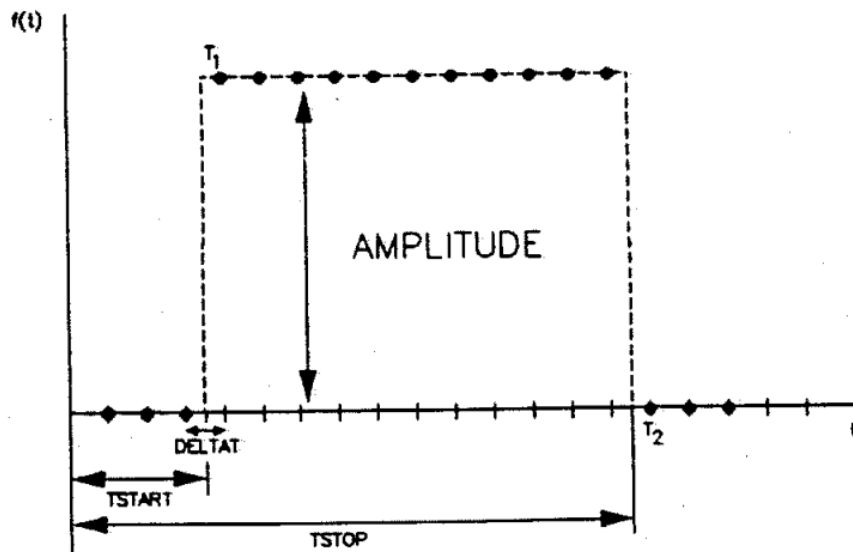


Abbildung 147: Betriebsart: Step Function (Type 11)

7.14.1.3 Betriebsart: Ramp Function (Type 12)

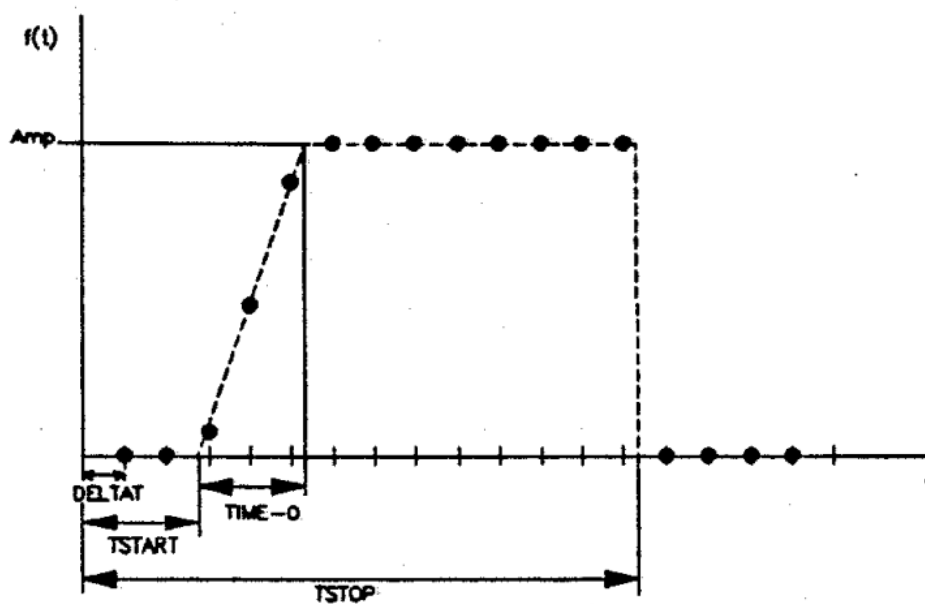


Abbildung 148: Betriebsart Ramp Function (Type 12)

7.14.1.4 Betriebsart: 2-Slope Ramp (Type 13)

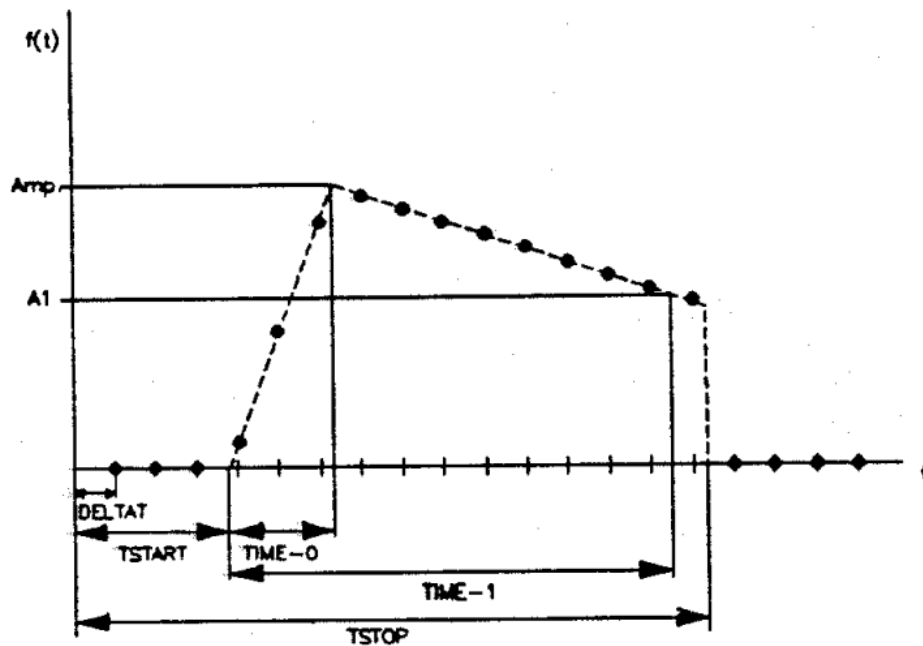


Abbildung 149: Betriebsart: 2-Slope Ramp (Type 13)

7.14.1.5 Betriebsart: Cosine or Trapped Charge (Type 14)

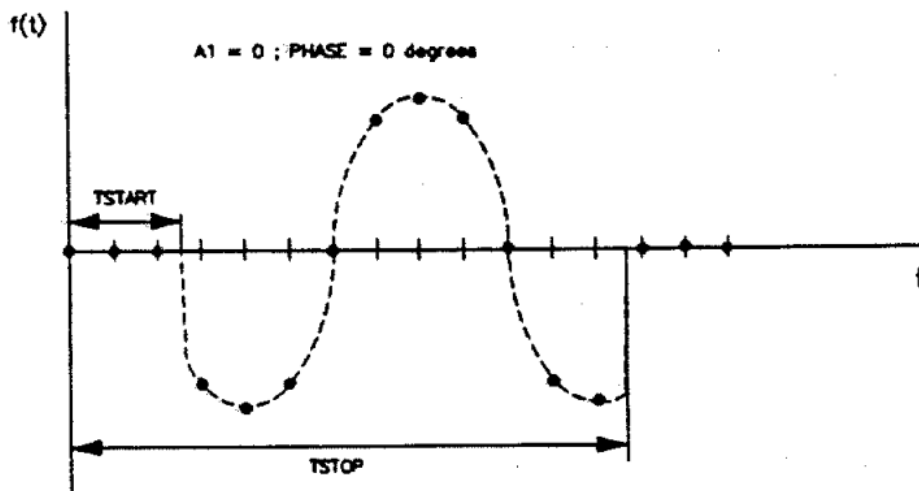


Abbildung 150: Betriebsart: Cosine or Trapped Charge (Type 14)

7.14.1.5.1 Lastflussberechnung : Verwendung der 1-phasigen Spannungsquelle

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Verwendung der 1-phasigen Spannungsquelle für die **Berechnung stationärer Netzzustände** oder die **Lastflussberechnung**. Die 1-phasige Spannungsquelle wird mit Hilfe eines Sternpunktes  mit den Leitern L1, L2 und L3 verbunden. Wie in der darauffolgenden Abbildung zu sehen ist, wird ein 1-phasiges Wechselspannungssystem je Leiter im Sinne einer Nullspannung nachgebildet.

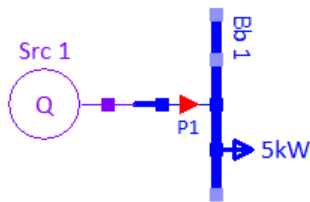


Abbildung 151: Beispiel - Verwendung der 1-phasigen Spannungsquelle

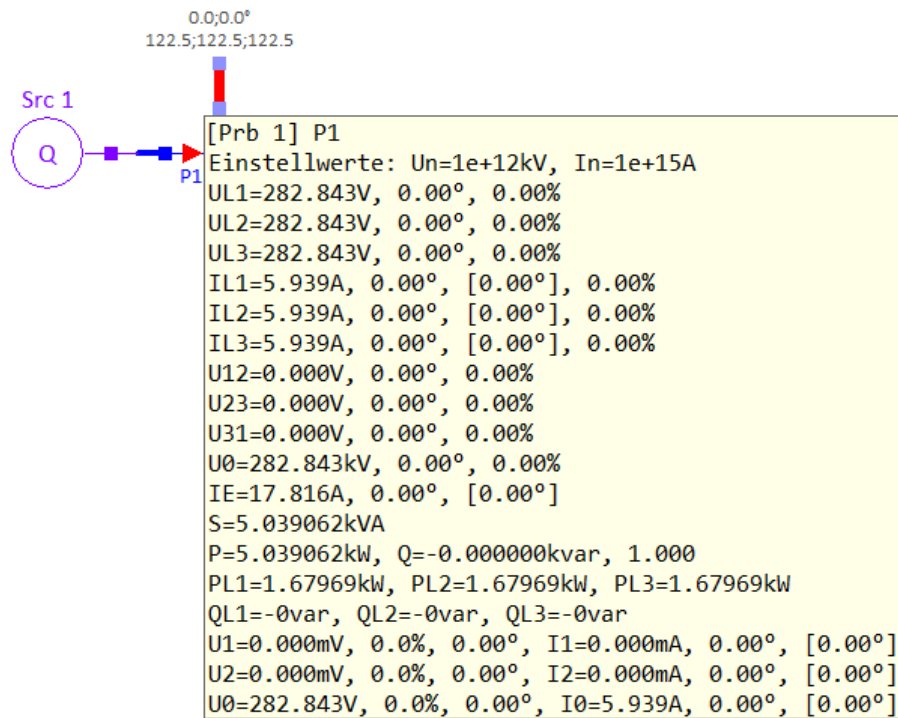


Abbildung 152: Ergebnisse der Lastflussberechnung

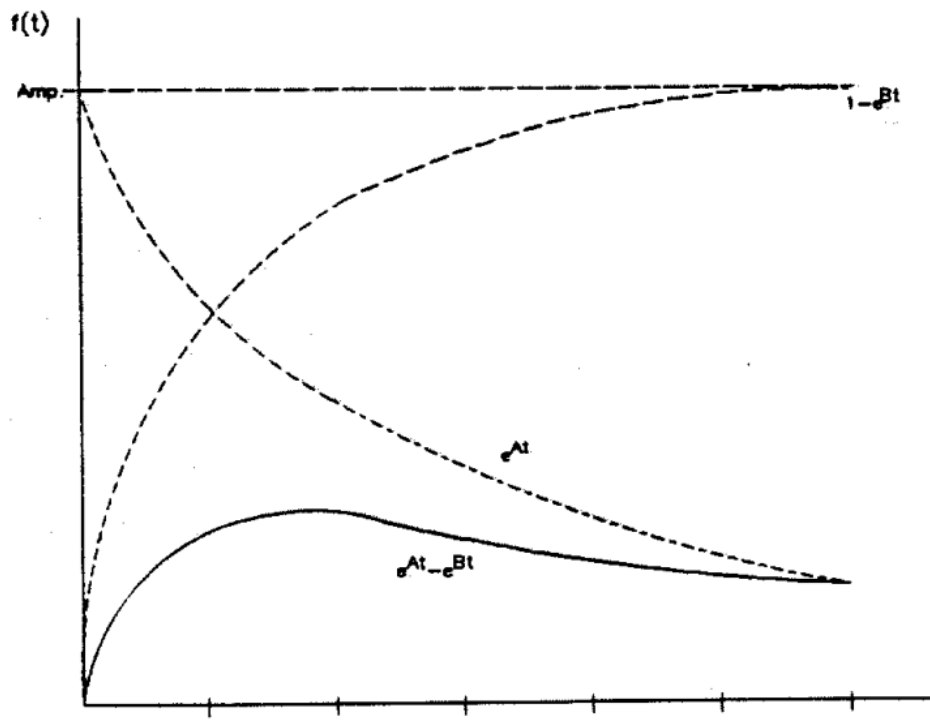
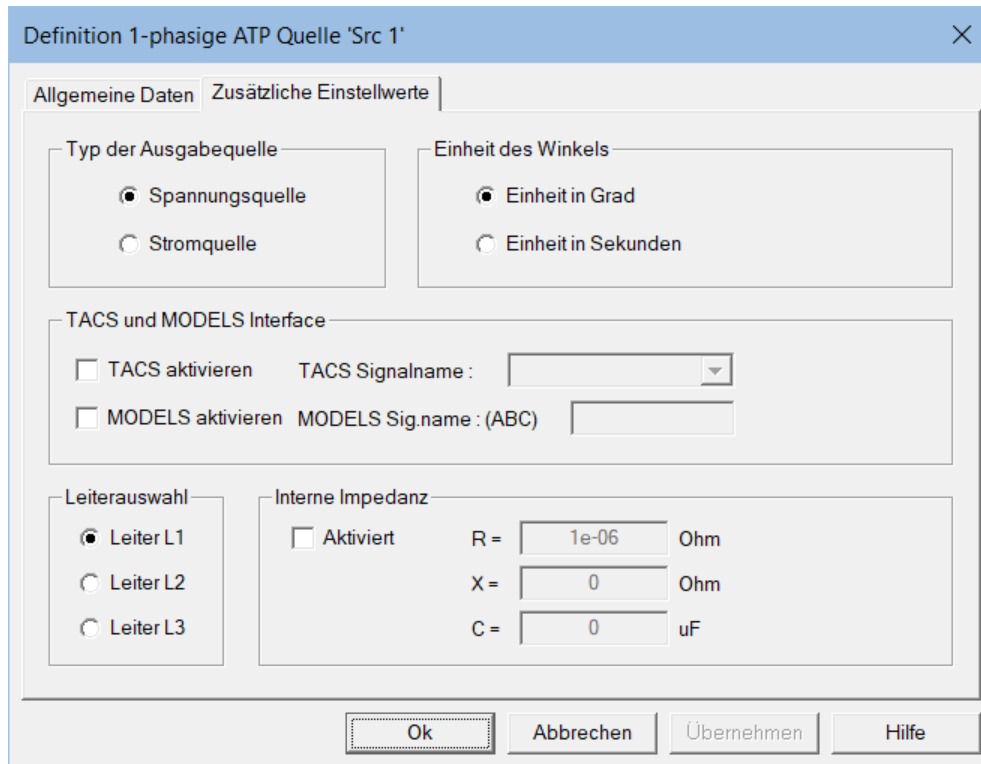
7.14.1.6 Betriebsart: Surge Function oder Heidler Modell

Abbildung 153: Surge Function oder Heidler Modell

7.14.2 Registerkarte *Zusätzliche Einstellwerte*

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt zusätzliche Einstellwerte für das Netzwerkelement.



The screenshot shows the 'Definition 1-phasige ATP Quelle 'Src 1'' dialog box with the 'Zusätzliche Einstellwerte' tab selected. The dialog is divided into several sections:

- Typ der Ausgabequelle:** Radio buttons for 'Spannungsquelle' (selected) and 'Stromquelle'.
- Einheit des Winkels:** Radio buttons for 'Einheit in Grad' (selected) and 'Einheit in Sekunden'.
- TACS und MODELS Interface:** Checkboxes for 'TACS aktivieren' and 'MODELS aktivieren'. The 'TACS Signalname' is set to a dropdown menu, and 'MODELS Sig.name' is set to '(ABC)'.
- Leiterauswahl:** Radio buttons for 'Leiter L1' (selected), 'Leiter L2', and 'Leiter L3'.
- Interne Impedanz:** A checkbox for 'Aktiviert' is unchecked. Below it are input fields for R (1e-06 Ohm), X (0 Ohm), and C (0 uF).

At the bottom are buttons for 'Ok', 'Abbrechen', 'Übernehmen', and 'Hilfe'.

Abbildung 154: Einstelldialog 1p. U/I-Quelle, Registerkarte *Zusätzliche Einstellwerte*

Einstellwert	Bedeutung
Typ der Ausgabequelle	Es kann zwischen einer Spannungsquelle und einer Stromquelle gewählt werden.
Einheit des Winkels	Einheit des Einstellwertes Winkel in der Registerkarte Allgemeine Daten
Leiterauswahl	Die 1-phasige Quelle kann zwischen einem Leiter L1, L2 oder L3 und Erde verbunden werden.
Interne Impedanz	Wie im nachfolgenden Kapitel erläutert kann eine in Serie oder parallel geschaltete Impedanz zu der Spannungs- oder Stromquelle hinzugefügt werden.

7.14.2.1 Interne Impedanz

Zusätzlich zu der idealen Spannungs- oder Stromquelle kann eine Impedanz in Serie oder parallelgeschaltet werden. Damit können ggfs. numerische Probleme vermieden werden. Zusätzlich ist eine Ausgabe der Spannungen und Ströme der internen Impedanz im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** zur Erzeugung eines **Diagramms** möglich.

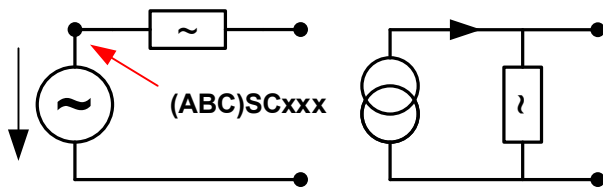


Abbildung 155: Internes Modell der 1-phasigen Spannungs- und Stromquelle

Es muss beachtet werden, dass die Komponenten R, X, und C unabhängig von dem Typ der Quelle immer in Serie geschaltet sind.

Einstellwert	Bedeutung
R	Resistanz
X	Reaktanz
C	Kapazität
Aktiviert	Interne Serienimpedanz wird aktiviert oder deaktiviert.

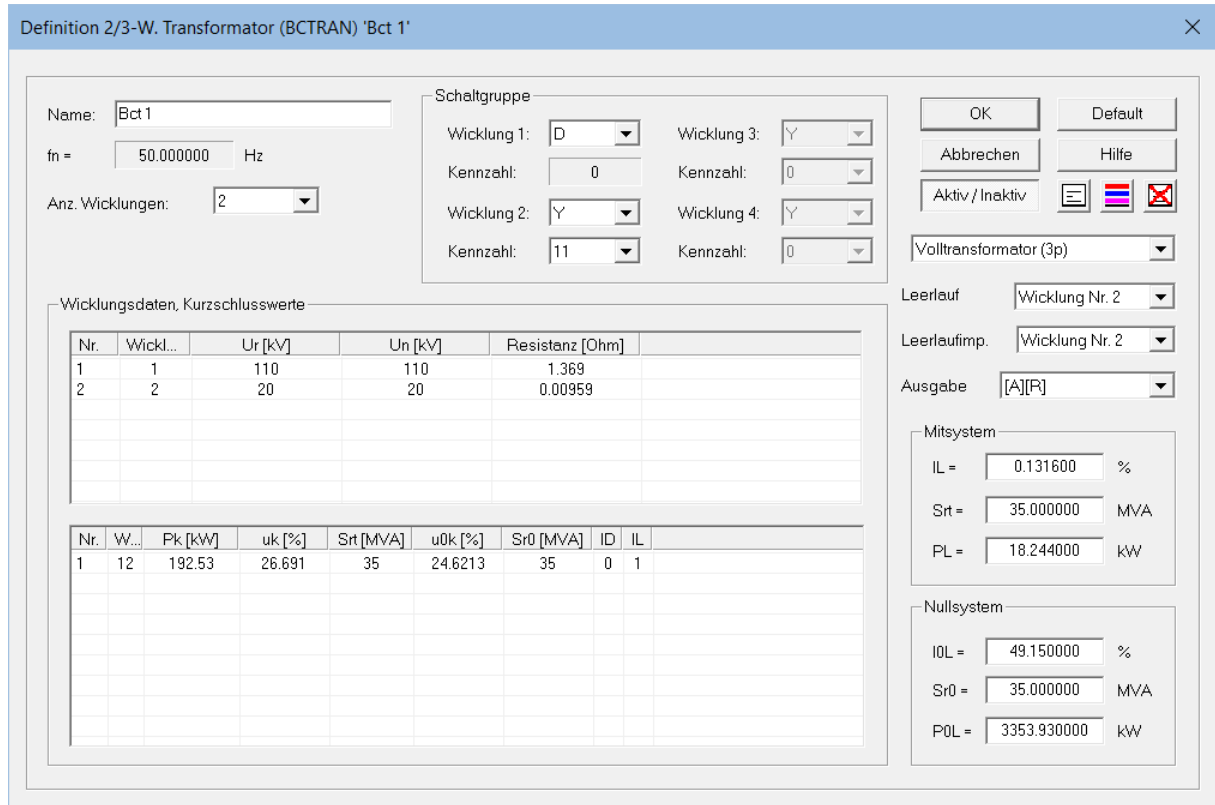
7.14.2.2 TACS und MODELS Interface

Darüber hinaus kann die 1-phasige Quelle durch eine [TACS](#)- oder [MODELS](#)-Funktion gesteuert werden. Mit Hilfe dieses Interfaces können für die Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge beliebige Zeitverläufe für ein 1-phasiges Spannungs- oder Stromsignal generiert werden. Mit den Einstellwerten [TACS](#) aktivieren oder [MODELS](#) aktivieren kann eines der beiden Eingabeinterfaces aktiviert werden. Im Weiteren muss dann der **TACS Signalname** oder der **MODELS Sig.name** definiert werden.

