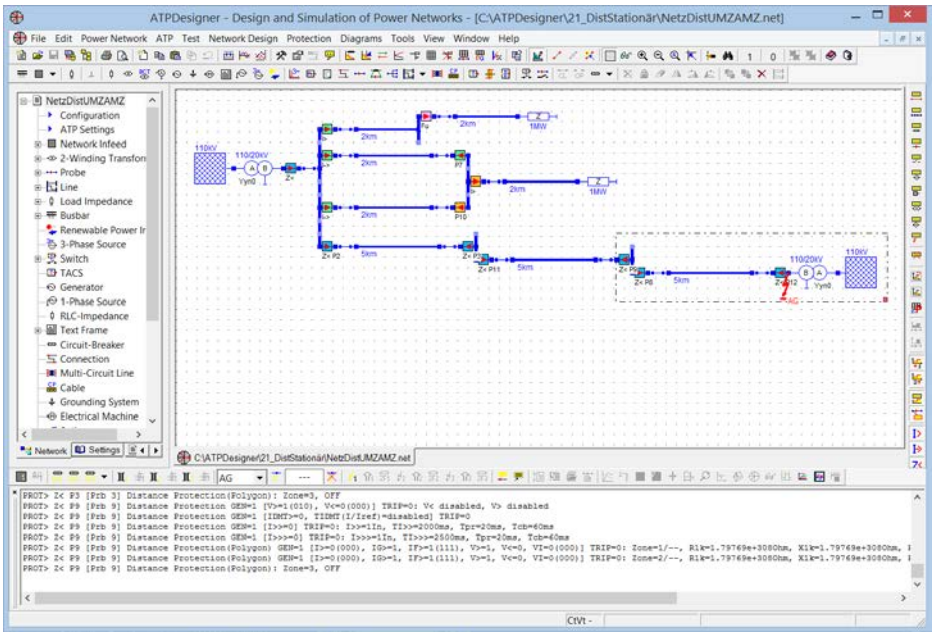
Power Engineering Saar

Einführung in ATPDesigner

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



Power Engineering Saar
Institut für Elektrische Energiesysteme

htw saar

1 Inhalt

2 Einleitung 13
2.1 Wozu kann ATPDesigner verwendet werden? 13
2.2 Grundeinstellung der Systemeinstellwerte von ATPDesigner 15
2.3 Dateitypen 16
2.4 Die grafische Benutzeroberfläche von ATPDesigner 18
2.4.1 Toolbars 19
2.4.2 Ausgabefenster für Meldungen *Messages Window* 20
2.4.3 Ausgabefenster für Projektinformationen *Project Information* 22
2.4.3.1 Registerkarte *Network* 22
2.4.3.2 Registerkarte *Settings* 24
2.4.3.3 Registerkarte *Equipment* 25
2.5 Integrierte Hilfedatei und kontextsensitive Hilfe - F1 26
2.6 Beschreibung des Projektes 26
2.7 Der Datei-Browser 27
2.8 Find – Ein Netzwerkelement in der Netzgrafik suchen 29
2.9 Netzberechnung mit ATPDesigner/ATP – Statusanzeige der Ergebnisse 30
2.10 Equipment Settings List – Einfaches Öffnen der Einstelldialoge 31
3 Ein neues Energieversorgungsnetz erstellen 33
3.1 Erstellen einer leeren Zeichenfläche für ein Energieversorgungsnetz 33
3.2 Löschen aller Netzwerkelemente einer Zeichenfläche 35
3.3 Ein-/Ausschalten des Punkterasters in der Zeichenfläche 35
3.4 Erstellen eines neuen Netzes in einer leeren Zeichenfläche 35
3.4.1 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit *Drag&Drop* 35
3.4.2 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit *Toolbar-Buttons* 36
3.4.3 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit dem Hauptmenü *Network Design* 37
3.4.4 Einfügen spezieller Netzwerkelemente 38
3.4.4.1 Einfügen einer Sammelschiene *Busbar* 38
3.4.4.2 Einfügen einer der Leitungen *Line 1..3* 38
3.4.4.3 Einfügen der Netzeinspeisung *Network Infeed 1* 39
3.4.5 Erstellen des neuen Energieversorgungsnetzes 40
3.5 Öffnen der Einstelldialoge der Netzwerkelemente 42
3.6 Einstellen der Netznennfrequenz f_n 44
3.7 Text Frame – Rahmen mit und ohne Text, Grafik im Vorder-/Hintergrund 45
3.8 Speichern des neuen Energieversorgungsnetzes 46
3.9 Automatisches Anlegen einer .BAK-Datei vor dem Speichern 46