- ⇒ Es muss berücksichtigt werden, dass das [TACS/MODELS](#)-Interface nur für die **Be-
rechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet wird.

7.15 Transformator (2- und 3-Wicklungen) BCTRAN

Das ATP-Modell **BCTRAN** ermöglicht es, Transformatoren mit mehreren Wicklungen nachzubilden. ATPDesigner unterstützt aktuell nur 2- und 3-Wicklungstransformatoren. In nachfolgender Abbildung ist der Einstelldialog für einen 3-Wicklungstransformator dargestellt. Es wird empfohlen, für die Nachbildung von 2-Wicklungstransformatoren das Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung** zu verwenden, da dieses Modell mit den üblichen Typschilddaten einfacher einstellbar ist.



Definition 2/3-W. Transformator (BCTRAN) 'Bct 1'

Name: Bct 1

fn = 50.000000 Hz

Anz. Wicklungen: 2

Schaltgruppe

Wicklung 1: D Wicklung 3: Y
 Kennzahl: 0 Kennzahl: 0
 Wicklung 2: Y Wicklung 4: Y
 Kennzahl: 11 Kennzahl: 0

Wicklungsdaten, Kurzschlusswerte

Nr.	Wickl...	Ur [kV]	Un [kV]	Resistanz [Ohm]
1	1	110	110	1.369
2	2	20	20	0.00959

Nr.	W...	Pk [kW]	uk [%]	Srt [MVA]	u0k [%]	Sr0 [MVA]	ID	IL
1	12	192.53	26.691	35	24.6213	35	0	1

OK **Default**
Abbrechen **Hilfe**
 Aktiv / Inaktiv 
 Volltransformator (3p)
 Leerlauf: Wicklung Nr. 2
 Leerlaufimp.: Wicklung Nr. 2
 Ausgabe: [A][R]
Mitsystem
 IL = 0.131600 %
 Srt = 35.000000 MVA
 PL = 18.244000 kW
Nullsystem
 IOL = 49.150000 %
 Sr0 = 35.000000 MVA
 P0L = 3353.930000 kW

Abbildung 156: Einstelldialog 2- und 3-Wicklungstransformator BCTRAN

Alle bezogenen Betriebsmitteldaten beziehen sich auf die Hochspannungsseite, die im obigen Einstelldialog mit **Wicklung 1** bezeichnet wird.

Einstellwert	Bedeutung
Anz. Wicklungen	Anzahl Wicklung 2 oder 3 In beiden Tabellen wird die Nummer der Wicklung in der 2. Spalte Wicklung angegeben. - Spannungen und Resistanzen werden einer einzigen Wicklung zugeordnet. - Leistungen, Kurzschlussspannungen, etc. werden jeweils einem Wicklungspaar z.B. 12 = Wicklung 1 und Wicklung 2 zugeordnet.
Ur [kV]	Bemessungsspannung (Leiter-Leiter-Spannungen) der zugehörigen Wicklung 1, 2 oder 3 Die Bemessungsspannung wird zur Berechnung der Betriebsmitteldaten verwendet. - D-Schaltung: $U_r = U_{LL}$ (Leiter-Leiter-Spannung) - Y-Schaltung: $U_r = U_{LL}/\sqrt{3}$ (Leiter-Erd-Spannung)
Un [kV]	Nennspannung der zugehörigen Wicklung

	Die Nennspannung wird nicht zur Berechnung der Betriebsmitteldaten verwendet, sondern nur für die Einfärbung von Spannungsebenen bzw. zur Kontrolle der korrekten Nennspannung innerhalb einer Netzspannungsebene.
Resistanz [Ohm]	Widerstand der Wicklung gemessen bei Nennfrequenz Falls der Wicklungswiderstand nicht bekannt ist, kann der Wert durch das ATP aus der Kurzschlussverlustleistung P_k berechnet werden. Diese Berechnung gilt nur für einen 2- oder 3- Wicklungstransformator. Die Einstellungen dazu sind weiter unten angegeben.

Im Folgenden werden die Einstellwerte angegeben, die von jeweils 2 Wicklungen abhängig sind. Der **Index i** gibt die Wicklung an, an die eine Spannungsquelle angeschlossen wurde, der **Index j** die extern kurzgeschlossene Wicklung. Alle anderen Wicklungen sind offen d.h. darin kann kein Strom fließen.

Einstellwert	Bedeutung
P_k [kW]	Kurzschlussverluste im Mitsystem ▪ $P_{12} = P_{k12}$ ▪ $P_{13} = P_{k13}$ ▪ $P_{23} = P_{k23}$
u_k [%]	Kurzschlussimpedanz im Mitsystem ($100\% = U_r^2 / S_{r1}$) Der Einstellwert entspricht der Kurzschlussspannung u_k nach VDE 0102 (IEC 60909): U_{kr12}, U_{kr13}, U_{kr23}
S_{r1} [MVA]	Bezugsleistung im Mitsystem Die Bezugsleistung wird für die Windungen 12, 13 und 23 bezogen angegeben.
u_{0k} [%]	Kurzschlussimpedanz im Nullsystem ($100\% = U_r^2 / S_{r0}$): U_{kr012} , U_{kr013} , U_{kr023}
S_{r0} [MVA]	Bezugsleistung im Nullsystem Die Bezugsleistung wird für die Windungen 12, 13 und 23 bezogen angegeben.
ID	= 0: Die Reaktanz im Nullsystem wird aus der Nullimpedanz und dem Wicklungswiderstand des Mitsystems berechnet.
IL	= 1: Der Wicklungswiderstand im Mitsystem kann aus den Wirkverlustleistungen P_k berechnet oder durch die Einstellwerte Resistanz eingestellt werden. Die Berechnungsverfahren sind nachfolgend erläutert. = 0: Der Wirkwiderstand Resistanz wird als Wicklungswiderstand im Mitsystem verwendet. In dem Einstelldialog ist der Parameter IL = 1 eingestellt und kann nicht verändert werden.

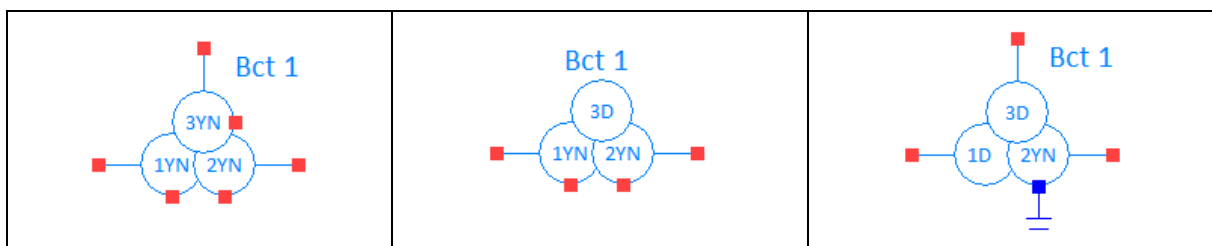
7.15.1 Extern beschaltbare Sternpunkte

Im Gruppenfeld **Schaltgruppe** kann die Schaltgruppe des Transformators eingestellt werden. Die Wicklungen in Sternschaltung können optional mit einem extern beschaltbaren Sternpunkt versehen werden.

7.15.2 Dreiecksausgleichswicklung

Wird eine Dreiecksausgleichswicklung benötigt, ist als **Schaltgruppe Dsc** zu verwenden.

- 3-Wicklungstransformator **YN-YN-YN**
- 3-Wicklungstransformator **YN-YN-D** mit Dreiecksausgleichswicklung **Dsc**
- 3-Wicklungstransformator **D-YN-D**



7.15.3 Mitsystem und Nullsystem

Die Einstellwerte werden verwendet, um das Verhalten des Transformators im Leerlauf in Mit- und Nullsystem einzustellen. Es wird davon ausgegangen, dass die Impedanzen in Mit- und Gegensystem identisch sind.

Einstellwert	Bedeutung
IL	Leerlaufstrom in % im Mitsystem
SrI	Bezugsleistung in MVA im Mitsystem
PL	Leerlaufwirkverlustleistung in kW im Mitsystem
IOL	Leerlaufstrom in % im Nullsystem
SrO	Bezugsleistung in MVA im Nullsystem
POL	Leerlaufwirkverlustleistung in kW im Nullsystem

Folgende Berechnungsgleichungen werden für die Berechnung der **Impedanzen im Mitsystem** verwendet, die nach einer stationären Netzberechnung im Tooltip angezeigt werden. Die Berechnungen werden auch vom ATP durchgeführt, um das interne Rechenmodell des Transformators **BCTAN** einzustellen. Es sind folgende Berechnungsvarianten anwendbar.

- **Variante 1:** $P_{12} > 0\text{ kW}$ und $P_{13} > 0\text{ kW}$ und $P_{23} > 0\text{ kW}$
Die **Resistenzen** R_{ij} werden mit Hilfe der **Kurzschlussverlustleistungen** P_{ij} berechnet. Die Einstellwerte **Resistanz** werden ignoriert.

$$R_{12} = \frac{P_{12}}{S_{rT12}} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}} \quad R_{13} = \frac{P_{13}}{S_{rT13}} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT13}} \quad R_{23} = \frac{P_{23}}{S_{rT23}} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT23}}$$

- **Variante 2:** $P_{12} = 0\text{kW}$ und $P_{12} = 0\text{kW}$ und $P_{12} = 0\text{kW}$
Die **Resistanzen** R_{ij} werden mit Hilfe der Einstellwerte **Resistanz** berechnet.

$$R_{12} = R_1 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot R_2 \quad R_{13} = R_1 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot R_3 \quad R_{23} = \ddot{u}_{r12}^2 \cdot R_2 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot R_3$$

- **Variante 3:** Eine oder zwei (aber nicht alle drei) $P_{ij} = 0\text{kW}$
Die **Resistanzen** R_{ij} und die Kurzschlussverlustleistungen werden verwendet. Es wird empfohlen, diese Variante nicht zu verwenden.

Wie an den nachfolgenden Berechnungsgleichungen zu erkennen ist, werden die Impedanzen auf die Bemessungsspannung von Wicklung 1 U_{r1} bezogen im Tooltip ausgegeben. Mit Hilfe der so ermittelten Impedanzen werden die nach **VDE 0102 (IEC 60909) [2]** benötigten **Impedanzkorrekturfaktoren** K_T berechnet. Diese werden nach VDE 0102 auch für die Impedanzen in Gegen- und Nullsystem verwendet.

Nach **VDE 0102 (IEC 60909) [2]** können die Kurzschlussimpedanzen eines 3-Wicklungs-Transformators wie folgt berechnet werden.

$$Z_{12} = \frac{u_{kr12}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}} \quad Z_{012} = \frac{u_{kr012}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT012}}$$

$$Z_{13} = \frac{u_{kr13}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT13}} \quad Z_{013} = \frac{u_{kr013}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT013}}$$

$$Z_{23} = \frac{u_{kr23}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT23}} \quad Z_{023} = \frac{u_{kr023}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT023}}$$

Berechnung für	Bedeutung
Bemessungsübersetzungsverhältnis	$\ddot{u}_{r12} = \frac{U_{r1}}{U_{r2}} > 1$ $\ddot{u}_{r13} = \frac{U_{r1}}{U_{r3}} > 1$
Wicklung 12	$Z_{12} = u_{kr12} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 $ Variante 1: $R_{12} = \frac{u_{Rr12}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}} \quad \text{mit } u_{Rr12} = \frac{P_{12}}{S_{rT12}}$ $X_{12} = \sqrt{Z_{12}^2 - R_{12}^2}$

	Variante 2: $R_{12} = \text{Resistanz}_1 + \ddot{u}_{r12}^2 \cdot \text{Resistanz}_2$ $X_{12} = \sqrt{Z_{12}^2 - R_{12}^2}$ Variante 3: $R_{12} = \text{Resistanz}_1 + \ddot{u}_{r12}^2 \cdot \text{Resistanz}_2$ $X_{12} = \sqrt{Z_{12}^2 - R_{12}^2}$ $\underline{Z}_{12} = R_{12} + jX_{12}$ VDE 0102 (IEC 60909): Berechnung des Impedanzkorrekturfaktors K_T $x_T = \frac{X_{12}}{\left(\frac{U_{r1}^2}{S_{12}} \right)}$ Der Spannungsfaktor $c_{\max}$ wird nach VDE 0102 mit der Nennspannung des Netzes ermittelt, das an der Unterspannungsseite des Transformators angeschlossen ist. ATPDesigner ermittelt dazu die kleinste Nennspannung U_n im Einstelldialog nach Abbildung 156 und verwendet zur Berechnung des Impedanzkorrekturfaktors K_T nach VDE 0102 die nachfolgende vereinfachte Gleichung. $K_T = \frac{0,95 \cdot c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot x_T}$
Wicklung 13	$Z_{13} = u_{kr13} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT13}} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_3 $ Variante 1: $R_{13} = \frac{u_{Rr13}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT13}} \quad \text{mit } u_{Rr13} = \frac{P_{13}}{S_{rT13}}$ $X_{13} = \sqrt{Z_{13}^2 - R_{13}^2}$ Variante 2: $R_{13} = \text{Resistanz}_1 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot \text{Resistanz}_3$ $X_{13} = \sqrt{Z_{13}^2 - R_{13}^2}$ Variante 3: $R_{13} = \text{Resistanz}_1 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot \text{Resistanz}_3$ $X_{13} = \sqrt{Z_{13}^2 - R_{13}^2}$ $\underline{Z}_{13} = R_{13} + jX_{13}$

	VDE 0102 (IEC 60909): Berechnung des Impedanzkorrekturfaktors K_T $x_T = \frac{X_{13}}{\left(\frac{U_{r1}^2}{S_{13}} \right)}$
Wicklung 23	$Z_{23} = u_{kr23} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT23}} = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 $ Variante 1: $R_{23} = \frac{u_{Rr13}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT23}}$ mit $u_{Rr23} = \frac{P_{23}}{S_{rT23}}$ $X_{23} = \sqrt{Z_{23}^2 - R_{23}^2}$ Variante 2: $R_{23} = \ddot{u}_{r12}^2 \cdot \text{Resistanz}_2 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot \text{Resistanz}_3$ $X_{23} = \sqrt{Z_{23}^2 - R_{23}^2}$ Variante 3: $R_{23} = \ddot{u}_{r12}^2 \cdot \text{Resistanz}_2 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot \text{Resistanz}_3$ $X_{23} = \sqrt{Z_{23}^2 - R_{23}^2}$ $\underline{Z}_{23} = R_{23} + jX_{23}$ VDE 0102 (IEC 60909): Berechnung des Impedanzkorrekturfaktors K_T $x_T = \frac{X_{23}}{\left(\frac{U_{r1}^2}{S_{23}} \right)}$

In der nachfolgenden Abbildung ist rechts das Ersatzschaltbild des 3-Wicklungstransformators im Mitsystem dargestellt.

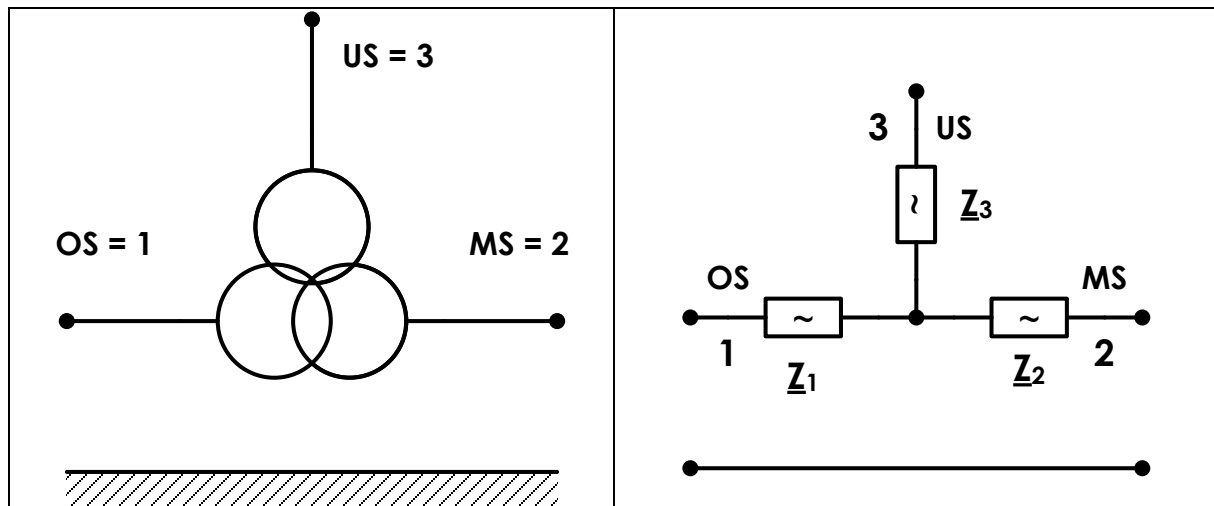


Abbildung 157: Ersatzschaltbild eines 3-Wicklungstransformators

Die Impedanzen des Ersatzschaltbildes können wie nachfolgend erläutert berechnet werden.

$$\underline{Z}_1 = \frac{1}{2} \cdot (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} - \underline{Z}_{23})$$

$$\underline{Z}_2 = \frac{1}{2} \cdot (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{13})$$

$$\underline{Z}_3 = \frac{1}{2} \cdot (\underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23} - \underline{Z}_{12})$$

Eine fehlerhafte Eingabe von Betriebsmitteldaten, die zu unzulässigen Kurzschlussimpedanzen führt, wird mit der Fehlermeldung angezeigt.

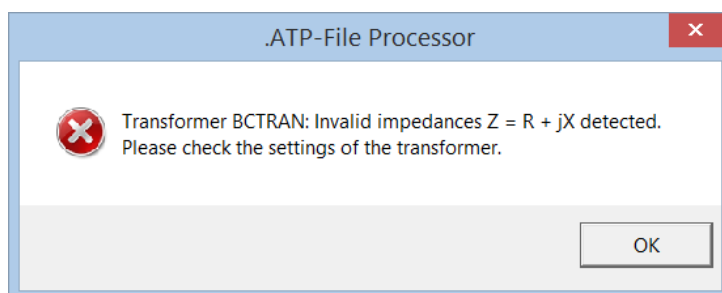


Abbildung 158: Transformator BCTRAN – Fehlermeldung

7.15.4 Wirkanteil der Kurzschlussimpedanzen im Nullsystem

Die Resistenzen im Nullsystem R_0 werden als erste Näherung mit den Resistenzen im Mitsystem R_1 gleichgesetzt.

7.15.5 Bezugsscheinleistungen im Mit- und Nullsystem

Die Bezugsscheinleistungen im Mit- bzw. im Nullsystem werden für die Wicklungspaare 12, 13 und 23 in MVA angegeben. Sie können in der Spalte **Srt [MVA]** bez. **Sr0 [MVA]** eingetragen werden.

7.15.6 Einstellwerte des Transformators BCTRAN im Leerlauf

Im Folgenden werden die Einstellwerte des Transformators BCTRAN im Leerlauf an Hand des Leerlaufversuches für einen 3-Wicklungstransformator erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
IL	Leerlaufstrom in % im Mitsystem
Srt	Bezugsleistung in MVA im Mitsystem
PL	Leerlaufwirkverlustleistung in kW im Mitsystem
IOL	Leerlaufstrom in % im Nullsystem
Sr0	Bezugsleistung in MVA im Nullsystem
POL	Leerlaufwirkverlustleistung in kW im Nullsystem

Die nachfolgenden Einstellungen für den Leerlaufbetrieb sind ebenfalls zu berücksichtigen.

Einstellwert	Bedeutung
Leerlauf	Wicklung, an welcher der Leerlaufversuch durchgeführt wurde (in der Regel die Niederspannungswicklung) Im ATP Handbuch wird diese Wicklung mit dem Kürzel IT bezeichnet.
Leerlaufimp.	Wicklung, über welcher der Magnetisierungsweig, d.h. die Leerlaufimpedanz angeordnet ist (in der Regel die Niederspannungswicklung, da diese aus Isolationsgründen am nächsten zum Eisenkern liegt) Im ATP Handbuch wird diese Wicklung mit dem Kürzel IW bezeichnet.

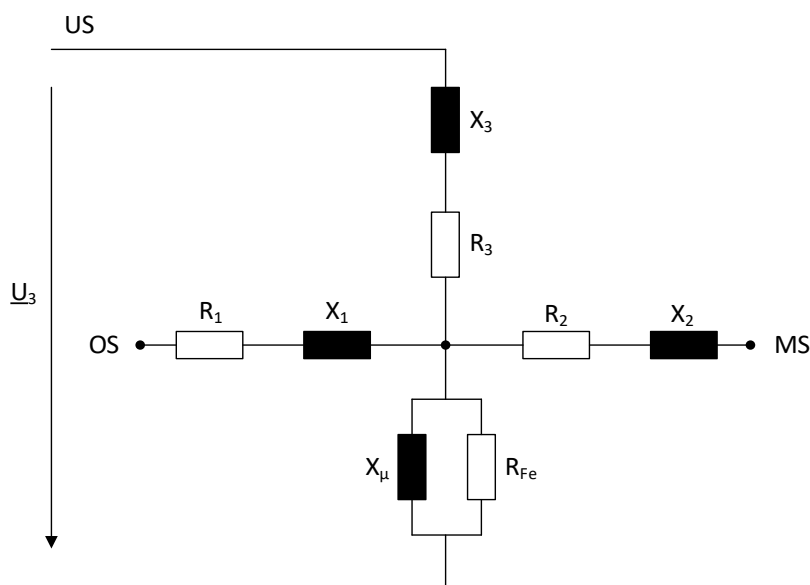


Abbildung 159: 1-phases Ersatzschaltbild des 3-Wicklungstransformators im Leerlauf

Je nachdem an welcher Wicklung der Leerlaufversuch durchgeführt, d.h. an welcher Wicklung die Spannungsquelle angeschlossen wurde, können mit der entsprechenden Spannung U_1 , U_2 oder U_3 im Leerlaufversuch und den gegebenen Betriebsmitteldaten die Hauptfeldreaktanz X_μ und der Eisenwiderstand R_{Fe} berechnet werden.

$$I_L [\%] = I_L \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_3}{S_{rt}} \cdot 100\%$$

$$Q_L = \sqrt{(\sqrt{3} \cdot I_L \cdot U_3)^2 - P_L^2}$$

$$X_\mu = \frac{U_3^2}{Q_L}$$

$$R_{Fe} = \frac{U_3^2}{P_L}$$

7.15.7 Knotennamen für den 3-Wicklungstransformator BCTRAN

Das ATP-basierte Modell verwendet folgende Knotennamen.

Knotennamen	
BC1xxx	Knotennamen des Sternpunktes Wicklung 1
BC2xxx	Knotennamen des Sternpunktes Wicklung 2
BC2xxx	Knotennamen des Sternpunktes Wicklung 3

7.15.8 Berechnung von Kurzschlussimpedanz und Wirkverlustleistung BCTRAN

ATPDesigner berechnet für den 2- und 3-Wicklungstransformator die Wirkverlustleistung und die Kurzschlussimpedanz und zeigt diese im Tooltip an. Die Berechnung der Kurzschlussimpedanzen erfolgt nach **VDE 0102 (IEC 60909)** [2]. Ist die Kurzschlussstromberechnung nach **VDE 0102 (IEC 60909)** aktiv, wird die Wirkverlustleistung nicht im Tooltip angezeigt.

Die Berechnung der Wirkverlustleistung setzt eine elektrisch symmetrische Bauweise des Transformators voraus und ist nur für den fehlerfreien Normalbetrieb eines Netzes vorgesehen. In allen anderen Anwendungsfällen ist die Berechnung der Wirkverlustleistung mit größeren Fehlern behaftet.

7.15.8.1 Wirkverlustleistung des 2-Wicklungstransformators

Die Kurzschlussimpedanz wird immer auf die Bemessungsspannung von Wicklung 1 bezogen berechnet. Unter der Annahme, dass der Transformator elektrisch symmetrisch ist, entspricht die Kurzschlussimpedanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem des Transformators.

$$Z_{12} = \frac{u_{kr12}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}}$$

$$R_{12} = \frac{u_{Rr12}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}} \quad \text{mit } u_{Rr12} = \frac{P_{12}}{S_{rT12}} \quad (0.2)$$

$$X_{12} = \sqrt{Z_{12}^2 - R_{12}^2}$$

[Bct 1] 400kVA
 Einstellwerte: Ur1=0.4kV; Ur2=20kV; Sr12=0.4MVA; Schaltgruppe D-Y
 1: UL1=11.459kV=99.239%; UL2=11.459kV=99.239%; UL3=11.459kV=99.239%
 2: UL1=0.229kV=99.111%; UL2=0.229kV=99.111%; UL3=0.229kV=99.111%
 1: Imax=1.516A=13.133%; IL1w=1.516A; IL2w=1.516A; IL3w=1.516A
 2: Imax=140.468A=24.330%; IL1w=140.468A; IL2w=140.468A; IL3w=140.468A
 R12=2.500000hm; X12=39.9217990hm; Z12=40.0000000hm; Pv=17.968kW

Abbildung 160: Kurzschlussimpedanz des 2-Wicklungstransformators

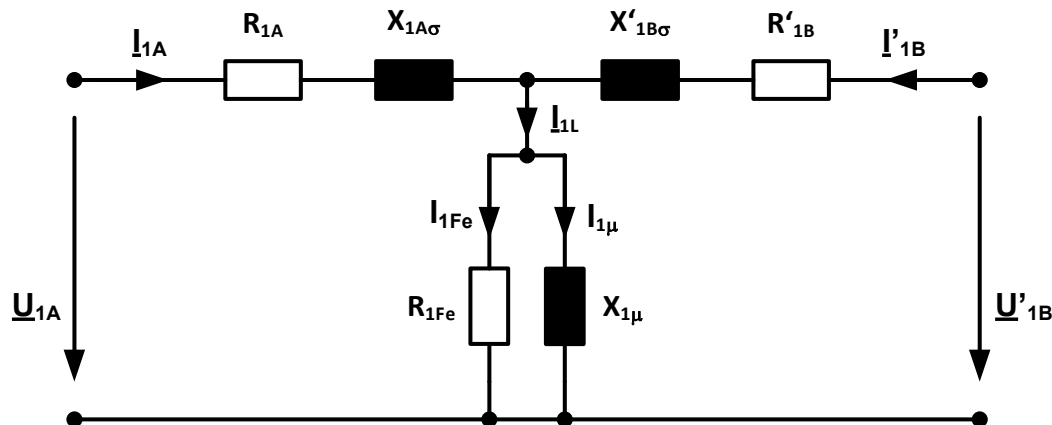


Abbildung 161: Ersatzschaltbild des Transformators im Mitsystem

Die Wirkverlustleistung P_v des Transformators setzt sich aus zwei Anteilen zusammen:

- **Wirkverlustleistung P_k der Kurzschlussimpedanz (Kurzschlussverluste)**

Die Kurzschlussverluste sind im Wesentlichen abhängig von den Wicklungsströmen und den Resistanzen der Wicklungen. Die Kurzschlussverluste werden immer mit den Wicklungsströmen von Wicklung 1 berechnet. Es wird angenommen, dass das Verhältnis der Wicklungsströme der beiden Wicklungen dem Bemessungsübersetzungsverhältnis entspricht.

$$I_{1A} \approx -I'_{1B} = \frac{I_{1B}}{\ddot{u}_{r12}} \quad \text{mit } \ddot{u}_{r12} = \frac{U_{r1}}{U_{r2}}$$

Die Berechnung der Kurzschlussverluste erfolgt mit den Leiterströmen von Wicklung 1 des natürlichen Systems. Die Kurzschlussimpedanz R_k je Leiter kann wegen der elektrisch symmetrischen Bauweise gleich der Kurzschlussimpedanz des Transformators im Mitsystem gewählt werden.

$$R_k = R_{1A} + R'_{1B} = R_{1A} + \ddot{u}_{rT}^2 \cdot R_{1B}$$

Da die Berechnung der Wirkverlustleistung im natürlichen System erfolgt, können die Leiterströme I_{L1} , I_{L2} und I_{L3} verwendet werden. Dadurch ist es möglich,

die Wirkverlustleistung auch für unsymmetrische Wicklungsströme zu berechnen. Die Wirkverlustleistung P_k kann nach Gleichung **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** in ausreichender Genauigkeit berechnet werden.

$$P_k = R_{L1} \cdot I_{L1}^2 + R_{L2} \cdot I_{L2}^2 + R_{L3} \cdot I_{L3}^2$$

■ Wirkverlustleistung des Transformatorkerns P_{Fe} (Leerlaufverluste)

Die Leerlaufverluste des Transformators sind im Wesentlichen abhängig von den Wirkverlusten im Transformatorkern, die durch den ohmschen Anteil des Magnetisierungsstrom I_{Fe} verursacht werden. Die Leerlaufverluste werden auch als Eisenverluste bezeichnet. Die Wirkverluste, die durch den ohmschen Anteil des Magnetisierungsstrom I_{Fe} in den Wicklungen des Transformators verursacht werden, werden vernachlässigt.

Üblicherweise werden die Eisenverluste eines 2-Wicklungstransformators durch drei Resistenzen R_{Fe} in Sternschaltung nachgebildet. Die Resistenz R_{Fe} wird aus der Bemessungs-Leerlaufverlustleistung P_{rL} und der Bemessungsspannung U_r der Wicklungen, an welche die Sternschaltung angeschlossen werden soll, berechnet.

$$R_{Fe} = \frac{U_r^2}{P_{rL}}$$

Sind die drei Ströme durch die drei Resistenzen der Sternschaltung bekannt, so können die tatsächlich entstehenden Eisenverluste des 2-Wicklungstransformators nach Gleichung **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** auch für unsymmetrische Leiter-Erd-Spannungen berechnet werden.

$$P_{Fe} = R_{Fe} \cdot I_{FeL1}^2 + R_{Fe} \cdot I_{FeL2}^2 + R_{Fe} \cdot I_{FeL3}^2$$

Für die Wirkverlustleistung P_V des Transformators gilt:

$$P_V = P_k + P_{Fe}$$

7.15.8.2 Wirkverlustleistung des 3-Wicklungstransformators

Die Berechnung der Kurzschlussimpedanzen zwischen zwei Wicklungen erfolgt unter der Bedingung, dass die dritte Wicklung offen betrieben wird. Die Kurzschlussimpedanzen werden auf die Bemessungsspannung von Wicklung 1 bezogen wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_{12} = (u_{Rr12} + ju_{x12}) \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}} = R_{12} + jX_{12} \quad \text{mit } u_{x12} = \sqrt{u_{kr12}^2 - u_{Rr12}^2}$$

$$\underline{Z}_{13} = (u_{Rr13} + ju_{x13}) \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT13}} = R_{13} + jX_{13} \quad \text{mit } u_{x13} = \sqrt{u_{kr13}^2 - u_{Rr13}^2}$$

$$\underline{Z}_{23} = (u_{Rr23} + ju_{x23}) \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT23}} = R_{23} + jX_{23} \quad \text{mit } u_{x23} = \sqrt{u_{kr23}^2 - u_{Rr23}^2}$$

Daraus können die Kurzschlussimpedanzen der drei Wicklungen $\underline{Z}_1$, $\underline{Z}_2$ und $\underline{Z}_3$ bezogen auf die Bemessungsspannung von Wicklung 1 berechnet werden.

```
[Bct 2] Bct 2
Einstellwerte: Ur1=110kV; Ur2=20kV; Ur3=20kV
Einstellwerte: Sr12=35MVA; Sr13=35MVA; Sr23=35MVA
1: UL1=63.412kV=99.848%; UL2=63.412kV=99.848%; UL3=63.412kV=99.848%
2: UL1=11.524kV=99.797%; UL2=11.524kV=99.797%; UL3=11.524kV=99.797%
3: UL1=11.526kV=99.822%; UL2=11.526kV=99.822%; UL3=11.526kV=99.822%
1: Imax=3.084A=1.679%; IA=3.084A; IB=3.084A; IC=3.084A
2: Imax=29.335A=2.903%; IA=29.335A; IB=29.335A; IC=29.335A
3: Imax=0.015A=0.008%; IA=0.015A; IB=0.015A; IC=0.015A
R12=1.9017250hm; R13=1.9017250hm; R23=1.9017250hm; Pv=18.278kW
X12=92.2550010hm; X13=92.2550010hm; X23=92.2550010hm
Z12=92.2746000hm; Z13=92.2746000hm; Z23=92.2746000hm
```

Abbildung 162: Kurzschlussimpedanzen und Wirkleistungsverluste des 3-Wickl.transformators

ATPDesigner ermittelt in der .LST-Datei die Wicklungsströme der drei Wicklungen und berechnet bezogen auf Wicklung 1 die Kurzschlussverlustleistung P_k . Mit den ohmschen Realteilen R_1 , R_2 und R_3 der drei Kurzschlussimpedanzen ergibt sich für die Kurzschlussverlustleistung P_k :

$$P_k = R_1 \cdot I_{L1}^2 + R_2 \cdot I_{L2}^2 + R_3 \cdot I_{L3}^2$$

Die Berechnung der Wirkverlustleistung des Transformator-kerns (Leerlaufverluste) erfolgt wie in Kapitel 7.15.8.1 für den 2-Wicklungstransformator beschrieben.

Für die Wirkverlustleistung des Transformators gilt:

$$P_V = P_k + P_{Fe}$$

7.16 Niederohmige Verbindung und Messleitung

Das Netzwerkelement **Verbindung** kann als niederohmige 1-, 2- oder 3-phasige Verbindung von zwei Netzknoten verwendet werden.

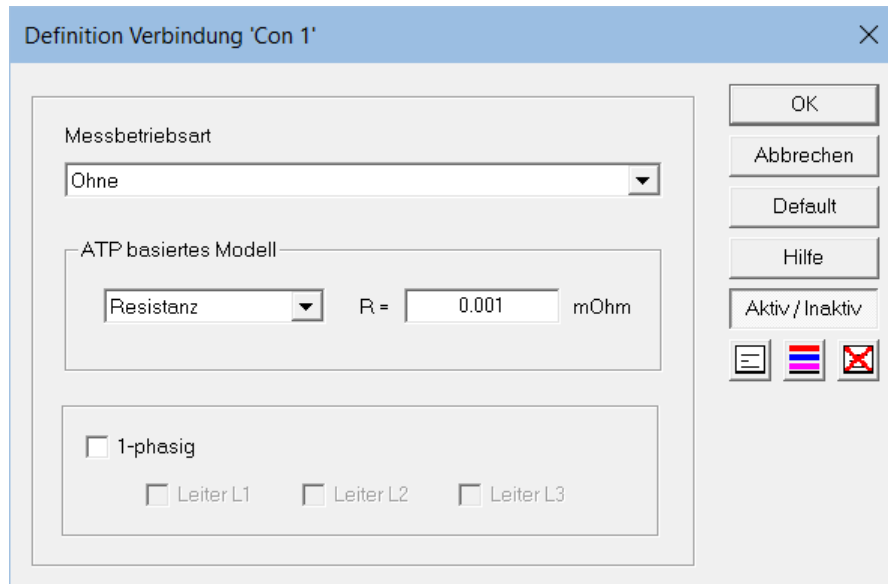


Abbildung 163: Einstelldialog **Verbindung**

Einstellwert	Bedeutung
Messbetriebsart	Messfunktion ▪ Ohne Keine Messfunktion ▪ Spannung UL123, Ströme IL123,IE Messung der drei Leiter-Erd-Spannungen, der drei Leiterströme und des Summenstromes ▪ 3-phasige Messleitung Das Netzwerkelement wird für mehrere Funktionen als Messleitung (Measuring Line) verwendet z.B. für den Differentialschutz, die Schutzlogik oder andere schutztechnische Funktionen.
ATP basiertes Modell	▪ Resistanz Eine Längsresistanz wird als internes elektrisches Modell verwendet. Der Einstellwert R ist einstellbar. ▪ Messgerät Eine Messeinrichtung (ATP Measuring Switch) wird als internes elektrisches Modell verwendet.
1-phasig	Das Netzwerkelement kann 1-, 2- oder 3-phasig verwendet werden.

7.16.1 Messleitung für Differentialschutz, etc.

Das Netzwerkelement [Verbindung](#) kann als logische **Messleitung** (in der Zeichenfarbe **grün**) in der Betriebsart **3-phasige Messleitung** verwendet werden. In dieser Betriebsart wird das Netzwerkelement durch einen Widerstand nachgebildet, dient aber nur der logischen Verknüpfung von elektrischen Netzbetriebsmitteln wie z.B. [Schutzgeräten](#) untereinander oder Schutzgeräte mit dem Netzwerkelement [TACS/Schutzlogik](#).

Das Netzwerkelement **Messleitung** wird wie das elektrische Netzwerkelement Verbindung mit zwei Netzknoten verbunden.

- Den Toolbar-Button  im Sinne eines Schalters mit einem **Left Mouse Button Click** einschalten
- Das rote Kreuz des Mauszeigers über einem Netzknoten positionieren und mit einem **Left Mouse Button Click** verbinden.
- Den Vorgang für den zweiten Verbindungsknoten wiederholen.
- Den Menüpunkt **Messleitung einfügen** im Menü **Netzwerk Design** anwählen
Das Netzwerkelement wird in der Mitte des Zeichenbereiches eingefügt.

Das Netzwerkelement kann in der Betriebsart **3-phasige Messleitung** mit schon verbundenen Netzknoten verbunden werden. In Abbildung 164 sind beispielhaft die Messleitungen für einen 3-Bein-Differentialschutz dargestellt.