3.10 Archivieren des Energieversorgungsnetzes als .ZIP-Datei 46
3.11 Aktivierung deaktivierter Netzwerkelemente 47
3.12 Einstellen der Betriebsmittelparameter 47
3.12.1 Grundeinstellung der Einstellwerte eines Einstelldialogs 47
3.12.2 Einstelldialog für die Netzeinspeisung *Network Infeed 1* 48
3.12.3 Einstelldialog für das Mess- und Schutzgerät *Probe* 49
3.12.4 Einstelldialog für den Transformator *Transformer* 50
3.12.5 Einstelldialog für die Sammelschiene *Busbar* 51
3.12.6 Einstelldialog für die Leitung *Line* 52
3.12.7 Einstelldialog für die Verbraucherlast *Load Impedance* 53
3.13 Ausführen einer Netzberechnung 54
3.13.1 Berechnung des stationären Netzzustandes 54
3.13.2 Aktivierung und Deaktivierung der Tooltips 54
3.13.3 Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips und der Netzgrafik 55
3.13.4 Anpassen von Schriftart und Schriftgröße der Tooltips 57
3.13.5 Aktivierung und Deaktivierung der Pfeile für Wirk- und Blindleistungsfluss 57
3.13.6 Rücksetzen der Ergebnisse der Netzberechnung 57
3.13.7 Ausführen einer Lastflussberechnung 57
3.13.8 Überwachung der Sammelschienenspannungen 60
3.13.9 Ausgabe der Sammelschienenspannungen im *Messages Window* 60
3.13.10 *Short-Circuit* - Kurzschluss an einem Netzknoten oder an einer Leitung 61
3.13.11 Berechnung dynamischer Netzvorgänge 63
3.13.12 Wichtige Einstellwerte für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge 66
4 Bearbeiten von Netzwerkelementen und des Netzwerkes 67
4.1 Network Design Mode (Ctrl + W) 67
4.1.1 Network Design Mode = Aktiv 67
4.1.2 Network Design Mode = Inaktiv 67
4.1.3 Aktivieren/Deaktivieren von Netzwerkelementen 68
4.2 Öffnen des Einstelldialogs eines Netzwerkelementes 69
4.3 Einfügen neuer Netzwerkelemente 69
4.4 Einfügen neuer Netzwerkelemente per *Drag&Drop* 71
4.5 Kopieren vorhandener Netzwerkelemente 72
4.6 Markieren eines einzelnen Netzwerkelementes: *Left Mouse Button Click* 72
4.7 Markieren mehrerer Netzwerkelemente: *Left Mouse Button Click* 72
4.8 Markieren aller Netzwerkelemente *CTRL + A* 73
4.9 Markierung entfernen: Shift + Left Mouse Button Click 73

4.10 Markieren mehrerer Netzwerkelemente mit einem Markierungsframe 73
4.11 Markierung von Netzwerkelementen entfernen 73
4.12 Löschen eines einzelnen oder mehrerer Netzwerkelemente 73
4.13 Alle Netzwerkelemente des Zeichenbereiches gleichzeitig löschen 74
4.14 Drehen eines Netzwerkelementes 75
4.15 Netzwerkelement in den Vorder- oder Hintergrund setzen 76
4.16 Netzwerkelement deaktivieren oder aktivieren 76
4.17 Gruppieren von Netzwerkelementen 77
4.18 Zoomen der Netzwerkgrafik 78
4.19 Zoomen der Netzwerkgrafik: *STRG + Left Mouse Button Click* 78
4.20 Verschieben der Netzwerkgrafik: *SHIFT + Left Mouse Button Click* 78
4.21 Verschieben aller Netzwerkelemente 78
4.22 Position eines Netzwerkelementes fixieren 79
4.23 Zeichenfarbe von mehreren Netzwerkelementen ändern 79
4.24 Anwenderspezifisches Einfärben von Spannungsebenen 80
4.25 Netzwerkgrafik *Zoom* und *Reset Zoom* 80
5 Bewegen und Verbinden von Netzwerkelementen 81
5.1 Knoten, Referenzname, Anwenderspezifischer Name 81
5.2 Netzwerkelemente an Knoten grafisch und/oder elektrisch verbinden 83
5.2.1 Beispiel: Leitungsabgang mit Trennschalter 84
5.3 Netzwerkelemente im Zeichenbereich verschieben 85
5.3.1 Verschieben an einem Knoten 85
5.3.2 Verschieben mit Hilfe des grafischen Abbildes 85
5.4 Netzwerkelemente verbinden 86
5.5 Netzwerkelemente mit flexibler Form: *Line* und *Connection* 87
6 Einstelldialoge der elektrischen Betriebsmittel 88
6.1 Einstellwerte in einem Tooltip an der Spitze des Mouse-Cursors 89
6.2 Allgemeine Programmeinstellungen *Program Settings* 89
6.3 Allgemeine Eigenschaften der Einstelldialoge 93
6.3.1 Anwenderspezifische Kommentare für ein Netzwerkelement 93
6.3.2 Anwenderspezifische Kommentare für ein Netzwerkelement löschen 94
6.3.3 Ausgabe des anwenderspezifische Kommentars im Tooltip 94
6.3.4 Anwenderspezifische Zeichenfarbe für ein Netzwerkelement 95