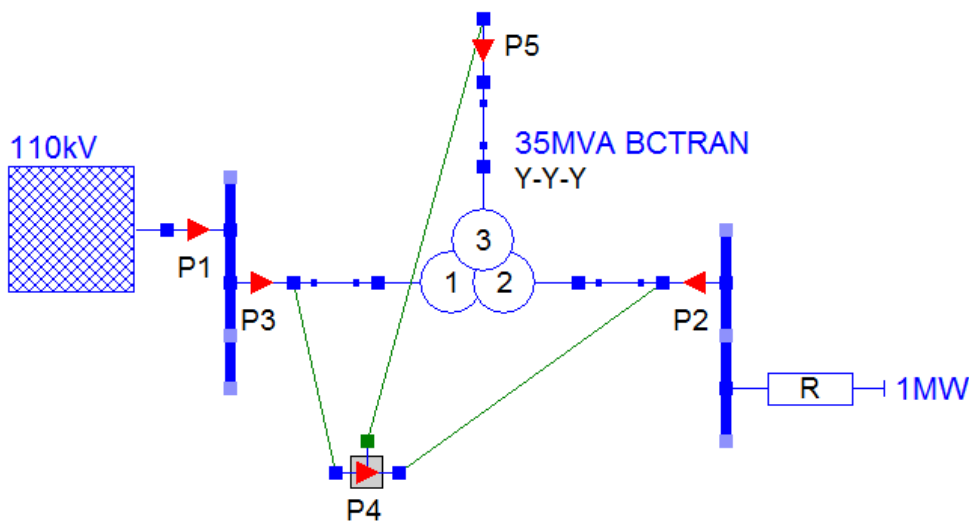


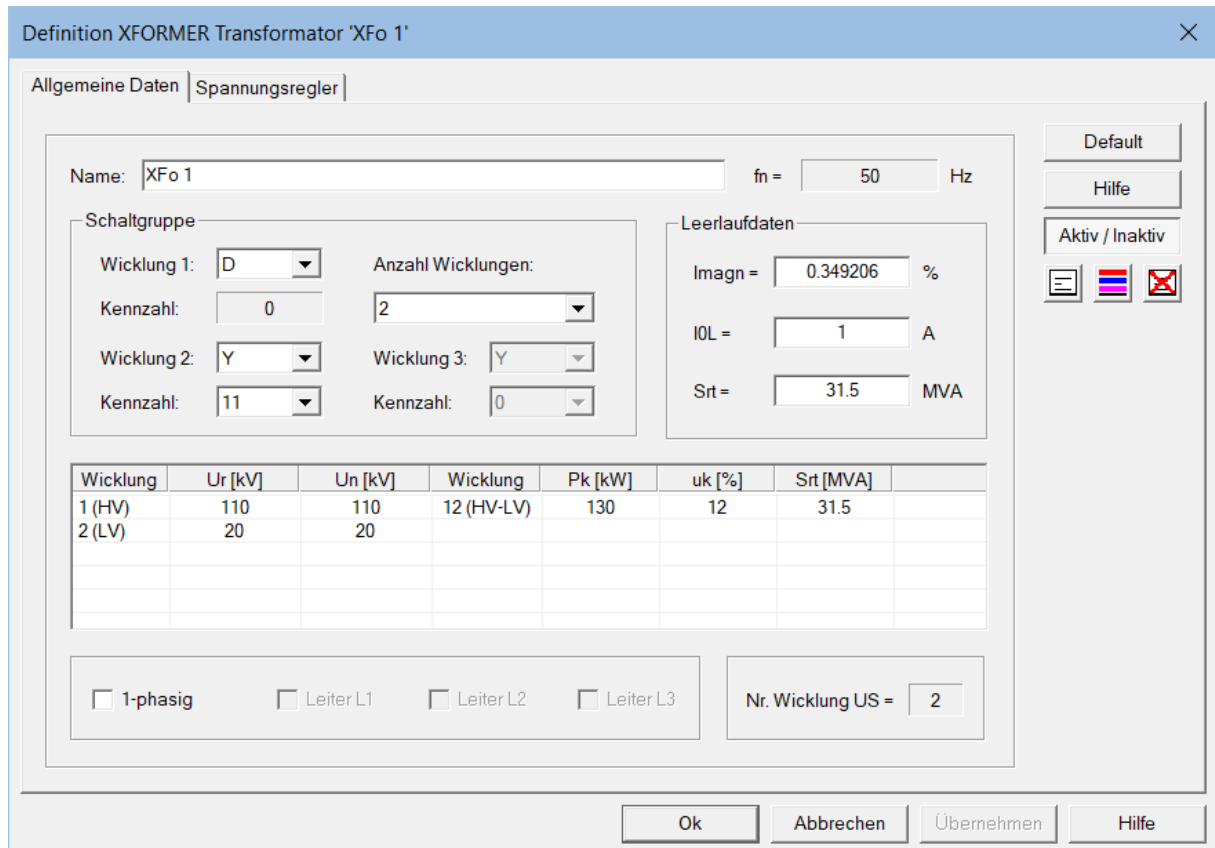
Abbildung 164: Verwendung von Messleitungen beim Differentialschutz

7.16.2 Messleitung – Verbindung für die Schutzlogik

Die grüne Linie der **Messleitung** wird auch als logische Verbindung der [Schutzlogik](#) zwischen den Logikblöcken und den externen Betriebsmitteln wie z.B. [Schutzgeräte](#) und [Schalter](#) verwendet.

7.17 Transformator XFormer – Transformatorbank oder Längsspannungsregler

Der Transformator **XFormer** ist eine 3-phasige Transformatorbank bestehend aus drei 1-phasigen Transformatoren. Als Option können die 1-Phasen-Transformatoren auch einzeln verwendet werden. Darüber hinaus ist es möglich, mit Hilfe des Transformators einen **Längsspannungsregler** nachzubilden, die in der Lastflussberechnung iterativ die Leiter-Erd-Spannung am Ausgang des Längsspannungsreglers in einem einstellbaren Spannungsband einregelt. Der Einstelldialog ist nachfolgend abgebildet.



Definition XFORMER Transformator 'XFo 1'

Allgemeine Daten | Spannungsregler

Name: XFo 1 fn = 50 Hz

Schaltungsgruppe

Wicklung 1: D Anzahl Wicklungen: 2

Kennzahl: 0

Wicklung 2: Y Wicklung 3: Y

Kennzahl: 11 Kennzahl: 0

Leerlaufdaten

Imagn = 0.349206 %

I0L = 1 A

Srt = 31.5 MVA

Wicklung	Ur [kV]	Un [kV]	Wicklung	Pk [kW]	uk [%]	Srt [MVA]
1 (HV)	110	110	12 (HV-LV)	130	12	31.5
2 (LV)	20	20				

☐ 1-phasig ☐ Leiter L1 ☐ Leiter L2 ☐ Leiter L3 Nr. Wicklung US = 2

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 165: Einstelldialog Transformator XFormer – Registerkarte Allgemeine Daten

Einstellwert	Bedeutung
Name	Anwenderspezifischer Name
fn	Netznennfrequenz
Wicklung 1	Schaltung: D, Y Die Kennzahl k der Wicklung ist fest auf 0 eingestellt und stellt den Bezug für die Kennzahlen der Wicklungen 2 und 3 dar.
Wicklung 2	Schaltung: D, Y Die Kennzahl k der Wicklung kann direkt unterhalb des Einstellwertes ausgewählt werden.
Wicklung 3	Schaltung: D, Y Die Kennzahl k der Wicklung kann direkt unterhalb des Einstellwertes ausgewählt werden.
Anzahl Wicklungen	Anzahl Wicklungen des Transformators

1-phasig	Falls aktiv: Der Transformator kann als 1-, 2- oder 3-phasige Transformatorbank verwendet werden. Falls inaktiv: Der Transformator wird als 3-phasige Transformatorbank verwendet.
Leiter L1	1-Phasen-Transformator Leiter L1 aktiv
Leiter L2	1-Phasen-Transformator Leiter L2 aktiv
Leiter L3	1-Phasen-Transformator Leiter L3 aktiv

Die **Leerlaufdaten des Transformators** werden an Wicklung 1 bei Leerlauf der Wicklungen 2 und 3 d.h. bei offenen Anschlussklemmen gemessen.

Einstellwert	Bedeutung
Imagn	Leerlaufstrom in %
IOL	Leerlaufstrom in A
Srt	Bezugsleistung zur Berechnung des Leerlaufstromes in MVA

Die **Kurzschlussimpedanz des Transformators** wird mit den nachfolgenden Einstellwerten eingestellt.

Einstellwert	Bedeutung
Ur [kV]	Bemessungsspannung der zugehörigen Wicklung 1, 2 oder 3 Die Bemessungsspannung wird zur Berechnung der Betriebsmitteldaten verwendet. ▪ D-Schaltung: $U_r = U_{LL}$ (Leiter-Leiter-Spannung) ▪ Y-Schaltung: $U_r = U_{LL}/\sqrt{3}$ (Leiter-Erd-Spannung)
Un [kV]	Nennspannung der zugehörigen Wicklung Die Nennspannung wird nicht zur Berechnung der Betriebsmitteldaten verwendet, sondern nur für die Einfärbung von Spannungsebenen.
Wicklung	Nummer Wicklung
Pk [kW]	Kurzschlussverluste im Mitsystem
uk [%]	Kurzschlussimpedanz im Mitsystem ($100\% = U_r^2 / S_{rt}$)
Srt [MVA]	Bezugsleistung im Mitsystem Die Bezugsleistung wird für die Wicklungen 12, 13 und 23 bezogen angegeben.

7.17.1 Längsspannungsregler mit dem Transformator XFormer

Mit Hilfe des Transformators **XFormer** kann ein **Längsspannungsregler** nachgebildet werden, der in der Lastflussberechnung iterativ die Leiter-Erd-Spannung an seinem Ausgang in einem einstellbaren Spannungsband einregelt. Hinsichtlich der Arbeitsweise muss berücksichtigt werden, dass der Längsregler aus drei unabhängig voneinander arbeitenden Spannungsreglern je Leiter L1, L2 und L3 besteht. Der Längsregler arbeitet leiterselektiv und ist auch in der Lage, unsymmetrische Leiter-Erd-Spannungen am Ausgang des Längsreglers zu symmetrieren. Aus Sicht der symmetrischen Komponenten ist der Längsregler in der Lage, sowohl im Mitsystem als auch in Gegen- und Nullsystem eine Längsspannung einzuprägen. Der Einstelldialog mit Grundeinstellung des Spannungsreglers ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

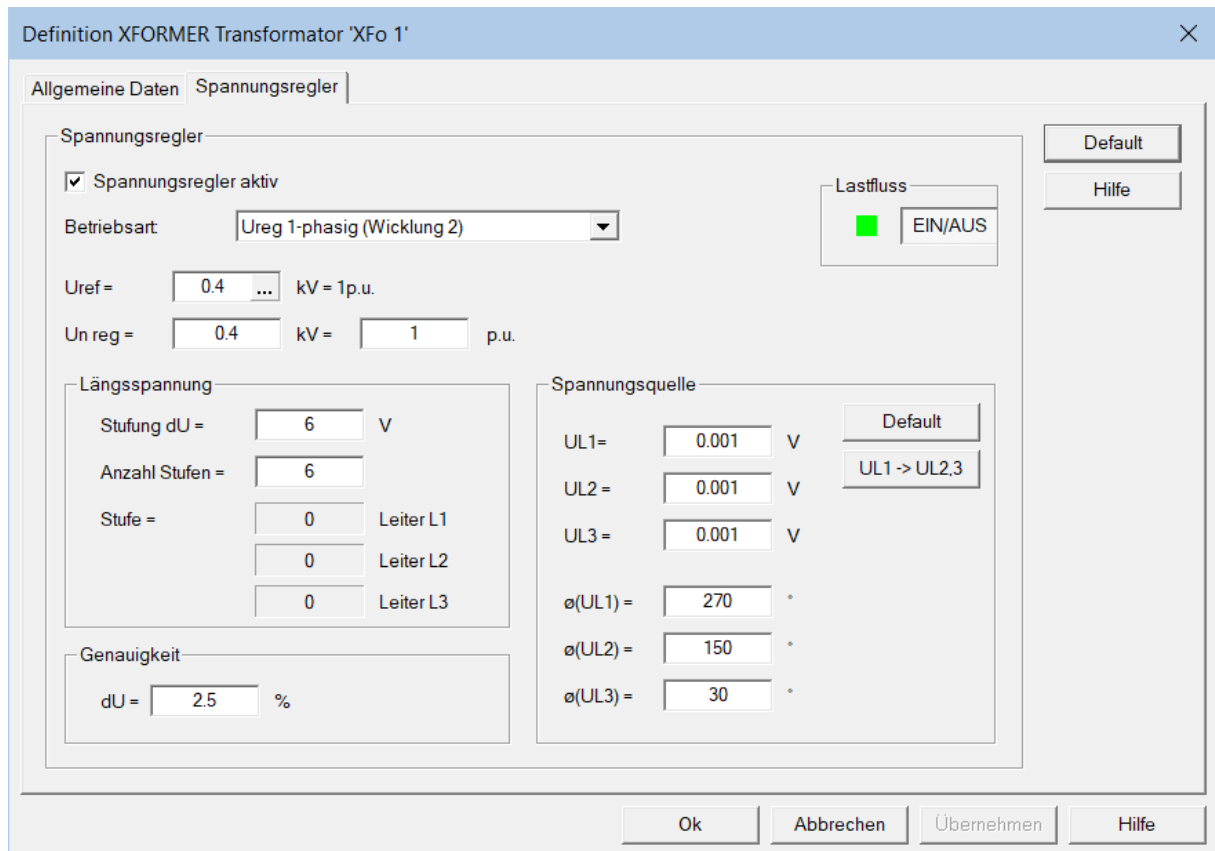


Abbildung 166: Einstelldialog Transformator XFormer – Registerkarte Spannungsregler

Einstellwert	Bedeutung
Spannungsregler aktiv	Falls aktiv wird das Modell des Längsspannungsreglers aktiviert. ⇒ Es muss beachtet werden, dass in diesem Fall einige der Einstellwerte der Registerkarte Allgemeine Daten fest eingestellt und gegen eine Änderung geschützt werden. ⇒ Durch die Aktivierung der Option wird automatisch die Schaltgruppe Yy0 in der Registerkarte Allgemeine Daten eingestellt.
Betriebsart	▪ Ureg 1-phasig (Wicklung 1) Der Regelalgorithmus verwendet die Leiter-Erd-Spannung an Wicklung 1 (HV) des Spannungsreglers als Regelspannung. ▪ Ureg 1-phasig (Wicklung 2) Der Regelalgorithmus verwendet die Leiter-Erd-Spannung an Wicklung 1 (HV) des Spannungsreglers als Regelspannung.

Uref	Referenzspannung des Längsreglers
Un reg	SOLL-Spannung in kV oder p.u. Der p.u.-Wert wird auf den Einstellwert Uref bezogen berechnet.
Stufung dU	Betrag der Schrittweite der Längsspannung Die Längsspannung kann additiv oder subtraktiv verwendet werden. Dadurch ist es möglich, die Netzspannung am Ausgang des Längsreglers zu erhöhen oder zu verringern.
Anzahl Stufen	Anzahl Inkremente der Längsspannung Entsprechend der Einstellung können z.B. maximal 6 Schritte zu je $\pm 6V$ Längsspannung = $\pm 36V$ verwendet werden.
Genauigkeit dU	SOLL-Genauigkeit in %Un reg für die Leiter-Erd-Spannungen am Ausgang des Längsreglers
Lastfluss EIN/AUS	EIN : Der Längsregler wird in der Lastflussberechnung berücksichtigt. AUS : Der Längsregler wird in der Lastflussberechnung nicht berücksichtigt.

In der Gruppe **Spannungsquelle** werden im Falle einer konvergenten Lastflussberechnung Betrag und Phasenwinkel der drei idealen 1-phasigen Spannungsquellen angegeben, die durch den Regelalgorithmus iterativ im Verlauf der Lastflussberechnung eingestellt werden.

⇒ Um den Regelalgorithmus des Längsreglers zu aktivieren, muss die Option **Lastfluss: Lasten** z.B. in der **Lastfluss Toolbar**  aktiviert werden.

In den nachfolgenden Erläuterungen wird jeweils nur einer der drei unabhängig voneinander arbeitenden 1-phasigen Längsspannungsregler betrachtet.

Die Spannung der idealen Spannungsquelle im Sekundärkreis des Stromwandlers wird leiterselektiv aus der am Ausgang messbaren Leiter-Erd-Spannung abgeleitet. Durch den Vergleich des Betrages der gemessenen Leiter-Erd-Spannung U_{LE} mit der **Reglernennspannung** $U_{n\ ref}$ unter Berücksichtigung der **Genauigkeit dU** sowie der **Stufung dU** wird der Betrag der idealen Spannungsquelle ermittelt.

Das Modell des Längsreglers verwendet je Leiter einen realen Stromwandler, in dessen Sekundärkreis mit Hilfe einer idealen Spannungsquelle eine definierte Spannung eingeprägt wird. Eingang und Ausgang des Längsreglers sind elektrisch leitend verbunden. Der Primärkreis des realen Stromwandlers wird zwischen Eingang und Ausgang durch eine **Längsreaktanz** X_k mit idealen Stromwandler in Serienschaltung nachgebildet. Die Längsreaktanz wird durch die Einstellwerte in der Registerkarte **Allgemeine Daten** definiert.

In den Datenblättern handelsüblicher Längsregler wird in aller Regel der Betrag der **Kurzschlussimpedanz** Z_{KT} je Leiter angegeben. Daraus lassen sich die Einstellwerte für den **XFormer** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** berechnen. Es muss beachtet werden, dass die Daten immer auf einen der drei Längsregler bezogen sind.

$$u_k = S_{rT} \cdot \frac{Z_{KT}}{U_n^2}$$

Wert	Bedeutung
S_{rT}	Bemessungsleistung (Typenleistung) des Längsreglers je Leiter
U_n	Nennspannung
Z_{kT}	Betrag der Kurzschlussimpedanz

Einstellungen zur Berechnung der Längsreaktanz sind in der nachfolgenden Abbildung beispielhaft angegeben.

- ⇒ In der Registerkarte **Allgemeine Daten** müssen Bemessungs- und Nennspannungen von Oberspannungsseite 1 (HV) und Unterspannungsseite 2 (LV) gleich der **Nennspannung U_n reg** des Spannungsreglers in der Registerkarte **Spannungsregler** eingestellt werden.

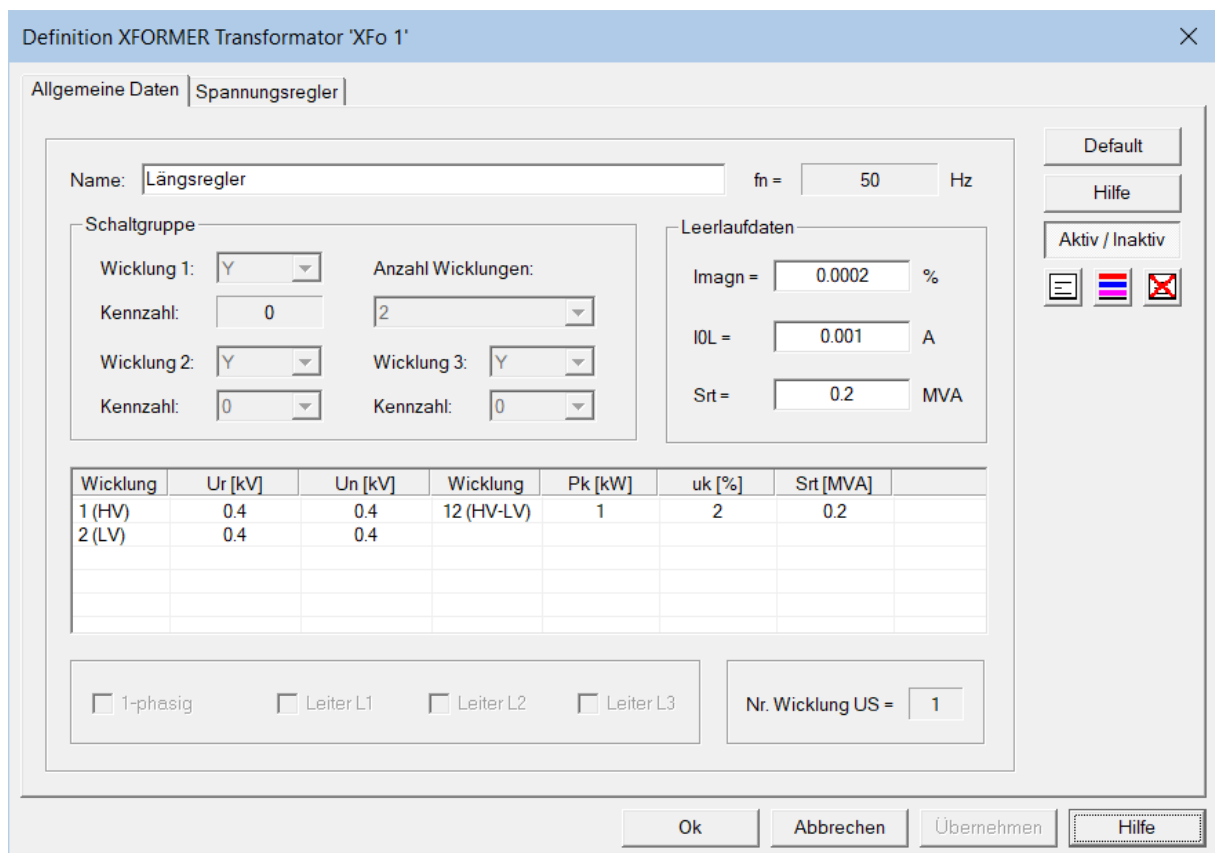
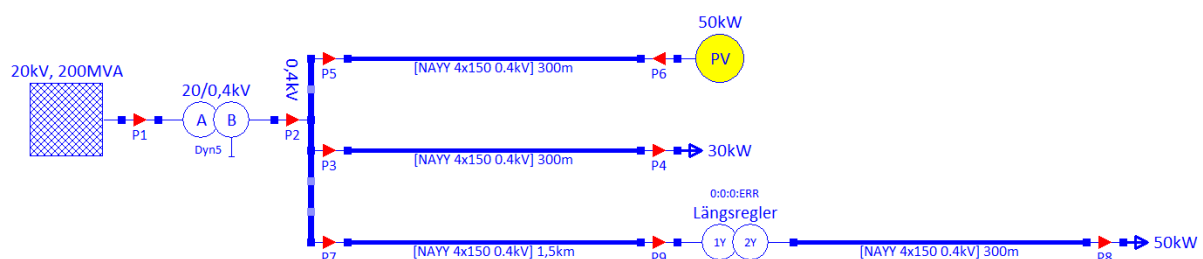


Abbildung 167: Einstellungen der Längsreaktanz des Längsreglers

In dem nachfolgend dargestellten Niederspannungsnetz ist in einem Leitungsabgang nach einer Leitungslänge von 1,5km ein Längsregler eingebaut.



Wie in der nachfolgenden Abbildung zu sehen ist, hat der Längsregler in allen drei Leitern L1, L2 und L3 die Stufe 4:4:4:OK eingestellt. Die Spannung an der **Verbraucherlast** beträgt 98,3%, am Eingang des Längsreglers (1Y) dagegen nur 89,9%.

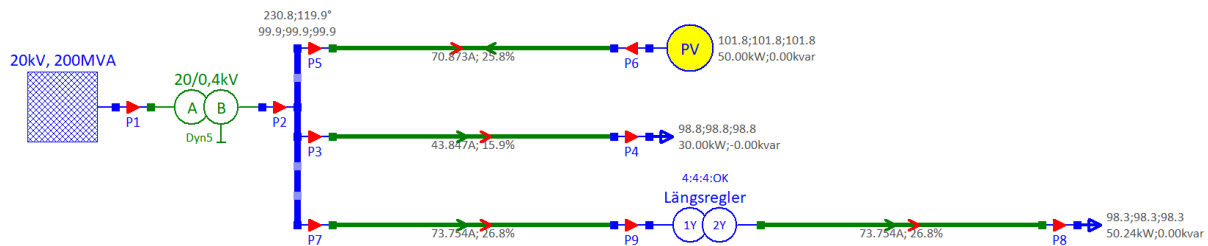
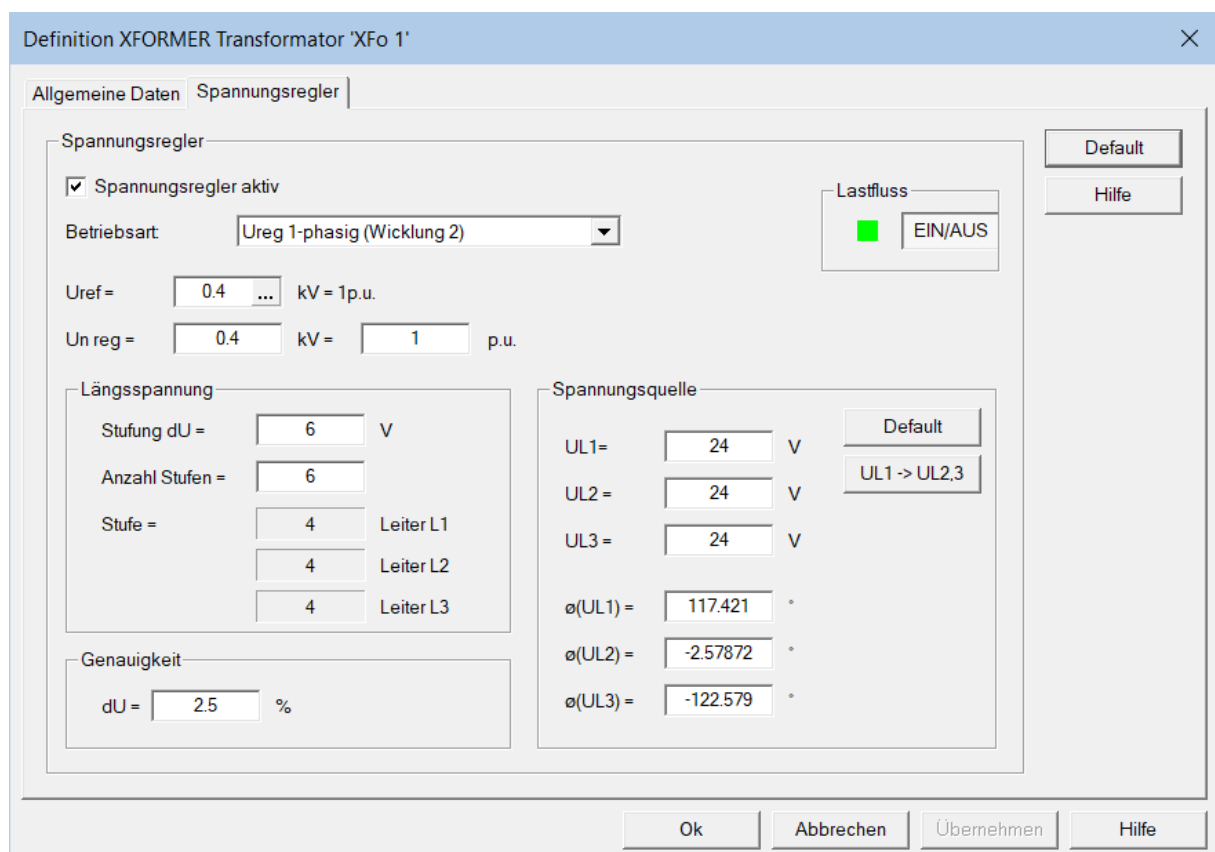


Abbildung 168: Niederspannungsnetz mit Spannungsregler

Wie in der vorangehenden Abbildung zu erkennen ist, ist das grafische Symbol des Längsreglers identisch mit dem eines 2-Wicklungs-Transformators. Unabhängig von dem grafischen Symbol muss berücksichtigt werden, dass die beiden Wicklungsknoten des Längsreglers galvanisch verbunden sind.

Wie in dem nachfolgenden Einstelldialog in der Gruppe **Spannungsquelle** zu sehen ist, hat der Regelalgorithmus je Leiter eine Spannungsquelle von 24V im Sekundärkreis des Stromwandlers eingestellt. Das entspricht Stufe 4 des Längsreglers.



Die vom Regelalgorithmus ermittelten komplexen Zeiger der Längsspannungen werden im Einstelldialog in der Gruppe **Spannungsquelle** angezeigt, können aber auch manuell verändert werden.

Einstellwert	Bedeutung
--------------	-----------

UL1	Betrag der additiven Längsspannung in Leiter L1
UL2	Betrag der additiven Längsspannung in Leiter L2
UL3	Betrag der additiven Längsspannung in Leiter L3
$\emptyset(\text{UL1})$	Phasenwinkel der additiven Längsspannung in Leiter L1 bezogen auf die Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ am Ausgang des Längsreglers
$\emptyset(\text{UL2})$	Phasenwinkel der additiven Längsspannung in Leiter L2 bezogen auf die Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L2}$ am Ausgang des Längsreglers
$\emptyset(\text{UL3})$	Phasenwinkel der additiven Längsspannung in Leiter L3 bezogen auf die Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L3}$ am Ausgang des Längsreglers

7.18 Spezielle Eigenschaften von Betriebsmitteln

7.18.1 Trenner, Trennschalter, Lasttrennschalter

Trennschalter, Trenner oder Lasttrennschalter werden ggfs. von den Betriebsmitteln als interne modellspezifische Komponente bereitgestellt. Trennschalter können nur durch den Anwender manuell nicht aber durch [Schutzgeräte](#) geöffnet oder geschlossen werden.

- [Leitungstrennschalter einer Leitung](#)
- [Abgangstrennschalter einer Sammelschiene](#)

7.18.1.1 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Click*

Das Öffnen und Schließen des Schalters per **Right Mouse Button Click** erfolgt analog zu dem [Öffnen und Schließen des Schalters eines Mess/Schutzgerätes](#).

7.18.1.2 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Menu*

Das Öffnen und Schließen des Schalters per **Right Mouse Button Menu** erfolgt analog zu dem [Öffnen und Schließen des Schalters eines Mess/Schutzgerätes](#).

7.19 TACS – Komponenten für die Nachbildung von Analogrechnern

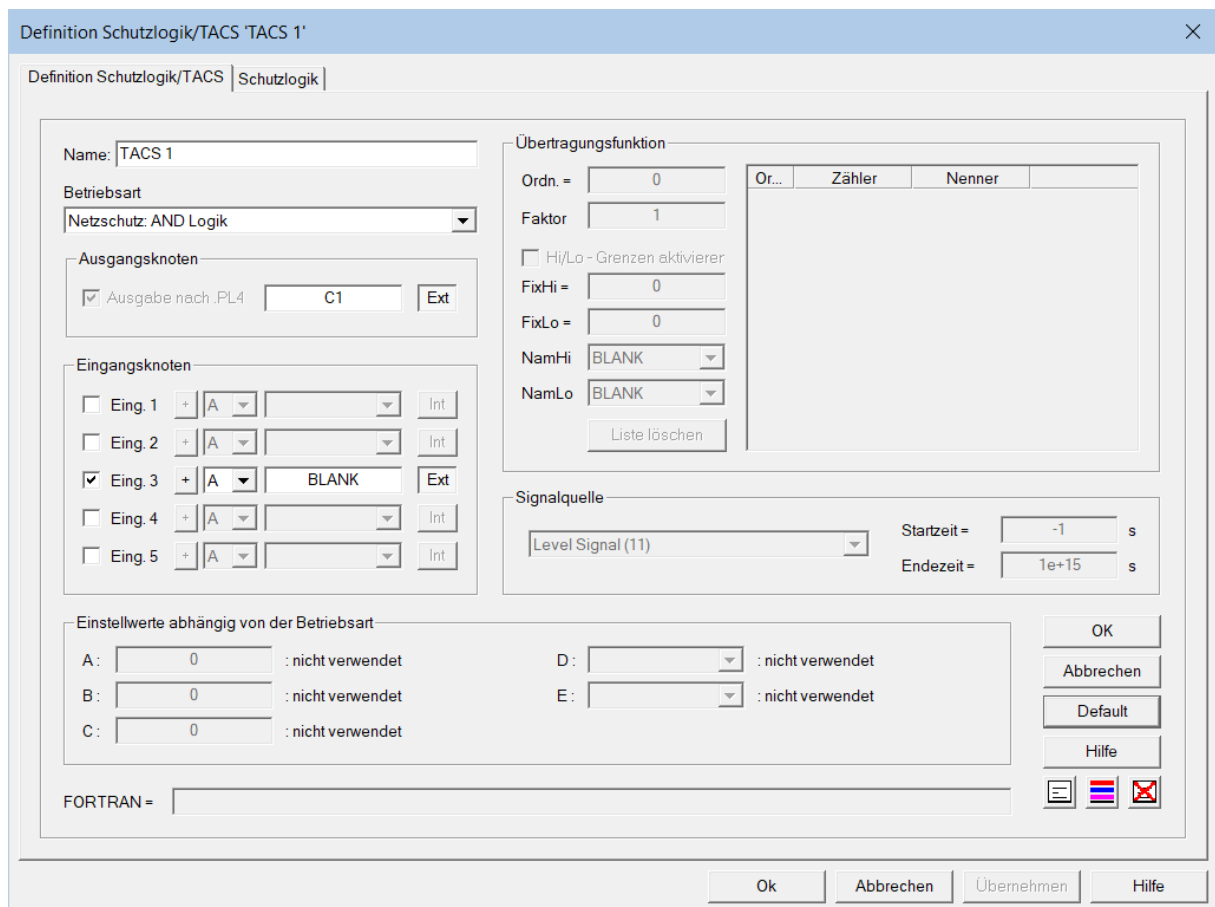
Das Netzwerkelement **TACS** wird vom ATP verwendet, um Komponenten von Analogrechnern nachzubilden.

"**TACS** is an acronym derived from the name **Transient Analysis of Control Systems**. In very general terms, it directly provides the user with modeling that normally is associated with an analog computer. As already mentioned, TACS function like an analog computer. But it adds to this algebraic and logical processing, so it really is more general. It is particularly useful to the EMTP because signals can be passed between the electric network and TACS, with the result functioning like a hybrid computer. In this mode, TACS allows the simulation of hvdc converters and static var controllers, as well as control circuitry associated with rotating machinery."

(Quelle: ATP Rule Book).

- ⇒ Das Netzwerkelement **TACS** kann nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** eingesetzt werden.

ATPDesigner verwendet das Netzwerkelement als grafischen Platzhalter für die Realisierung der [Logikfunktionen für die Schutztechnik](#). Für diese Funktionen wird die Registerkarte **Schutzlogik** verwendet, welche die benötigten Einstellwerte der ersten Registerkarte **Definition Schutzlogik/TACS** zusammenfassend und kompakt zur Verfügung stellt.



The screenshot shows the 'Definition Schutzlogik/TACS' dialog box, specifically the 'Schutzlogik' tab. The dialog is titled 'Definition Schutzlogik/TACS 'TACS 1'' and contains the following sections:

- Name:** TACS 1
- Betriebsart:** Netzschutz: AND Logik
- Ausgangsknoten:**
 - ☒ Ausgabe nach .PL4
 - C1
 - Ext
- Eingangsknoten:**
 - ☐ Eing. 1: A, Int
 - ☐ Eing. 2: A, Int
 - ☒ Eing. 3: A, BLANK, Ext
 - ☐ Eing. 4: A, Int
 - ☐ Eing. 5: A, Int
- Übertragungsfunktion:**
 - Ordn. = 0
 - Faktor 1
 - ☐ Hi/Lo - Grenzen aktivier
 - FixHi = 0
 - FixLo = 0
 - NamHi: BLANK
 - NamLo: BLANK
 - Liste löschen
- Signalquelle:**
 - Level Signal (11)
 - Startzeit = -1 s
 - Endezeit = 1e+15 s
- Einstellwerte abhängig von der Betriebsart:**
 - A: 0 : nicht verwendet
 - B: 0 : nicht verwendet
 - C: 0 : nicht verwendet
 - D: : nicht verwendet
 - E: : nicht verwendet
- FORTRAN =**

Buttons at the bottom: OK, Abbrechen, Übernehmen, Hilfe.

Abbildung 169: Einstelldialog des Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS**

7.20 RLC Serienimpedanz - RLC Impedance

Das Netzwerkelement **RLC Serienimpedanz** stellt eine 3-phasige oder 1/2/3-phasige Serien- oder Parallelimpedanz mit zwei Knoten zur Verfügung. Das Netzwerkelement wird in der iterativen **Lastflussberechnung** nicht wie die **Lastimpedanz** als Konstantleistungssenke sondern nur als konstante Impedanz berücksichtigt.

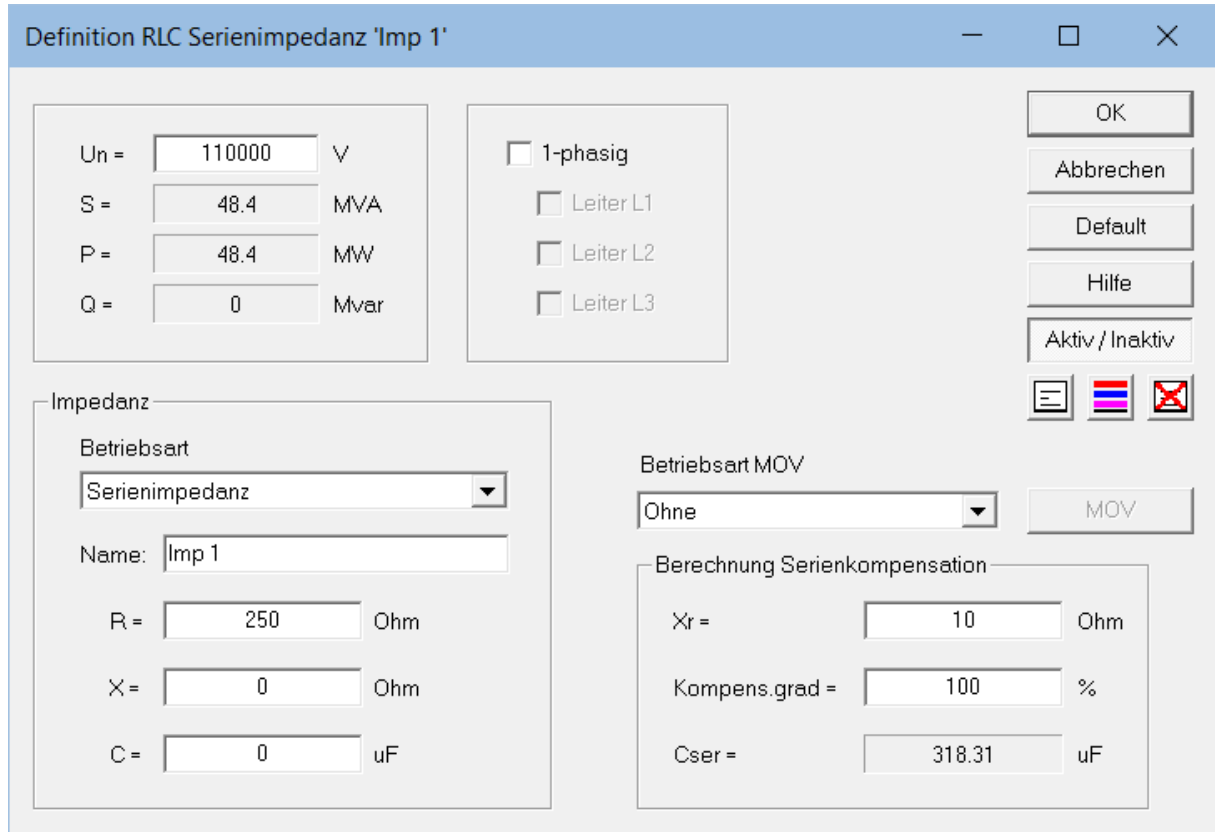


Abbildung 170: Einstelldialog des Netzwerkelementes RLC Serienimpedanz

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung in V
R	Resistanz in Ohm
X	Reaktanz in Ohm
C	Kapazität in μF

Die Eingabe des Wertes = 0 für die Einstellwerte R, X und C bedeutet, dass die zugehörige Komponente für die resultierende Impedanz $\underline{Z}$ nicht berücksichtigt wird.