6.3.5 Anwenderspezifischer Name *Name* für ein Netzwerkelemente 95

6.4 Allgemeine Parameter *ATP Related Settings* 97

6.4.1 Allgemeine Parameter *ATP Data* 97

6.4.2 Load Adjusting & Phase Adjusting – Lastflussberechnung in ATPDesigner 103

6.4.2.1 Load Adjusting (PQ, PV Nodes) 103

6.4.2.2 Phase Adjusting 104

6.4.2.3 Lastflussberechnung - *Load Adjusting* & *Phase Adjusting* 104

6.4.3 Registerkarte *Load Adjusting* 106

6.4.4 V>, V< - Monitoring - Überwachung der Versorgungsspannung am NAP 110

6.4.5 Registerkarte *Load Flow* (ATP Lastfluss) 112

6.4.6 Registerkarte Phase Adjusting 113

6.4.7 Registerkarte VDE 0102 (IEC 60909) 117

6.5 Einstellungen zur Netzwerkkonfiguration *Network Configuration* 118

6.5.1 Registerkarte *Network* 118

6.5.2 Registerkarte *Short-Circuit* 121

6.5.2.1 Short-Circuit -Nachbildung der Fehlerimpedanz 123

6.5.3 Registerkarte *Protection* 125

6.5.3.1 Distance Protection: Selective Tripping Schedule 127

6.5.4 Registerkarte *Graphic Colors* 128

6.5.5 Registerkarte *Line* 131

6.5.6 Registerkarte ATP Control File Config Data 132

6.5.7 Anwenderspezifische Beschreibung des elektrischen Netzwerkes 133

6.6 Netzeinspeisung *Network Infeed* 134

6.6.1 Registerkarte *Load Adjusting* 137

6.6.2 Lastflussberechnung - Modell der Netzeinspeisung in der Betriebsart *PV* 139

6.7 3-phasige Spannungs-/Strom-/Leistungsquelle *3-Phase Source* 141

6.7.1 Allgemeine Einstellungen - *General Technical Data* 141

6.7.2 Netzanschlusspunkt (NAP) - Messort *NCP* 148

6.7.3 Betriebsart *cos phi = const.* : Erzeugungsanlagen und Batteriespeicher 149

6.7.4 Interface to TACS/MODELS 151

6.7.5 Überspannungsüberwachung V>, Unterspannungsüberwachung V< 152

6.7.6 Kennlinie des Verschiebungsfaktors cos φ = *f*(P/P$_{nom}$) oder *f*(U/U$_{nom}$) 155

6.7.7 Wirk- und Blindleistungskennlinie Q(P) 157

6.8 Lastimpedanz *Load Impedance* 160

6.8.1 MODELS basierte Last, Batterie für einen Parkregler 164

6.9 Serienimpedanz *RLC Impedance* 170

6.10 Leitung *Line* 173

6.10.1 Auswahl des Leitungsmodells und des Leitungstyps 175

6.10.2 Registerkarte *Line Model* ... 176
6.10.3 Registerkarte *Multi Line* ... 178
6.10.3.1 Multi Line: Inhalt der Registerkarte *General Technical Data* ... 180
6.10.4 Berechnung des stationären Netzzustandes: Anzeige von I_{max} ... 181
6.10.5 Leitungsmodell RLC-PI mit und ohne Kapazitäten ... 182
6.10.6 Öffnen und Schließen der Trennschalter einer Leitung ... 183
6.10.7 Einfärbung einer spannungslosen Leitung ... 183
6.10.8 Integrierte Bibliothek für Leitungstypen ... 184
6.11 Spannungs- und Strommessgerät *Probe* ... 185
6.11.1 Hauptmenü *Protection* ... 186
6.11.2 Node Names and Current Flow Direction ... 187
6.11.3 Einstelldialog für eine Probe ... 188
6.11.4 Leistungsschalter für eine Schutzfunktion ... 193
6.11.4.1 Probe mit externem Schalter (*Switch*) ... 193
6.11.4.2 Probe mit internem Schalter ... 193
6.11.4.3 Probe mit internem Schalter - Taste *CLOSED* ... 194
6.11.5 Das Netzwerkelement *Probe* als Messgerät ... 195
6.11.5.1 Stationäre Netzberechnung: Messung von U, I, S, P, Q, etc. ... 195
6.11.5.2 Dynamische Netzberechnung: Messung von u(t), i(t), etc ... 195
6.11.5.3 Auswahl einer geeigneten Abtastschrittweite Δt_{ATP} ... 196
6.11.5.4 Markierung einer deaktivierten Probe in der Netzgrafik ... 197
6.11.6 Schutzfunktionen und Schutzanalyse ... 198
6.11.6.1 Berechnung des stationären Netzzustandes ... 198
6.11.6.2 Berechnung dynamischer Netzvorgänge ... 199
6.11.6.3 Verwenden eines Schalters zur Kurzschlussabschaltung ... 199
6.11.6.4 Verwenden von Schutzfunktionen ... 200
6.11.6.5 EIN- bzw. AUS-Schalten der Schutzfunktionen für jede Probe ... 204
6.11.7 Find Protection Element: Liste der Schutzgeräte und Schutzfunktionen ... 205
6.11.8 Schutzanalyse: Darstellung der Auslösekennlinie der Schutzfunktionen ... 207
6.11.8.1 DIST: Zeitstaffelplan, Polygon-/Kreiskennlinie, Anregekennlinie ... 209
6.11.8.2 UMZ: Zeitstaffelplan ... 213
6.11.8.3 DIFF: Auslösekennlinie ... 214
6.11.8.4 FUSE: Schmelzsicherung ... 215
6.11.8.5 UMZ: Richtungskennlinie ... 216
6.11.8.6 AMZ: Kennlinie Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT) ... 217
6.11.8.7 EWATT: Kennlinien der Erdschlussrichtungserkennung ... 218
6.11.9 Schutzanalyse: Ausgabe der Ergebnisse der Schutzgeräte ... 220
6.11.10 Schutzanalyse: Analyse von Kaskadenabschaltungen (Kaskadenanalyse) 225
6.11.10.1 Automatische Ausführung der Kaskadenanalyse ... 227
6.11.11 Schutzanalyse: Ausgabe mehrerer Auslösekennlinien in einem Diagramm ... 229
6.11.11.1 Schutzanalyse DIST: Mehrere Zeitstaffelpläne in einem Diagramm ... 229
6.11.11.2 Schutzanalyse FUSE: Mehrere Sicherungskennlinien in einem Diagramm 232
6.11.12 Stationäre Netzberechnung: Liste der AUS-Kommandos ... 232