- $R = 0$ und $C = 0$: $\underline{Z} = jX$
- $C = 0$: $\underline{Z} = R + jX$

Einstellwert	Bedeutung
S	3-phasige Scheinleistung
P	3-phasige Wirkleistung
Q	3-phasige Blindleistung

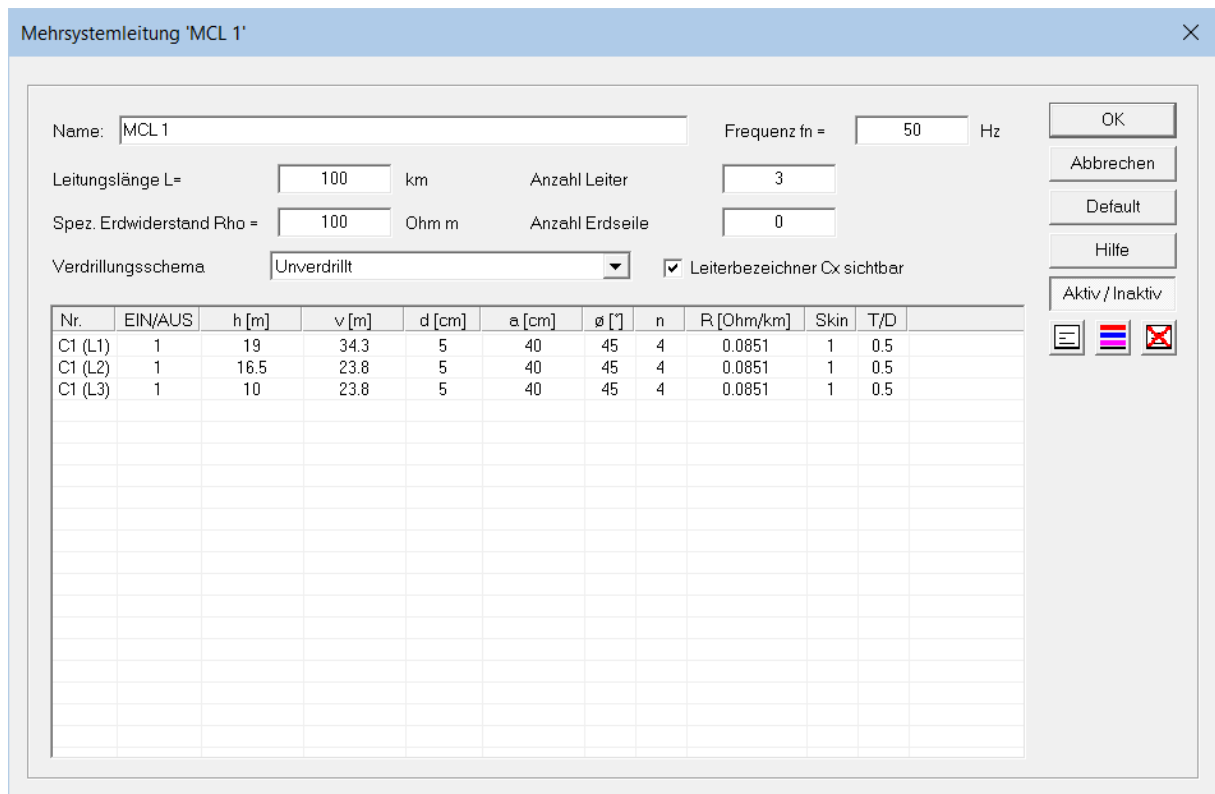
7.21 MODELS – Programmiersprache des ATP

Das ATP bietet die Möglichkeit, mit der eigenen objektorientierten Programmiersprache **MODELS** eigene Modelle und andere Komponenten in die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** zu integrieren.

- ⇒ Die Programmiersprache **MODELS** kann nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** eingesetzt werden.

7.22 Mehrsystemleitung – Multi Circuit Line

Die **Mehrsystemleitung** kann dazu verwendet werden, Leitungen mit beliebigen Mastgeometrien nachzubilden. In eingeschränktem Maße können auch nicht abgeschirmte Erdkabel mit beliebiger Verlegegeometrien z.B. auf Kabelverlegeeinrichtungen nachgebildet werden. Das numerische Modell ist nicht für die Berechnung abgeschirmter Leitungen geeignet.



Mehrsystemleitung 'MCL 1'

Name: Frequenz fn = Hz

Leitungslänge L = km Anzahl Leiter

Spez. Erdwiderstand Rho = Ohm m Anzahl Erdseile

Verdrillungsschema ☒ Leiterbezeichner Cx sichtbar

Nr.	EIN/AUS	h [m]	v [m]	d [cm]	a [cm]	ø [°]	n	R [Ohm/km]	Skin	T/D
C1 (L1)	1	19	34.3	5	40	45	4	0.0851	1	0.5
C1 (L2)	1	16.5	23.8	5	40	45	4	0.0851	1	0.5
C1 (L3)	1	10	23.8	5	40	45	4	0.0851	1	0.5

Buttons: OK, Abbrechen, Default, Hilfe, Aktiv / Inaktiv

Abbildung 171: Einstelldialog Mehrsystemleitung

Einstellwert	Bedeutung
Frequenz fn	Nennfrequenz, die zur Berechnung der Impedanzmatrix der Mehrsystemleitung in dem ATP Präprozessormodul LINE CONSTANTS verwendet wird.
Leitungslänge	Länge der Mehrsystemleitung
Spez. Erdwiderstand Rho	Spezifischer Erdwiderstand zur Nachbildung der Impedanz des Erdreiches entsprechend den Gleichungen von Pollacek und Carson.
Verdrillungs-schema	▪ Unverdrillt Die Mehrfachleitung wird entsprechend den geometrischen daten als vollständig unsymmetrisch nachgebildet.

	▪ Vollständig verdreht (symmetrisch) Die Mehrfachleitung wird als vollständig verdrehte Leitung nachgebildet. Bezogen auf die Netzknoten der Mehrfachleitung kann die Mehrsystemleitung als vollständig elektrisch symmetrisch betrachtet werden.
Anzahl Leiter	Anzahl (logischer) Leiter der Mehrsystemleitung Es ist hier zu beachten, dass ein Bündelleiter als ein (logischer) Leiter betrachtet wird.
Anzahl Erdseile	Anzahl der Erdseile der Mehrsystemleitung
Leiterbezeichner Cx sichtbar	Falls aktiv werden an den beiden Knoten jedes (logischen) Leiters der Mehrsystemleitung Bezeichner Cx eingeblendet, welche eine eindeutige Zuordnung der Tabellenzeilen mit den zugehörigen Einstellwerten zu den (logischen) Leitern der Mehrsystemleitung ermöglichen.

Die im Einstelldialog der Mehrsystemleitung enthaltene Tabelle dient zur Einstellung der geometrischen und elektrischen Kennwerte für jeden einzelnen (logischen) Leiter.

7.22.1 Einfach- und Bündelleiter

7.22.1.1 Einfachleiter: 3-phasige Drehstromleitung bestehend aus Einfachleitern

Jeder (logische) Leiter der 3-phasigen Drehstromleitung **Cx(L1)**, **Cx(L2)** und **Cx(L3)** besteht nur aus einem physikalischen Leiter.

7.22.1.2 Bündelleiter: 3-phasige Drehstromleitung bestehend aus Bündelleitern

Jeder (logische) Leiter der 3-phasigen Drehstromleitung **Cx(L1)**, **Cx(L2)** und **Cx(L3)** besteht aus einem Bündelleiter mit 2, 3, 4, ... physikalischen Einzelleitern.

Einstellwert	Bedeutung
Nr.	Bezeichner des Leiters oder Bündelleiters der Mehrsystemleitung ▪ Cx (Ly) Leiter oder Bündelleiter x = 1, 2, 3, ... Einzelleiter y = 1, 2 oder 3 ▪ Gx Erdseil x = 1, 2, 3, ...
EIN/AUS	▪ 0 = Der physikalische Leiter des Einfachleiters oder alle Leiter des Bündelleiters werden in der Netzberechnung nicht berücksichtigt, sind also elektrisch inaktiv. ▪ 1 = Der physikalische Leiter des Einfachleiters oder alle Leiter des Bündelleiters werden in der Netzberechnung berücksichtigt, sind also elektrisch aktiv. Hinweis Wird ein Einfachleiter oder ein Bündelleiter mit dem Einstellwert elektrisch deaktiviert, so wird die zugehörige Linie der zugehörigen Drehstromleitung hellblau gezeichnet.

h [m]	▪ Einzelleiter Horizontaler Abstand des Leiters von der horizontalen Bezugslinie ▪ Bündelleiter Horizontaler Abstand des Mittelpunktes des Bündelleiters von der horizontalen Bezugslinie
v [m]	▪ Einzelleiter Vertikaler Abstand des Leiters von der vertikalen Bezugslinie ▪ Bündelleiter Vertikaler Abstand des Mittelpunktes des Bündelleiters von der vertikalen Bezugslinie
d [cm]	Durchmesser des Leiters der Einfachleitung bzw. der Leiter des Bündelleiters
a [cm]	Abstand der Leiter des Bündelleiters zueinander
ϕ [°]	Winkeldrehung des Bündelleiters
n	Anzahl Leiter des Bündelleiters, sonst = 1
R [Ohm/km]	Spezifischer Widerstand der Leiter
Skin	▪ 0 = Skineffekt wird nicht berücksichtigt ▪ 1 = Skineffekt wird berücksichtigt
T/D	▪ T = Dicke des leitenden Materials für einen röhrenförmigen Leiter ▪ D = Außendurchmesser für einen röhrenförmigen Leiter Für runde Vollleiter kann T/D = 0,5 verwendet werden.

7.22.2 Mehrsystemleitung - Vertikale und horizontale Bezugslinie

Die Berechnung der Impedanzmatrix der Mehrsystemleitung basiert auf der Verwendung der geometrischen Positionen der Leiter im Falle von Einfachleitern oder der Einzelleiter im Falle von Bündelleitern. Dabei sind die Abstände der Leiterseile zueinander und vom Erdbereich sowie Durchhang etc. von Interesse. Daher muss vor der Eingabe der geometrischen Daten eine vertikale und eine horizontale Bezugslinie festgelegt werden, auf die alle geometrischen Daten bezogen berechnet und in der Tabelle eingegeben werden müssen.

Es wird folgende Festlegung empfohlen:

- **Horizontale Bezugslinie** = Erdboden
- **Vertikale Bezugslinie** = Vertikale Linie durch den Mittelpunkt des Mastes

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft eine typische Mastgeometrie mit den Bezugslinien und weiteren geometrischen Daten dargestellt.

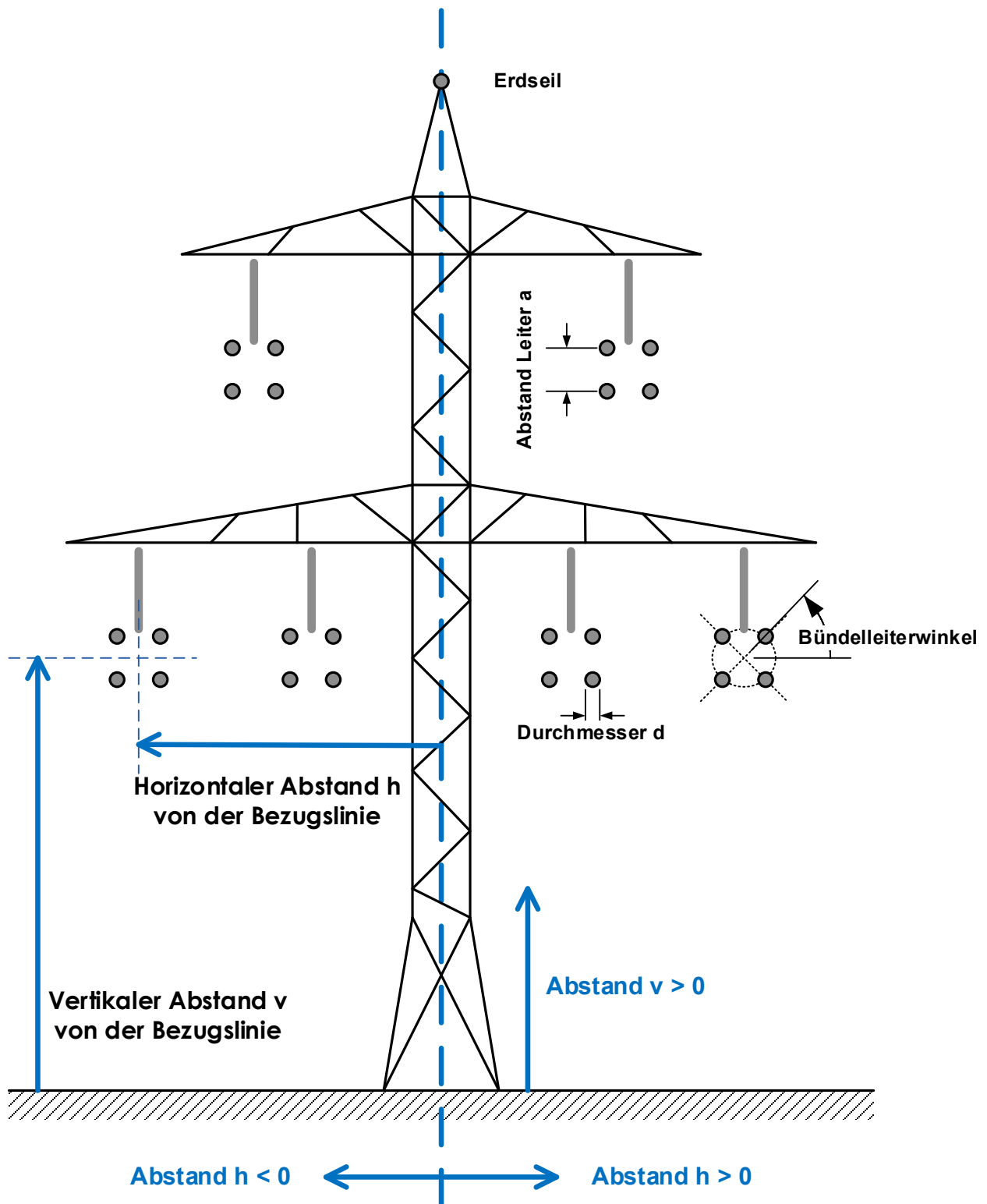


Abbildung 172: Mehrsystemleitung – Definition von Bezugslinien, Abständen, Winkeln, etc.

7.22.3 Aktivierung und Deaktivierung einzelner Leitern L1, L2 und L3

Die einzelnen Leiter **Cx (L123)** der 3-phasigen Drehstromsysteme der Mehrsystemleitung können mit dem Einstellwert **EIN/AUS** wie in Abbildung 173 abgebildet aktiviert oder deaktiviert werden. Ist ein Leiter deaktiviert, so wird er in dem numerischen Berechnungsmodell der Mehrsystemleitung nicht berücksichtigt.

Mehrsystemleitung 'MCL 1'

Name: Mehrsystemleitung

Leitungslänge: 10 km Anzahl Leiter: ☐

Spez. Erdwiderstand Rho: 100 Ohm m Anzahl Erdseile: ☐

Verdrillungsschema: Unverdrillt ☐ Leiterbe

Nr.	EIN/AUS	h [m]	v [m]	d [cm]	a [cm]
C1 (L1)	1	3	20	2.19	40
C1 (L2)	1	6	20	2.19	40
C1 (L3)	1	9	20	2.19	40
C2 (L1)	0	3	23	2.19	40
C2 (L2)	1	6	23	2.19	40
C2 (L3)	1	9	23	2.19	40
C3 (L1)	0	3	26	2.19	40
C3 (L2)	0	6	26	2.19	40
C3 (L3)	0	9	26	2.19	40

Abbildung 173: Aktivierung bzw. Deaktivierung der Leiter einer Mehrsystemleitung

Die Aktivierung bzw. Deaktivierung von einzelnen oder mehreren Leitern wird in der Netzgrafik farblich angezeigt.

Farbe	Bedeutung
Blau	Alle Leiter des 3-phasigen Drehstromsystems sind aktiviert.
Hellblau	Ein oder zwei Leiter des 3-phasigen Drehstromsystems sind deaktiviert.
Grau	Alle drei Leiter des 3-phasigen Drehstromsystems sind deaktiviert.

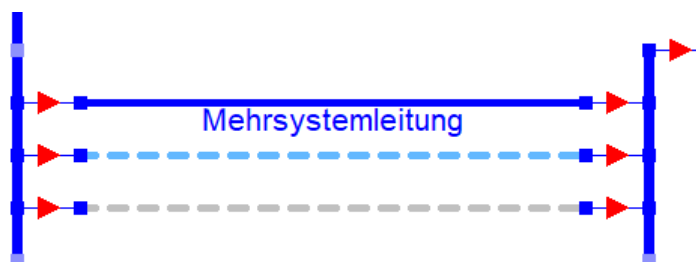


Abbildung 174: Farbliche Markierung von deaktivierten Leitern einer Mehrsystemleitung

7.23 Einstelldialog *Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss*

Mit dem Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz** im Hauptmenü **Netzschutz** werden in mehreren Registerkarten Einstelldialoge zum Netzschutz und dem Kurzschluss (**roter Blitz**) geöffnet. Der Einstelldialog kann auch in den Ausgabefenstern der **Projekthinformationen** mit dem Eintrag **Netzschutz** geöffnet werden.

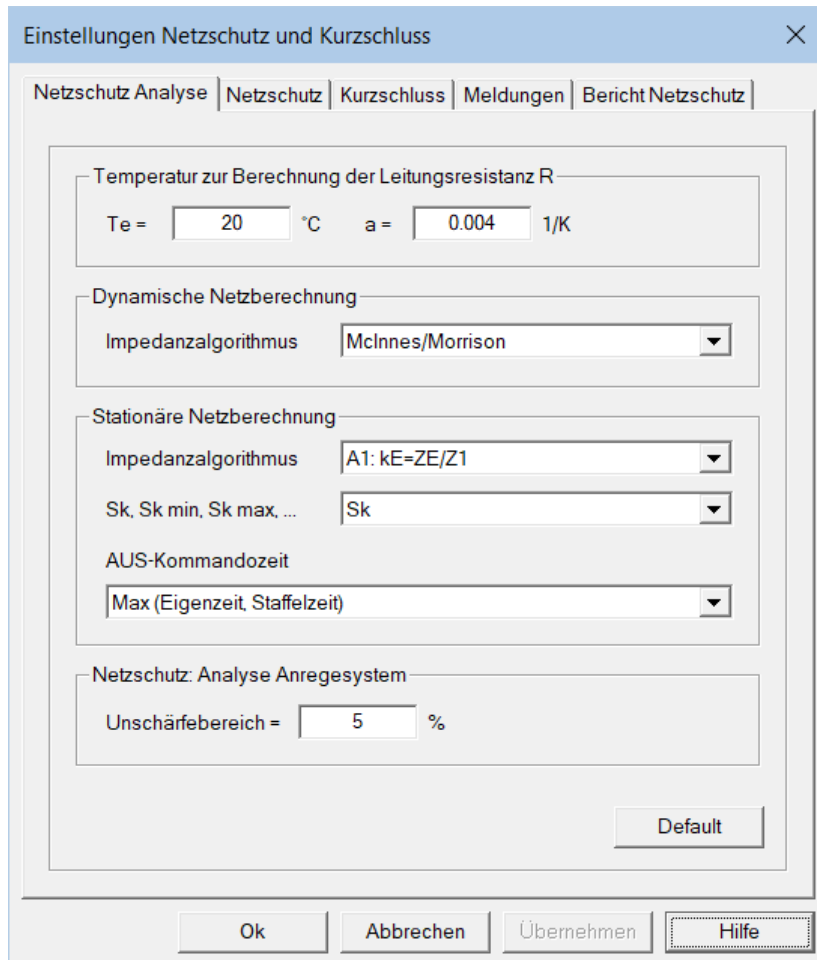


Abbildung 175: Einstelldialog Netzschutz

Die Registerkarten [Kurzschluss](#) und [Netzschutz](#) sind auch im Einstelldialog [Einstellungen Elektrisches Netz](#) vorhanden.

7.23.1 Registerkarte Netzschutz Analyse

Die Registerkarte **Netzschutz Analyse** stellt Einstellwerte zur Verfügung, um die Selektivität und die Funktion von Netzschutzkonzepten zu prüfen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Registerkarte. Die beiden Registerkarten [Netzschutz](#) und [Kurzschluss](#) sind identisch im Einstelldialog [Einstellungen Elektrisches Netz](#) enthalten und dort erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
Te	Temperatur der Leiterseile am Ende der Kurzschlussdauer zur Berechnung der Resistanz $R = [1 + \alpha \cdot (T_e - 20^\circ\text{C})] \cdot R_{20}$ R_{20} Resistanz bei einer Temperatur von 20°C α Temperaturkoeffizient α Dieser Einstellwert ist unabhängig von dem gleichnamigen Einstellwert der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 und wird nicht für diese Funktion verwendet.
α	Temperaturkoeffizient α in 1/K Dieser Einstellwert ist unabhängig von dem gleichnamigen Einstellwert der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 und wird nicht für diese Funktion verwendet.