6.11.13 Schutzfunktionen: Farbmarkierung der Probe im elektrischen Netz 233
6.11.14 Stationären Netzberechnung: Ausführung der Schutzfunktionen 234
6.11.15 Stationären Netzberechnung: Ergebnisse der Schutzanalyse 237
6.11.16 Stationäre Netzberechnung: Verfahren der Schutzanalyse 239
6.11.17 Betriebsart (Operating Mode) 240
6.11.18 Clarke-Transformation (0αβ- oder hαβ-Transformation) 243
6.11.19 UMZ: Überstromzeitschutz (Overcurrent Protection) 244
6.11.19.1 UMZ, U<>: Überstromschutz und Über-/Unterspannungsschutz 244
6.11.19.2 UMZ: Überstromzeitschutz 248
6.11.19.3 UMZ: Kurzschlussrichtungserkennung 250
6.11.19.4 UMZ: Resultierende Kurzschlussrichtung für die Methode U_{LE} – I_L 252
6.11.19.5 UMZ: Kurzschlussrichtung - Einstellung der charakteristichen Winkel 254
6.11.19.6 UMZ: Berechnung des stationären Netzzustandes 254
6.11.19.7 UMZ: Berechnung der dynamischen Netzvorgänge 257
6.11.20 U<>: Überspannungsschutz V>, Unterspannungsschutz V< 258
6.11.21 DIST: Distanzschutz (Distance Protection) 259
6.11.21.1 DIST: Blockschaltbild 262
6.11.21.2 DIST: Anregesystem I>, U<> 263
6.11.21.3 DIST: Unterimpedanzanregung Z< 267
6.11.21.4 DIST: Gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen 275
6.11.21.5 DIST: Polygonkennlinie 277
6.11.21.6 DIST: Kreiskennlinie 282
6.11.21.7 DIST: MHO-Kennlinie 285
6.11.21.8 DIST: Impedanzalgorithmus *Impedance Algorithm* 286
6.11.21.9 DIST: Fußpunktfreigabe I_F> der Impedanzberechnung 287
6.11.21.10 DIST: Leiterbevorzugung beim 2pE *Z< Measuring Loop PPG* 288
6.11.21.11 DIST: Arbeitsweise des Distanzschutz-Algorithmus 292
6.11.21.12 DIST: Internes AUS-Signal (Distanz-AUS) 294
6.11.21.13 DIST: 3-poliges AUS-Kommando des Distanzschutzes 295
6.11.21.14 DIST: Automatische Einstellung des Distanzschutzes 296
6.11.22 DIST: Berechnung des stationären Netzzustandes 302
6.11.22.1 *Message Window*: Distanzschutz mit Polygonkennlinie 302
6.11.22.2 *Message Window*: Distanzschutz mit Kreiskennlinie 303
6.11.22.3 *Message Window*: Gerichteter und ungerichteter UMZ-Schutz 304
6.11.22.4 *Message Window*: Über- und Unterspannungsschutz U<> 304
6.11.22.5 Messages Window: Kurzschlussimpedanzen des Mitsystems Z_{1k} 305
6.11.23 DIST: Berechnung der dynamischen Netzvorgänge 306
6.11.23.1 *Messages Window*: Ausgabe von Meldungen 309
6.11.24 DIST: Signalvergleich 310
6.11.25 Leistungsschalter für AUS- und EIN-Kommando (*Combine*) 313
6.11.26 Fuse: Schmelzsicherung 317
6.11.26.1 Erstellen einer Sicherungskennlinie 319
6.11.27 Fuse: Berechnung des stationären Netzzustandes 320
6.11.28 Vdiff: Messen einer Differenzspannung mit einer *Measuring Line* 323
6.11.29 DIFF: Differenzialschutz 324
6.11.30 AMZ: Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT) 331
6.11.31 EWATT: Erdschlussrichtungserkennung 334
6.11.32 AWE: Automatische Wiedereinschaltung 338