Einstellwert	Dynamische Netzberechnung
Impedanzalgorithmus	Es wird der Algorithmus zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem für den Distanzschutz im Falle der Berechnung dynamischer Netzzvorgänge ausgewählt.

Einstellwert	Stationäre Netzberechnung
Impedanzalgorithmus	Es wird der Algorithmus zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem für den Distanzschutz im Falle der Berechnung stationärer Netzzustände ausgewählt.
Sk, Sk min, Sk max, ...	Für alle Netzeinspeisungen wird festgelegt, welche der drei Einstellwerte S_k , $S_{k \max}$ oder $S_{k \min}$ als Kurzschlussleistung S_k zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1Q}$ im Mitsystem der Netzeinspeisung verwendet wird.
AUS-Kommandozeit	Mit dem Einstellwert wird das Verfahren definiert, wie beim Zeitstaffelschutz aus der Eigenzeit T_{pr} in der Registerkarte Allgemeine Daten des Einstelldialogs Mess/Schutzgerät und den Staffelzeiten definiert.

Einstellwert	Analyse Anregesystem
Unschärfebereich	Mit dem Einstellwert wird ein Unschärfebereich um die Anregekennlinie definiert. Die Anregung z.B. der zugehörige U/I-Wert muss außerhalb des Unschärfebereiches liegen, um als zuverlässige Anregung bewertet zu werden.

7.23.1.1 Berechnung dynamischer Netzvorgänge

7.23.1.1.1 Impedanzalgorithmus zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz

Mit diesem Einstellwert wird für alle [Mess/Schutzgeräte](#) gleichzeitig der Algorithmus zur Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z}_{ik}$ zwischen Messort und Kurzschlussort ausgewählt. Die angezeigten Einstellwerte im Einstelldialog der **Mess/Schutzgeräte** werden automatisch angepasst.

- **Phadke/Ibrahim [1]**
Der Impedanzalgorithmus von **Phadke/Ibrahim** basiert auf der Auswertung der komplexen Zeiger von Spannungen und Strömen. Der Algorithmus wird auch für die [Schalter Schalter \(CB\) Cbx](#) verwendet und ist im Kapitel [Berechnung der Mitimpedanz](#) [Bd. 3] näher erläutert.
- **McInnes/Morrison**
Der Algorithmus basiert auf der Lösung der Differentialgleichung 1. Ordnung.

Die berechneten Impedanzen sind Sekundärimpedanzen d.h. auf die sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler bezogen. Die primären und sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler werden in den Einstelldialogen des jeweiligen [Mess/Schutzgerätes](#) definiert.

7.23.1.2 Berechnung des stationären Netzzustandes

7.23.1.2.1 Impedanzalgorithmus zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz

In dieser Gruppe können durch verschiedene Einstellwerte Randbedingungen für die [Berechnung stationärer Netzzustände](#) eingestellt werden. Die Einstellwerte werden global für alle [Mess/Schutzgeräte](#) verwendet und die Vorgehensweise zur [Berechnung der Kurzschlussimpedanz \$\underline{Z}_{ik}\$ im Mitsystem](#) näher erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
Impedanzalgorithmus	Für die Schutzfunktion Distanzschutz kann eingestellt werden, mit welchem Algorithmus die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_{ik}$ für Leiter-Erd-Kurzschlusschleifen z.B. beim 1-poligen Erdkurzschluss berechnet wird. ▪ A1: $k_E = Z_E / Z_I$: Methode des Erdkompensationsfaktors $\underline{k}_E$ $\underline{Z}_{ik} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} \quad \text{mit} \quad \underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_I}$ ▪ A2: RE/R1, XE/X1 : Methode nach Gerhard Ziegler [7] $\underline{U}_{LE}$ = Leiter-Erd-Spannung der Kurzschlusschleife $\underline{I}_L$ = Leiterstrom der Kurzschlusschleife $\underline{I}_E$ = Summenstrom

	Die Berechnung der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem Z_{lk} für Leiter-Leiter-Kurzschluss Schleifen wird wie nachfolgend dargestellt. $\underline{Z}_{lk} = \frac{\underline{U}_{LL}}{\underline{I}_{LL}}$ $\underline{U}_{LL}$ = verkettete Spannung der Kurzschluss Schleife $\underline{I}_{LL}$ = verketteter Strom der Kurzschluss Schleife
Sk, Skim, Skmax, ...	Für die Berechnung stationärer Netzzustände und für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 kann gleichzeitig für alle Netzeinspeisungen die Kurzschlussleistung Sk oder die minimale Kurzschlussleistung Sk min oder die maximale Kurzschlussleistung Sk max ausgewählt werden.

7.23.1.2.2 Kurzschlussleistung Sk, Skmin, Skmax

Einstellwert	Bedeutung
Sk, Skim, Skmax, ...	Für die Berechnung stationärer Netzzustände und für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 kann gleichzeitig für alle Netzeinspeisungen die Kurzschlussleistung Sk oder die minimale Kurzschlussleistung Sk min oder die maximale Kurzschlussleistung Sk max ausgewählt werden. Die Kurzschlussleistungen können für jede Netzeinspeisung getrennt eingestellt werden.

7.23.1.2.3 AUS-Kommandozeit, Eigenzeit, Staffelzeit

In der Registerkarte **Netzschutz Analyse** kann mit dem Einstellwert **AUS-Kommandozeit** das Verfahren der Schutzgeräte zur Erzeugung der AUS-Kommandozeit global für alle in einem Netz verwendeten Schutzgeräte eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Max (Eigenzeit, Staffelzeit)	Die AUS-Kommandozeit ergibt sich aus dem Maximum der Eigenzeit T_{pr} (Registerkarte Allgemeine Daten, Einstelldialog Mess/Schutzgerät) und der durch die Netzschutzanalyse ermittelten kleinsten Staffelzeit. Beispiel: Ist eine Eigenzeit von 20ms eingestellt und wurde eine kleinste Staffelzeit von 10ms ermittelt, so wird als AUS-Kommandozeit 20ms verwendet.
Staffelzeit + Eigenzeit	Die AUS-Kommandozeit ergibt sich als Addition der Eigenzeit T_{pr} und der durch die Netzschutzanalyse ermittelten kleinsten Staffelzeit. Beispiel: Ist eine Eigenzeit von 20ms eingestellt und wurde eine kleinste Staffelzeit von 10ms ermittelt, so wird als AUS-Kommandozeit 30ms verwendet.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Zusammenhang zwischen der **AUS-Kommandozeit**, dem Einstellwert der **Eigenzeit T_{pr}** und der kleinsten ermittelten Staffelzeit, die zur einem AUS-Kommando des Schutzgerätes führt.

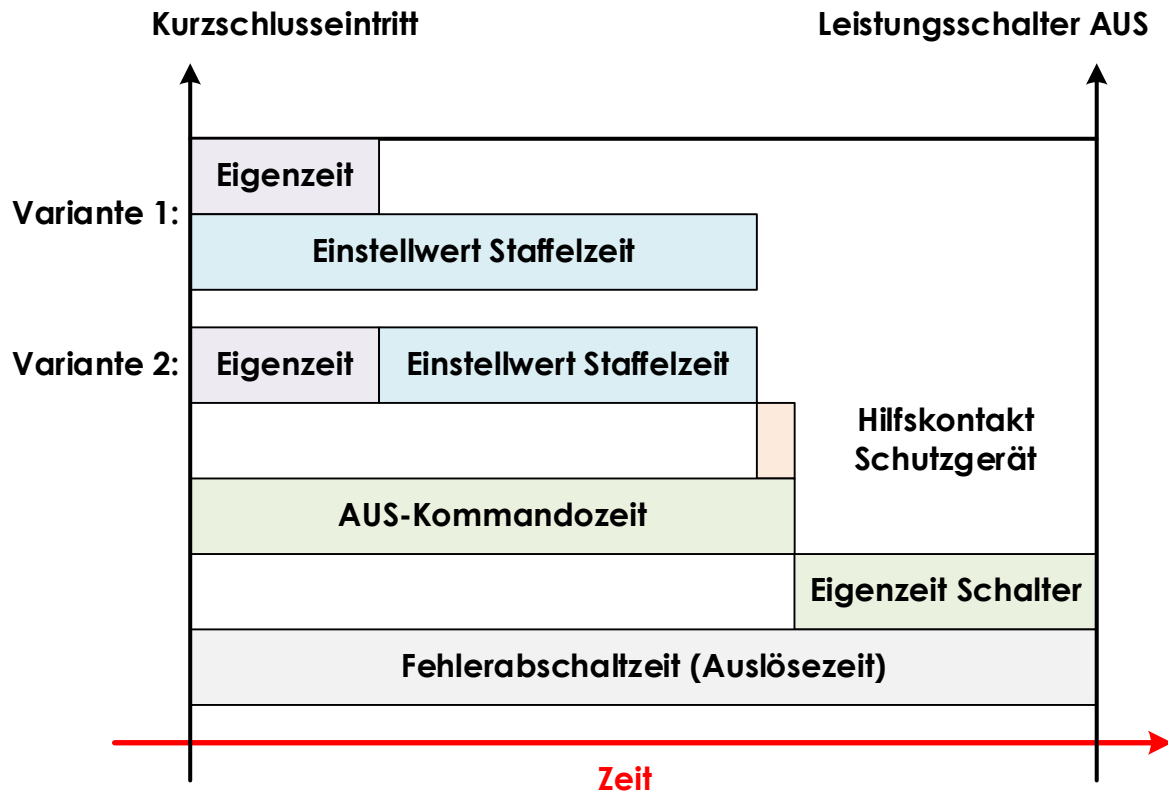


Abbildung 176: $\text{AUS-Kommandozeit} = f(\text{Eigenzeit, Staffelzeit})$

Es ist zu beachten, dass die AUS-Kommandozeit nicht der **Auslösezeit** des Kurzschlusses entspricht. Die Auslösezeit ergibt sich aus der Addition der AUS-Kommandozeit und der Schaltereigenzeit inklusive Lichtbogenlöschung bis zur vollständigen Abschaltung des Kurzschlussstromes im Schaltorgan in aller Regel dem Leistungsschalter.

- Die Eigenzeit des Schalters kann in der Registerkarte [Allgemeine Daten](#) mit dem Einstellwert T_{cb} eingestellt werden.
- Die **Verzugszeit für den Hilfskontakt des Schutzgerätes** kann in der Netzschutz Analyse nicht eingestellt werden. Bei Bedarf kann die Eigenzeit des Schalters angepasst werden.

7.23.2 Registerkarte Netzschutz

Siehe Kapitel [Einstellungen zur Netzkonfiguration](#), [Registerkarte Netzschutz](#)

7.23.3 Registerkarte Kurzschluss

Siehe Kapitel [Einstellungen zur Netzkonfiguration](#), [Registerkarte Kurzschluss](#)

7.23.4 Registerkarte Meldungen

Siehe Kapitel [Einstellungen zur Netzkonfiguration](#), [Registerkarte Meldungen](#)

7.23.5 Registerkarte *Bericht Netzschutz*

Mit den Einstellwerten der Registerkarte kann die Ausgabe von Textelementen der **Prüfberichte für Schutzgeräte** (XML-Berichte [21]), die nach der Prüfung von Netzschutzfunktionen und Netzschutzkonzepten von ATPDesigner gespeichert werden, und die Ausgaben der Schutzgeräte in das **Ausgabefenster für Netzschutzmeldungen** bzgl. des Inhaltes und damit des Umfangs konfiguriert werden.

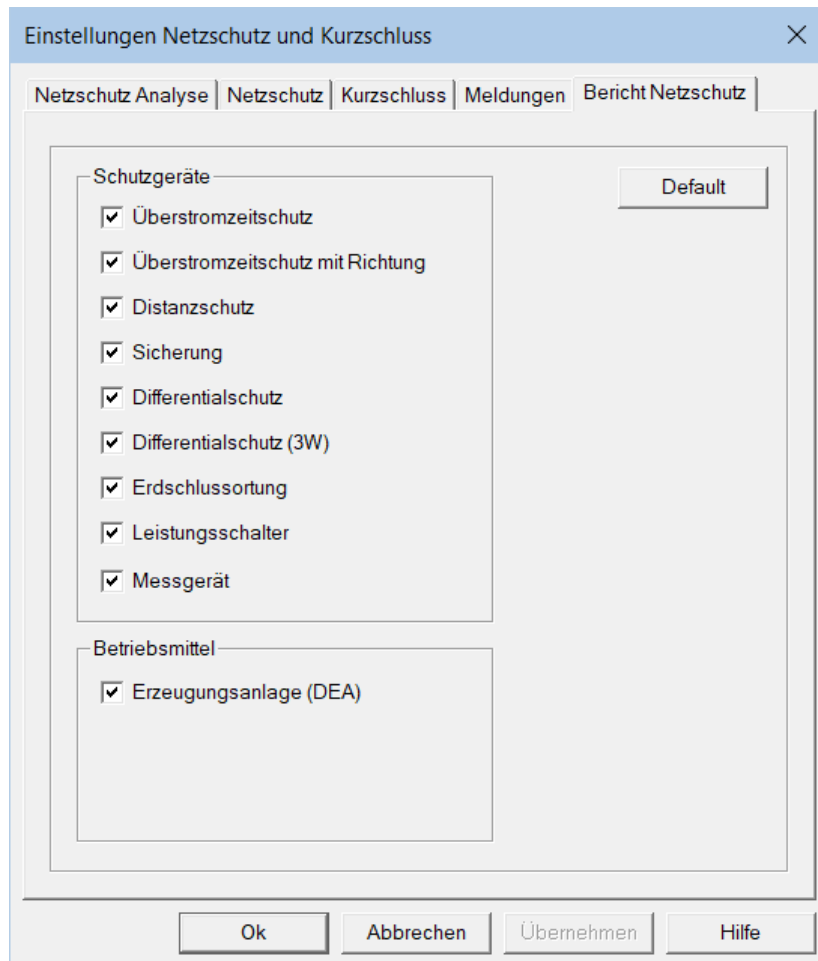


Abbildung 177: Registerkarte *Bericht Netzschutz*

In der Gruppe **Schutzgeräte** können die Typen von Schutzgeräten, die im Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** verfügbar sind, ausgewählt werden, deren Prüfergebnisse in die Prüfberichte für Schutzgeräte ausgegeben werden. Es muss hier beachtet werden, dass die **Prüfberichte für Schutzgeräte** in der Gruppe **Netzschutz** der [Registerkarte Meldungen](#) aktiviert sein müssen. Die Ausgabe in das **Ausgabefenster für Netzschutzmeldungen** ist automatisch aktiviert, solange das Ausgabefenster sichtbar ist.

In der Gruppe **Betriebsmittel** können zusätzlich Netzwerkelemente ausgewählt werden, die eine Schutzfunktion beinhalten.

7.24 Parkregler (DEA) – Parkregler für Erzeugungsanlagen (DEA)

Mit Hilfe der Registerkarte **Parkregler (DEA)** des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** kann ein Parkregler einer dezentralen Erzeugungsanlage (EZA)⁴ verwendet werden, die mehrere dezentrale Erzeugungseinheiten (EZE) regelt. Als dezentrale Erzeugungseinheiten (EZE)⁵ können nur Instanzen des Netzelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet werden. Der Einstelldialog des Parkreglers ist nachfolgend dargestellt. Der **Parkregler (DEA)** wird für die **Berechnung stationärer Netzzustände**, d.h. auch für die Lastflussberechnung eingesetzt.

- ⇒ Für die Berechnung von **Kurzschlussströmen nach VDE 0102** wird der **Parkregler (DEA)** deaktiviert.
- ⇒ Ein weiteres Anwendungsbeispiel ist im Kapitel **Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb)** in Band 3 [Bd. 3] enthalten. In diesem Beispiel wird im Schwerpunkt der LVRT-Betrieb im Fall des Kurzschlussbetriebes der Stromnetze behandelt.

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft ein Mischpark bestehend aus mehreren Windkraftanlagen WP und Bezugsanlagen in einem 20-kV-Mittelspannungsnetz dargestellt. Der Parkregler ist an dem **hellblau** ausgefüllten Kreis um das Symbol des **Mess/Schutzgerät** P5 am Netzanschlusspunkt (NAP) erkennbar.

- ⇒ Es ist zwingend erforderlich, das **Mess/Schutzgerät** des Parkreglers aus Sicht des Mischparks im Sinne des Erzeugerzählpfeilsystems (EZS) nachzubilden.

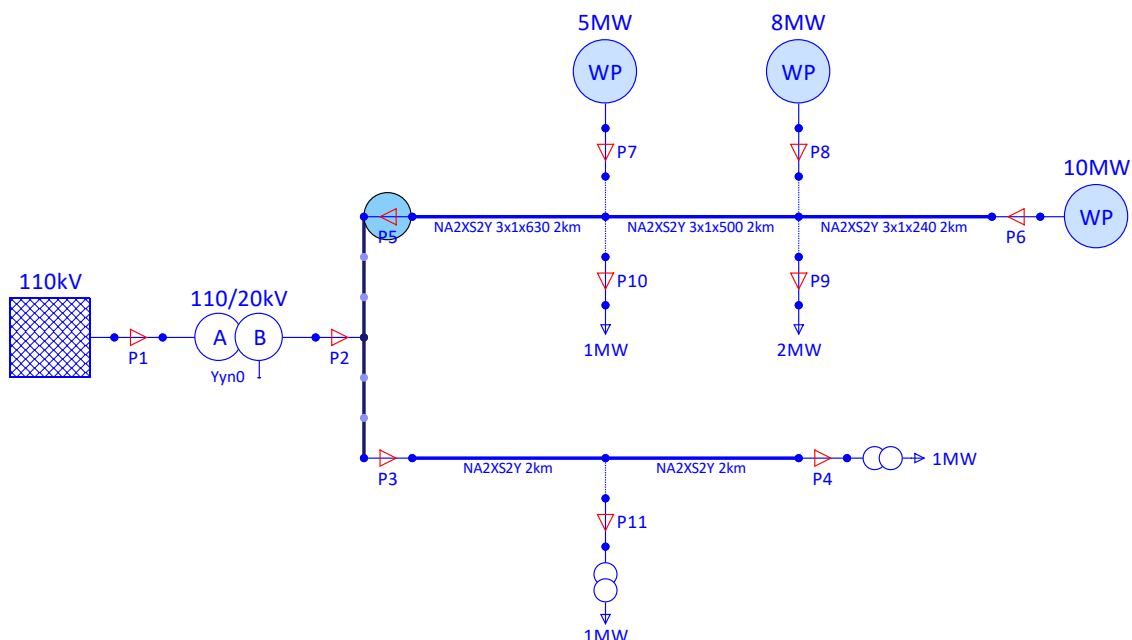


Abbildung 178: 20kV-Mittelspannungsnetz mit Netzanschlusspunkt (NAP) und Mischpark

⁴ EZA = dezentrale Erzeugungsanlage

⁵ EZE = dezentrale Erzeugungseinheit

Der Einstelldialog zu dem oben dargestellten Parkregler ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

Ist eine **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Tabelle der Registerkarte **Parkregler (DEA)** enthalten, so wird in dem Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Allgemeine Daten** der anwenderspezifische Name und der Referenzname des **Mess/Schutzgerätes** wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt als **Parkregler** angezeigt.