6.11.32.1 AWE: Für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge 338
6.11.32.2 AWE: Für die Berechnung stationärer Netzzustände 338
6.12 Transformator *Transformer* 340
6.12.1 Anzeige der fehlerhaften Berechnung der Kurzschlussimpedanz Z_k 343
6.12.2 Transformator Voltage Regulator 344
6.13 Schalter Circuit-Breaker 349
6.13.1 Schalter Cb1..5, Messorte M1..5, Spannungs- und Stromwandler 1..5 351
6.13.2 Strom- und Spannungswandler der Anlage für die Messorte *M1..5* 354
6.13.3 Strom- und Spannungswandler der Anlage global ein- und ausschalten 357
6.13.4 Ausgabe der Schaltzeiten im *Messages Window* 357
6.13.5 Magnetisierungskennlinie für Cb1..5 358
6.14 Leitungsfehler *Fault Type* 360
6.14.1 Leitungsfehler *Fault Type* mit einem Lichtbogen 361
6.14.2 Einstelldialog *Static Arc Fault* 363
6.14.3 Einstelldialog *Dynamic Arc Fault* 365
6.15 Synchrongenerator und Kraftwerksmodell *Generator* 366
6.15.1 MODELS-Regelung: Speed Control und Voltage Control 369
6.15.2 Ausgabe von Signalen in einem Diagramm 373
6.15.3 Verwendung der beiden Regelungen für Drehzahl und Spannung 374
6.15.4 Einstelldialog *VDE 0102* für den Synchrongenerator 375
6.15.5 Kraftwerksmodell mit mehreren rotierenden Massen 376
6.16 Erdungsarmatur *Grounding System* 377
6.17 Netzwerkelement *Splitter* 378
6.18 Externe .ATP-Ausgabedatei *External .ATP-File* 380
6.19 Sammelschiene *Busbar* 381
6.19.1 Sammelschienenkurzschluss 382
6.20 Elektrische Maschine *Electrical Machine* 385
6.21 Schalter *Switch* , ... 392
6.21.1 Öffnen und Schließen des Schalters 404
6.21.2 Gleichzeitiges Öffnen und Schließen aller aktivierte Schalter 405
6.21.3 *Switch* - Messen von Spannungen und Strömen 406
6.21.4 Ausgabe der Schaltzeiten im *Messages Window* 407
6.21.5 Switch - Berechnung stationärer Netzzustände 408
6.22 Dezentrale Energieerzeuger und stationäre Batteriespeicher *RPI* 409
6.22.1 Modell für Erzeugungsanlagen mit Netzstromrichter 409

6.22.2 Interne Arbeitsweise 416
6.22.3 Wichtige Hinweise für die Verwendung des Modells 419
6.22.4 Kennlinien für den Verschiebungsfaktor cos φ 420
6.22.5 Unterspannungsschutz V< und Überspannungsschutz V> 424
6.22.6 Übertragungsverhalten der Stromquelle 426
6.22.7 Ein- und Ausschalten der Stromquelle 427
6.22.8 Überwachung des maximal zulässigen Leiterstroms I_{Lzul} 428
6.22.9 Pulsweitenmodulation (PWM) 428
6.22.10 LVRT/HVRT-Betrieb - Low Voltage and High Voltage Ride Through 429
6.22.11 Beispiel: LVRT-Betrieb eines Windparks 434
6.22.12 Ausgabe von Signalen in der .PL4-Datei (Grafikdatei) 439
6.23 RPI Control System - Parkregler für Dezentrale Erzeugungsanlagen 442
6.23.1 Erzeugungsanlage mit Batterie 447
6.23.2 LVRT-Betrieb der Batterie 448
6.24 Strom- und Spannungswandler *M1..5* 448
6.24.1 Ausgabe von Signalen in der .PL4-Datei (Grafikdatei) 451
6.25 *ATP Source* – 1-phasige Spannungs- und Stromquellen 453
7 Berechnung des stationären Netzzustandes 455
7.1 Short-Circuit Results und MODELS Source Code 455
7.2 Anzeige der Short-Circuit Results in einer Tabelle 455
7.3 Anzeige der Short-Circuit Results in einem Mouse-Cursor Tooltips 458
7.4 Darstellung des Spannungsfalls ΔU an den Sammelschienen 460
7.5 Darstellung der Leistungsflussrichtung an Leitungen 461
7.6 Umschaltung zwischen Single-Line Tooltip und Multi-Line Tooltip 462
7.7 Löschen der Short-Circuit Results 462
7.8 Probe Measurement Results - Anzeige der Probe Messwerte 463
7.9 Short-Circuit Results: Inhalt der Tooltips 464
7.9.1 Leitung *Line* 464
7.9.2 Transformator *Transformer* 466
7.9.3 Spannungs- und Strommessgeräte *Probe* 467
7.9.4 Sammelschiene *Busbar* 468
7.9.5 Netzeinspeisung *Network Infeed* 469
7.9.6 Strom-, Spannungs- und Leistungsquelle *3-Phase Source* 470
7.9.7 Lastimpedanz *Load* Impedance 472
7.9.8 Schalter mit Messort *Circuit-Breaker* 474
7.10 Überwachung der Netzspannung - *Voltage Monitoring* 475

7.11 Identifikation überlasteter Betriebsmittel mit Lastflussrechnung 477
7.12 F4, F6, F7, F8, F9, Alt + F7, F8, +F9 - Anzeige von Messwert-Frames 480
7.12.1 F4: V_{ABCG}, I_{ABC}, S, P, Q, cos φ 481
7.12.2 F6: V_0, I_0, V_{NG}, I_G 481
7.12.3 F7: V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}, I_{AB}, I_{BC}, I_{CA} 482
7.12.4 F8: V_{AG}, I_A, S, P, Q 482
7.12.5 F9: Z_{1AG}, Z_{1BG}, Z_{1CG}, Z_{1AB}, Z_{1BC}, Z_{1CA} (primäre Impedanzen, $Z_1 = R_1 + jX_1$) 482
7.12.6 Alt + F7: Z_{1AG}, Z_{1BG}, Z_{1CG}, Z_{1AB}, Z_{1BC}, Z_{1CA} (sekundäre Impedanzen, $|Z_1|$, φ_{Z1}) 484
7.12.7 Alt + F8: Z_{1AG}, Z_{1BG}, Z_{1CG}, Z_{1AB}, Z_{1BC}, Z_{1CA} (primäre Impedanzen, $|Z_1|$, φ_{Z1}) 484
7.12.8 Alt + F9: Z_{1AG}, Z_{1BG}, Z_{1CG}, Z_{1AB}, Z_{1BC}, Z_{1CA} (sekundäre Impedanzen, $Z_1 = R_1 + jX_1$) 485
7.13 Gesamtverlustleistungen des Energieversorgungsnetzes 486
7.14 Kurzschlussstromberechnung mit ATPDesigner und ATP 487
7.15 Short-Circuit – Kurzschlussstrom I_k an der Kurzschlussstelle berechnen 489
7.15.1 Anzeige der Kurzschlussströme am Kurzschlussort in der Netzwerkgrafik 492
7.16 Berechnung des stationären Lastflusses - Load Adjusting, Phase Adjusting 494
7.16.1 Lastflussberechnung – Meldung der Konvergenz oder Divergenz 496
7.16.2 Load Adjusting-File 497
7.16.3 Phase Adjusting-File 499
7.16.4 Ausgabe der Lastflussinformationen *LF>* im *Messages Window* 500
7.16.5 Schrägregler-Transformatoren in der Lastflussberechnung 501
7.17 Short-Circuit Power Calculation - Kurzschlussleistung S_k“ 502
8 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 504
8.1 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 in ATPDesigner 507
8.1.1 Methode: Verhältnis R/X an der Kurzschlussstelle 511
8.1.2 Methode: Ersatzfrequenz f_c 512
8.2 Hinweise zu den Betriebsmittelmodellen 517
8.2.1 Synchrongenerator 517
8.2.2 Spannungsquellen 517
8.2.3 Netzeinspeisungen 518
8.2.4 Asynchronmaschine 518
8.2.5 Transformator (Zweiwicklungstransformator) 518
8.2.6 Leitung 519
8.2.7 Dreiwicklungstransformatoren 519
8.2.8 Kurzschlussstrom-Begrenzungsdrosselspulen 519
8.2.9 Synchronphasenschieber und -motoren 519
8.2.10 Kraftwerksblöcke mit/ohne Stufenschalter 519
8.2.11 Statische Umrichter 520
8.2.12 Kondensatoren und nichtrotierende Lasten 520

8.2.13 Spannungs- und Stromquellen *3-Phase Source* 520

9 Berechnung dynamischer Netzvorgänge 521

9.1 Berechnung eines Leitungskurzschlusses für *Line 1..3* 521

9.2 Berechnung eines Netzkurzschlusses mit Short-Circuit 523

9.3 Darstellung der Zeitsignale als Diagramm 525

9.4 Zeitsignale im Diagramm wechseln 526

9.5 Ermittlung der Augenblickswerte von Zeitsignalen 527

9.6 Zoomen von Teilen des Diagramms 528

9.7 Refresh des Diagramms 528

9.8 Berechnung von Amplitude, Phasenlage und Frequenzspektrum 528

9.9 Skalierung der Abtastwerte der Zeitsignale im Diagramm 532

9.10 Einstellungen für Diagramme *Diagram Settings* 534

9.11 Einstellungen für Signalanalyse *Signal Analysis Settings* 537

9.11.1 Berechnung der Mitimpedanz $Z_{1k} = R_{1k} + jX_{1k}$ 538

9.11.2 Voltage & Currents: Positive & Negative Sequence System 540

9.12 Ausgabe der Zeitsignale Dateien mit anderen Datenformaten 541

10 Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen 544

10.1 20kV-Netzeinspeisung 546

10.2 Ortsnetztransformator 20/0,4kV, S_{rT} = 630kVA, u_k = 4%, P_k = 6kW 547

10.3 Messgerät Probe 549

10.4 0,4kV-Sammelschiene 550

10.5 Einspeisungen konstanter Wirkleistung *Pnom (Ip:3p) = const.* 551

10.6 Verbraucherlast konstanter Leistung 553

10.7 Einstellungen in *ATP Data* zur iterativen Netzberechnung 555

10.8 Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner 556

10.9 Ergebnisse der iterativen Netzberechnung in einer Textdatei 557

11 Automatische Durchführung von Netzberechnungen und Prüfungen 559

11.1 Prüfung von Netzschutzeinrichtungen mit dem Prüfsystem CMCxxx 559

11.2 .LOG-Datei der Kommunikation mit dem CMEngine - Interface 561

11.3 Zuordnung der Messorte M1..5 der Circuit-Breaker Cb1..5 zu CMC-Prüfeinrichtungen 562

11.4 Prüfverfahren 562

11.5 Korrektur der gemessenen Zeiten 565

11.6 Test Procedure – Automatische Prüfung von Schutzeinrichtungen 566
11.7 Test Procedure – Automatisches Erzeugen von COMTRADE – Dateien 571
11.8 Test Procedure – Automatisches Erzeugen von Textdateien 573
11.9 Test Procedure – Automatische Durchführung von Lastflussberechnungen 574
11.10 Test Procedure – Automatische Prüfung von Schutzkonzepten 576
11.10.1 Prüfung von Schutzkonzepten über mehrere Folgeleitungen 579
11.10.2 List of Test Procedure - Ausführen einer Liste von Prüfungen 580

12 Bibliothek für Netzwerkelemente – *Network Library* 583
13 Informationen von ATPDesigner in der Registry 586
14 Dokumente 588
15 Formelzeichen 588