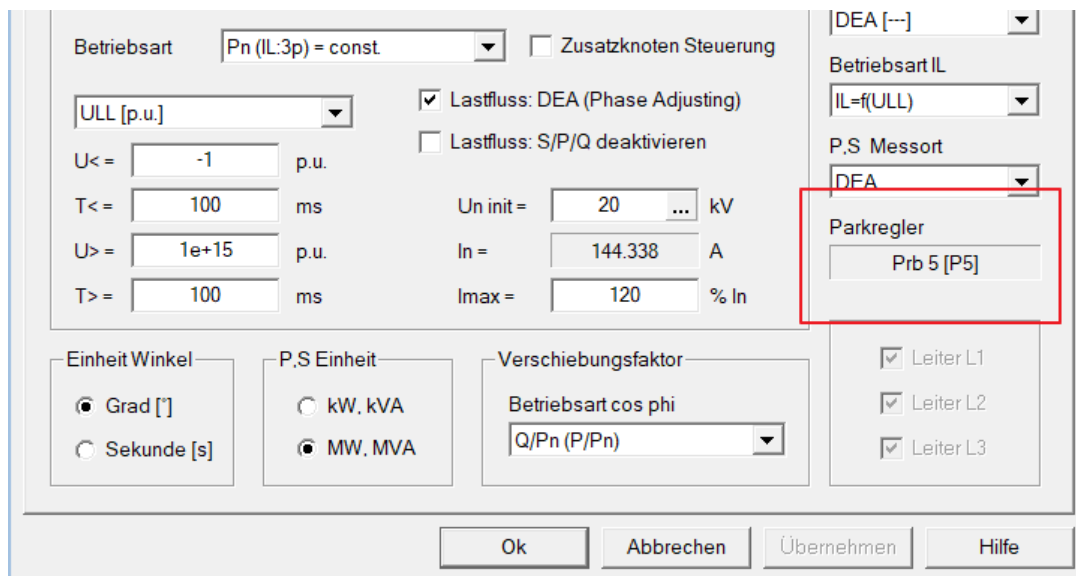


Abbildung 179: Einstelldialog Erzeugungsanlage (DEA) – Ausgabe des Parkreglers

- Die in dem Einstelldialog enthaltenen Einstellwerte werden für alle **Erzeugungsanlage (DEA)**, die in der Liste enthalten sind, angewendet, ohne die Einstellwerte der Erzeugungsanlagen selbst zu verändern.
- Wird der Parkregler deaktiviert oder wird eine Erzeugungsanlage aus der Liste entfernt, so sind die ursprünglichen Einstellwerte der **Erzeugungsanlage (DEA)** unverändert vorhanden.

In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstelldialog des **Parkregler (DEA)** abgebildet.

Einstellwert	Bedeutung
Parkregler (DEA) aktivieren	Der Parkregler wird für die Lastflussberechnung aktiviert oder deaktiviert.
Akt./Ina.	Erzeugungsanlage (DEA) ist aktiviert oder deaktiviert. Durch einen Left Mouse Button Click auf die Zelle in der entsprechenden Zeile kann ein Untermenü zum EIN- (Aktiviert) oder AUS-Schalten (Deaktiviert) der Erzeugungsanlage geöffnet werden. Ist die Erzeugungsanlage deaktiviert so wird der zugehörige Referenzname mit magenta Hintergrundfarbe ausgegeben.
Ref.Name	Referenzname der Erzeugungsanlage (DEA)

	Durch einen Left Mouse Button Double Click auf die Zelle in der entsprechenden Zeile kann der Einstelldialog der Erzeugungsanlage geöffnet werden.
Name	Anwenderspezifischer Name der Erzeugungsanlage (DEA)
cos ϕ_n	Nenn-Verschiebungsfaktor $\cos \phi_n$ am Netzanschlusspunkt (NAP) Der Verschiebungsfaktor muss zusammen mit dem Einstellwert untererregt bzw. übererregt definiert werden. Er wird nur in der Betriebsart cos phi = const. berücksichtigt.
Betriebsart cos phi	Mit dem Einstellwert wird das Berechnungsverfahren des Verschiebungsfaktors cos ϕ am Netzanschlusspunkt (NAP) der dezentralen Erzeugungsanlage als Leistungsquelle P_n oder S_n definiert. Näheres kann in der Beschreibung des Netzelementes Erzeugungsanlagen (DEA) , Betriebsart cos phi nachgelesen werden.

In dem nachfolgenden Beispiel wurde zur Blindleistungsbereitstellung die Betriebsart **Q/Pn (P/Pn)** mit der Default-Kennlinie eingestellt.

- Betriebsart auswählen
- Default-Kennlinie mit einem **Left Button Down** auf den Button **Cos Phi** in die Tabelle laden.

Darüber hinaus wird die Summe der aktivierten und dem Parkregler zugeordneten **Erzeugungsanlage (DEA)** ausgegeben, in dem Beispiel unten **P = 23MW**.

Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 5'

AMZ (IDMT) | Signal | AWE | Z< Det | Erdschluss | QU | Parkregler (DEA) | Parkregler (RP) |

☒ Parkregler (DEA) aktivieren

cos ϕ = 1 untererregt

Nr.	Akt./Ina.	Ref.Name	Name	Pn [MW]
☐ 1	Aktiviert	3Ph 1	10MW	10
☐ 2	Aktiviert	3Ph 2	5MW	5
☐ 3	Aktiviert	3Ph 3	8MW	8

Pn = 23MW

Nr.	P/Pn	cos phi	untererregt, übererregt
1	0	0	untererregt
2	0.5	0	untererregt
3	0.6	0.05	untererregt
4	0.9	0.33	untererregt
5	1	0.33	untererregt

Betriebsart cos phi: Q/Pn (P/Pn)

Anz. = 5

P/Pn [p.u./Div]: 0.1

Q/Pn [p.u./Div]: 0.2

Font Size: 9

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 180: Einstelldialog Mess/Schutzgerät, Registerkarte Parkregler (DEA)

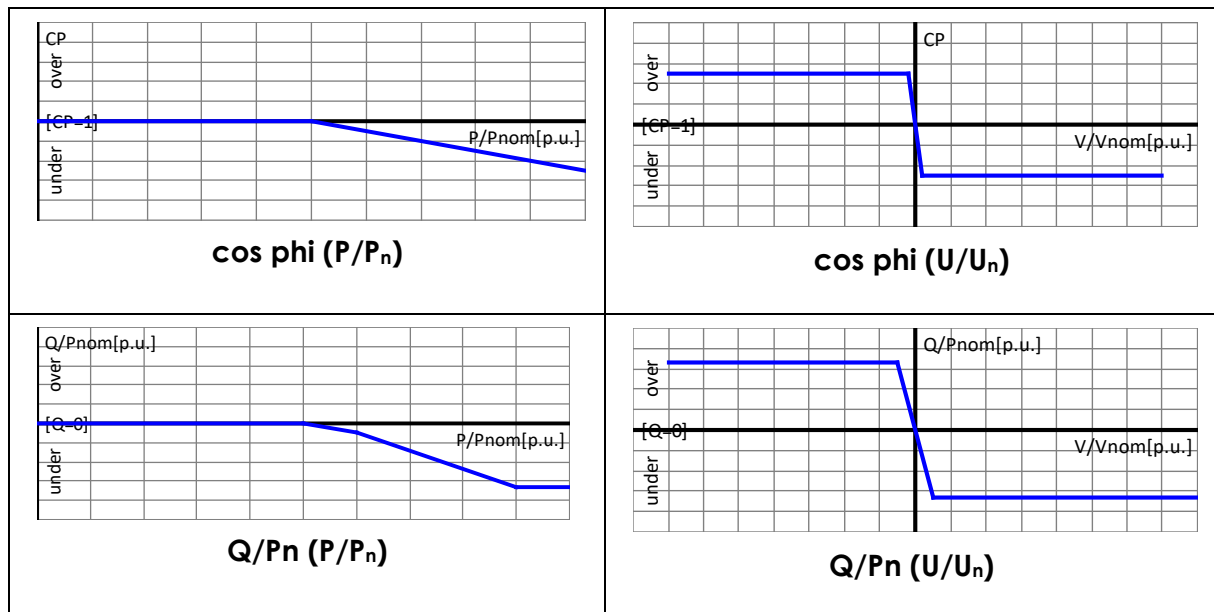
Die Darstellung der Kennlinien in dem Diagramm können durch die nachfolgenden Einstellwerte angepasst werden.

Einstellwert	Bedeutung
Anz.	Anzahl Zeilen der Tabelle
P/Pn [p.u./Div]	Skalierung der X-Achse des Diagramms
U/Un [p.u./Div]	Skalierung der X-Achse des Diagramms
CP [p.u./Div]	Skalierung der Y-Achse des Diagramms
Q/Pn [p.u./Div]	Skalierung der Y-Achse des Diagramms
Schriftgröße	Schriftgröße des Diagramms in Pixel
Kopieren	Diagramm als Bilddatei (EMF-Datei) in die Zwischenablage kopieren
Q/Pn (U/Un)	In der Auswahlliste kann die Betriebsart der Blindleistungsbereitstellung im Normalbetrieb eingestellt werden. Der Einstellwert ist identisch mit dem Einstellwert Betriebsart cos phi in der Registerkarte Allgemeine Daten .

Cos Phi

Mit einem **Left Mouse Button Click** wird eine typische Kennlinie für die Blindleistungsbereitstellung in die Tabelle eingelesen und das Diagramm aktualisiert.

Im Weiteren kann eine **Kennlinie für den Verschiebungsfaktor** eingegeben oder mit dem Button **Cos Phi** als Default-Kennlinie eingelesen werden. Die Anwendung der Kennlinie ist identisch mit der Anwendung der Verschiebungsfaktorkennlinie des Netzelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**. In der nachfolgenden Abbildung sind die Default-Kennlinien dargestellt

**7.24.1 Parkregler (DEA) für eine Erzeugungsanlage erstellen**

Um einen Parkregler für eine Erzeugungsanlage (EZA)n zu erstellen, muss ein neues Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** in das Stromnetz, z.B. per **Drag&Drop** eingefügt werden. Es ist darauf zu achten, dass aus Sicht der Erzeugungsanlage (EZA) der Parkregler im Erzeugerzählpeilsystem (Ezs) arbeitet.

- ⇒ Von der Erzeugungsanlage (EZA) in das Stromnetz eingespeiste Leistung wird im Erzeugerzählpeilsystem (Ezs) positiv gemessen.

In dem nachfolgend dargestellten Stromnetz wird das **Mess/Schutzgerät P5** als Parkregler verwendet.

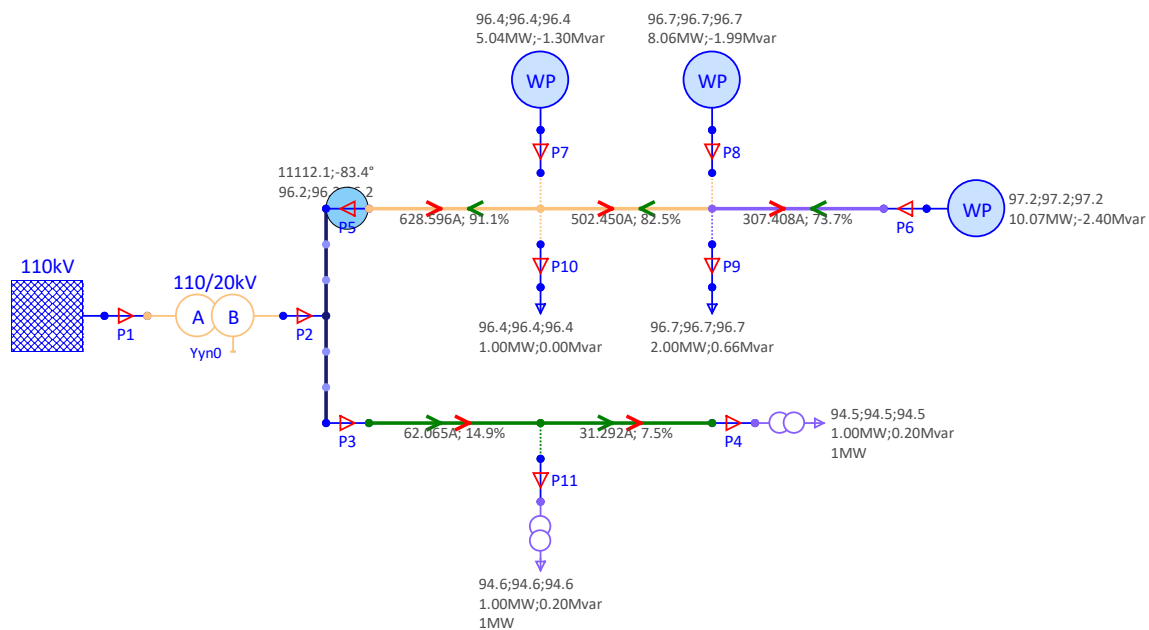


Abbildung 181: 20kV-Netz mit Erzeugungsanlage und Parkregler

In der vorangehenden Abbildung ist beispielhaft 20kV-Stromnetz mit einer Erzeugungsanlage (EZA) bestehend aus mehreren Erzeugungseinheiten (EZE) **WP**, Bezugsanlagen und einem Parkregler am Netzanschlusspunkt (NAP) dargestellt. Das **Mess/Schutzgerät**, das den Parkregler nachbildet, wird bei aktivem Parkregler durch eine **blaue Kreisfläche** gekennzeichnet. Die Messorientierung des Parkreglers (Messrichtung der **roten Pfeilspitze**) ist wie im Erzeugerzählpeilsystem (EZS) von der Erzeugungsanlage (EZA) zum Stromnetz gerichtet. Mit dieser Messrichtung werden die von der Erzeugungsanlage ins Stromnetz eingespeisten Leiterströme und Leistungen mit einem positiven Vorzeichen gezählt.

- **Untererregter Betrieb der Erzeugungsanlage (EZA)**
Die Erzeugungsanlage bezieht Blindleistung. Im Erzeugerzählpeilsystem wird der Bezug von Blindleistung durch ein negatives Vorzeichen im Tooltip des **Mess/-Schutzgeräte** des Parkreglers angezeigt.
- **Übererregter Betrieb der Erzeugungsanlage (EZA)**
Die Erzeugungsanlage speist Blindleistung ein. Im Erzeugerzählpeilsystem wird die Einspeisung von Blindleistung durch ein positives Vorzeichen im Tooltip des **Mess/Schutzgeräte** des Parkreglers angezeigt.

Es wird folgende Vorgehensweise zur Einstellung der Erzeugungseinheiten (Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**) empfohlen.

1. Einstellwerte jedes Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** der Erzeugungsanlage einstellen.
2. Registerkarte **Parkregler (DEA)** des **Mess/Schutzgerät** des Parkreglers öffnen und einstellen. Jede Erzeugungseinheit (EZE) als **Erzeugungsanlagen (DEA)** in der Auswahlliste auswählen und mit dem Button **Einfügen** in die Liste der Erzeugungseinheiten (EZE) einfügen.

3. Die Summe der Nennwirkleistungen P_n der Netzwerkelemente Erzeugungsanlage (DEA), die in der Liste der Erzeugungseinheiten (EZE) vorhanden und aktiviert sind, kontrollieren.

Es sei hier darauf hingewiesen, dass die Schutzfunktionen des **Mess/Schutzgerät** des Parkreglers parallel zur Funktion des Parkreglers uneingeschränkt verwendet werden können. Es muss bzgl. der Schutzfunktionen auf die Stromessrichtung geachtet werden.

Dokumente

- [1] Digitaler Distanzschutz
Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen
Nelles, Dieter; Opperskalski, Hartmut; Deutscher Universitäts-Verlag, 1991
- [2] VDE 0102, DIN EN 60909-0, IEC60909-0:2016, Dezember 2016
Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0: Berechnung der Ströme
- [3] Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz
Vom Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen FN17N3408 geförderten Vorhabens, Abschlussbericht Mai 2012
- [4] BDEW (Hrsg.): Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin: 2008
- [5] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV), 2009
- [6] Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber TC2007, 2007
- [7] Digitaler Differentialschutz: Grundlagen und Anwendungen
Gerhard Ziegler, Siemens, 2. Auflage
- [8] Numerical Fault Arc Simulation Based on Power Arc Tests
M. Kizilcay; K.-H. Koch; ETEP Vol 4., No. 3, May/June 1994
- [9] Sicherungshandbuch, Starkstromsicherungen
Dr.-Ing. Herbert Bessei, NH/HH-Recycling, www.nh-hh-recycling.de
- [10] DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6), Normen für Windenergieanlagen
- [11] DIN VDE 0276-1000:1995-06 Starkstromkabel
Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren

DIN VDE 0276-620 (VDE 0276-620): 2018-04 Starkstromkabel
Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen von 3,6/6 (7,2) kV bis einschließlich 20,8/36 (42) kV
- [12] DIN VDE 0103 Kurzschlussströme – Berechnung der Wirkung
DIN EN 60865-1:Teil 1: Begriffe und Berechnungsverfahren
- [13] Leistungsbegriffe für Ein- und Mehrphasensysteme
(nach DIN 40110-1 und DIN 40110-2)
Helmut Späth, VDE Schriftenreihe 103, VDE Verlag GmbH, 2. Auflage 2012
- [14] Lastenheft Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Februar 2010
- [15] Elektrische Kraftwerke und Netze
Oeding, D.; Oswald, B.; Springer Verlag, 7. Auflage

- [16] Druml, Gernot; Kugi, Andreas (2003): Verfahren zur Erkennung der Richtung eines Erdschlusses. Angemeldet durch EDC GmbH, 90768 Fürth, DE am 22.01.2003. Veröffentlichungsnummer: DE10302451B3
- [17] Druml, Gernot: 4. ETG Fachtagung STE 2017. Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110kV (D-A-CH)
- [18] DIN VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) Stand: November 2018
- [19] Electro-Magnetic Transients Program (EMTP) Theory Book (www.eeug.org)
- [20] Alternative Transients Program (ATP) Rule Book
Canadian/American EMTP User Group (www.eeug.org)
- [21] Office Open XML (www.officeopenxml.com)
- [22] Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzeptes im Verteilnetz
Diskussionspapier, BDEW, April 2018
- [23] Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile
VDEW Materialien, VDEW-Frankfurt 2000
- [24] VDE-Studie Elektrofahrzeuge
Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf
VDE/ETG
- [25] COMTRADE
IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, IEEE Std C37.111-1999
- [26] DIN VDE 0660-101
DIN EN 60947-2 (VDE 0660-101): 2018-05, *Niederspannungsschaltgeräte-Teil2*. Leistungsschalter, Teil 2; Berlin: Beuth-Verlag.
- [27] DIN VDE 0660-100
DIN EN 60947-1 (VDE 0660-100): 2015-09, *Niederspannungsschaltgeräte-Teil1*. Allgemeine Festlegungen, Teil 1; Berlin: Beuth-Verlag.
- [28] DIN EN 50160
Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
Februar 2011 (DIN EN 50160:2011-02)
- [29] JSON (JavaScript Object Notation)
ECMA-404 The JSON Data Interchange Standard (www.json.org)
- [30] DIN VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung) Stand: November 2018

- [31] DIN VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz -
Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
Stand: November 2019
- [32] DIN VDE 0435-3121 Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 121
Funktionsanforderungen an den Distanzschutz
IEC 60255-121:2014; Januar 2015
- [33] HH-Sicherungen – Allgemeine Erklärungen
Sicherungseinsätze, EFEN GmbH, Stand April 2015
- [34] DIN VDE 0670-402 (VDE 0670-402):2014-11
Wechselstromschaltgeräte für Spannungen über 1 kV, Auswahl von strombegrenzenden Sicherungseinsätzen für Transformatorstromkreise, Stand November 2014
- [35] DIN VDE 0100-430 (VDE 0100-430):2010-10
Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-43: Schutzmaßnahmen – Schutz bei Überstrom; Stand Oktober 2010
- [36] DIN EN 60076-5 (VDE 0532-76-5):2007-01
Leistungstransformatoren; Teil 5: Kurzschlussfestigkeit
- [37] Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen
Technischer Hinweis; FNN Forum netztechnik/Netzbetrieb im VDE VDE (FNN); Ausgabe September 2009
- [38] Netzschutzkonzepte für zukünftige Netze
VDE FNN Hinweis; Version 2.0; Juni 2022
- [39] IEC 60255-24:2001 (VDE 0435-3040): 2002-04
Elektrische Relais
Teil 24: Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)
- [40] DIN IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1):2012-03
Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines

Handbücher zu ATPDesigner

- [Bd. 1] Einführung in ATPDesigner, Band 1: Grundlagen und Bedienung
- [Bd. 2] Einführung in ATPDesigner, Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel
- [Bd. 3] Einführung in ATPDesigner, Band 3: Netzberechnung