2 Einleitung

2.1 Wozu kann ATPDesigner verwendet werden?

Das Software-Tool **ATPDesigner** ist eine grafische Benutzeroberfläche zur Berechnung von Spannungen, Strömen, Leistungen und verschiedenen mechanischen Parametern in elektrischen Energieversorgungsnetzen, welches das Netzberechnungsprogramm **ATP** (**A**lternative **T**ransients **P**rogram, www.eeug.org, www.emtp.org) verwendet. Die Schnittstelle zwischen ATPDesigner und ATP wird über mehrere Textdateien hergestellt. Bei der Berechnung erzeugt ATPDesigner eine .ATP-Ausgabedatei, die alle erforderlichen Daten des elektrischen Energieversorgungsnetzes beinhaltet und von ATP berechnet werden kann. Dadurch ist es nicht erforderlich, sich mit dem komplexen Regelwerk des Netzberechnungsprogramms ATP auseinanderzusetzen. Als Ergebnis liefert das ATP eine **.LST**- und eine **.PL4**-Datei. Auf die einzelnen Dateitypen wird später eingegangen.

ATP ist ein weltweit eingesetztes Software-Tool zur Berechnung speziell 3-phasiger, elektrischer Energieversorgungsnetze. Mit Hilfe des Programms ATPDesigner als grafische Benutzeroberfläche lassen sich auf einfache Art auch komplizierte und umfangreiche elektrische Energieversorgungsnetze aufbauen und berechnen. Eine detaillierte Kenntnis des ATP-spezifischen Regelwerkes ist nicht erforderlich. ATPDesigner enthält alle wichtigen Betriebsmittel der Elektroenergieversorgung wie z.B. Transformatoren oder Leitungen als Vorlagen. Die Betriebsmittel lassen sich in ihren physikalischen Eigenschaften verändern und so den jeweiligen Betriebsverhältnissen anpassen. Durch die einfache Auswahl der gewünschten Betriebsmittel und durch die einfachen Verbindungsmöglichkeiten der Betriebsmittel untereinander lassen sich schnell auch große elektrische Energieversorgungsnetze erstellen und berechnen. Mit Hilfe von ATPDesigner ist es auch möglich, Netzstörungen wie z.B. Kurzschlüsse zu berechnen. Die Ergebnisse d.h. Spannungen, Ströme und Leistungen werden für die einzelnen Betriebsmittel in Tooltips angezeigt.

Das Elektroenergieversorgungsnetz kann von ATPDesigner mit dem ATP in seinem stationären als auch in seinem transienten Verhalten untersucht werden. Daher ist ATPDesigner besonders für die Analyse und Auswertung von Kurzschlüssen in Elektroenergieversorgungsnetzwerken geeignet, aber auch zur Lastflussberechnung.

ATPDesigner bietet als integrierte Benutzeroberfläche vielfältige Möglichkeiten:

- Design von elektrischen Energieversorgungsnetzen mit den Betriebsmitteln.
- Berechnung des stationären Netzzustandes auf Basis der komplexen Wechselstromrechnung, Darstellung der Messwerte in Tooltips direkt in der Netzwerkgrafik.
- Kurzschlussstromberechnung in Anlehnung an VDE 0102 (IEC 60909).
- Berechnung der dynamischen Vorgänge in elektrischen Energieversorgungsnetzen, Berechnung der Zeitverläufe von Spannungen und Strömen an beliebigen Netzknoten, Darstellung der berechneten Zeitverläufe von Spannungen und Strömen in Diagrammen.
- Analyse der Zeitverläufe mit Hilfe der Diskreten Fourier Transformation (DFT) und Berechnung der komplexen Zeiger, Effektivwertberechnung.
- Darstellung der komplexen Zeiger in Listenform oder als Zeigerdiagramm.
- Import und Export der zeitlichen Verläufe von Spannungen, Strömen, etc. als spaltenorientierte Textdatei oder in Textdateien entsprechend dem **COMTRADE** Format als universelle Schnittstelle zu anderen Analysesystemen.

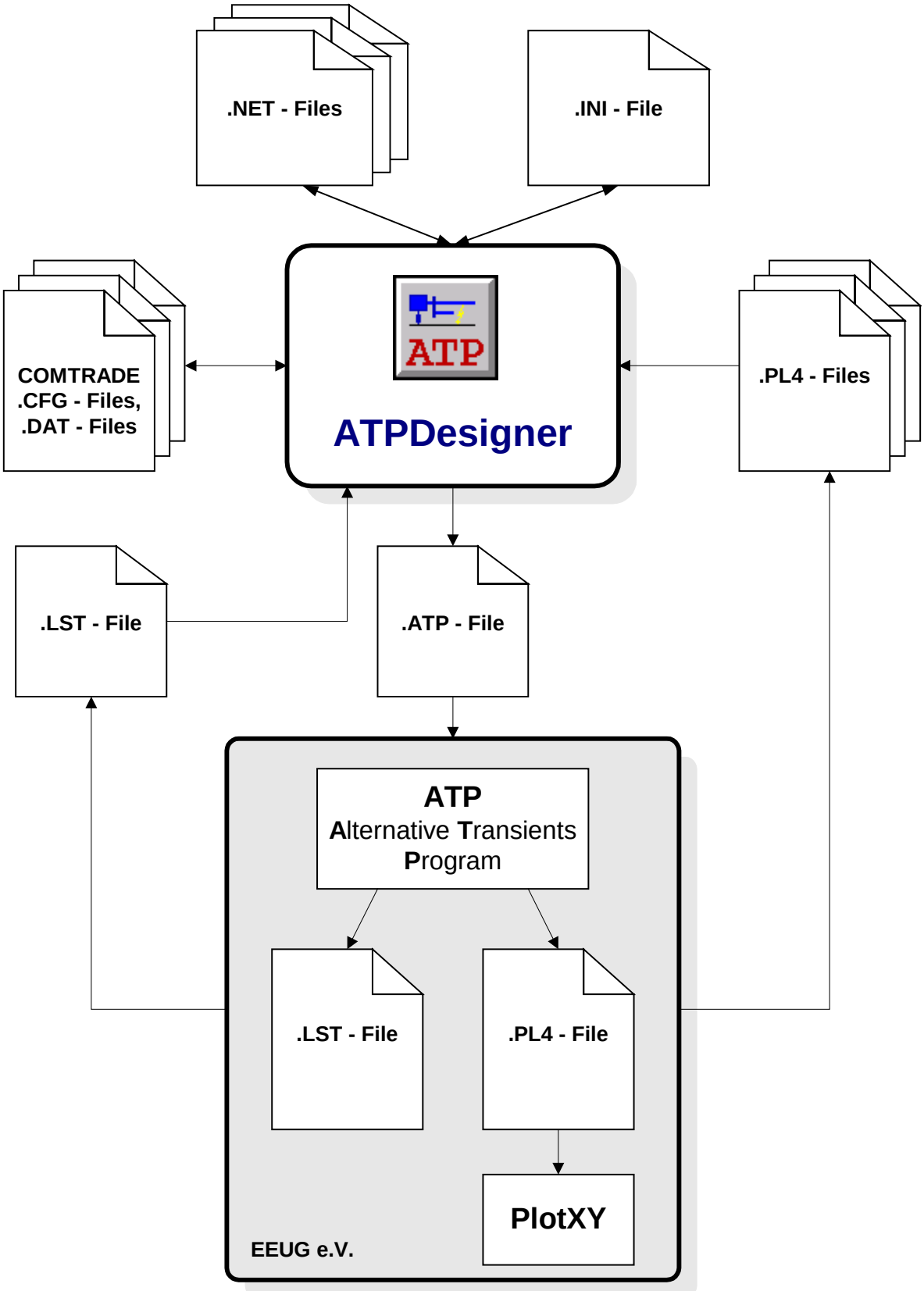


Abbildung 1: ATPDesigner und ATP

Hinweis
Der Autor der vorliegenden Dokumentation übernimmt keine Gewährleistung dafür, dass die vorliegende Dokumentation und/oder die vom Anwender verwendete Software ATPDesigner nicht mit Fehlern behaftet ist, welche die Tauglichkeit der Software mindern oder aufheben können. Auch Bezüge, Zitate, oder sonstige Verweise zu anderen Dokumenten, Normen und sonstigen Vorschriften können fehlerhaft sein. Der Autor macht darauf aufmerksam, dass es nach dem Stand der Technik nicht möglich ist, Software so zu erstellen, dass diese in allen denkbaren Anwendungen und Kombinationen fehlerfrei arbeitet.

Der Autor bitte darum, jegliches Fehlverhalten der Software oder Fehler in der vorliegenden Dokumentation direkt dem Autor mitzuteilen. Die Kontaktdaten des Autors sind unter www.atpdesigner.de oder www.powerengs.de einsehbar.

2.2 Grundeinstellung der Systemeinstellwerte von ATPDesigner

Die vorliegende Dokumentation bezieht sich in den Erklärungen auf die Systemeinstellungen von ATPDesigner, die in der Grundeinstellung aktiv sind. Die Grundeinstellung der Systemeinstellwert kann im Zweifelsfall dadurch wiederhergestellt werden, in dem die Datei **ATPDesigner.ini** im Verzeichnis der ausführbaren Datei **ATPdesigner.exe** (als Grundeinstellung: **c:\atpdesigner\exe**) gelöscht wird. Nach dem Neustart von **ATPDesigner** wird die Initialisierungsdatei mit der Grundeinstellung neu erzeugt und gespeichert.

2.3 Dateitypen

ATPDesigner arbeitet mit unterschiedlichen Dateitypen, deren Bedeutung hier kurz erläutert wird.

- **.NET**
  Die .NET-Dateien beinhalten alle grafischen Daten des Energieversorgungsnetzes und der darin enthaltenen Betriebsmittel mit den Betriebsmitteldaten. Aus einer .NET-Datei lassen sich alle anderen, nachfolgend genannten Dateien mit dem ATP erzeugen. Zur Datensicherung genügt es daher, die .NET-Datei zu sichern. ATPDesigner stellt dazu eine Sicherung eines Projektes als gepackte Datei im .zip-Format zur Verfügung.

  Das Format der .NET-Datei ist proprietär. Die Datenkonsistenz der .NET-Datei wird durch Checksummen überwacht. Es sollte daher unbedingt vermieden werden, den Inhalt der .NET-Datei ohne Verwendung von ATPDesigner z.B. durch einen Texteditor manuell zu verändern.

- **.PL4**
  Die .PL4-Datei (***Grafikdatei***) wird als Ergebnis der Netzberechnung vom ATP erzeugt. Diese Datei beinhaltet die berechneten Spannungen und Ströme als Momentanwerte (Abtastwerte) und wird für die Darstellung der Zeitverläufe von Strömen und Spannungen in Diagrammen verwendet. Das Format der .PL4-Datei ist proprietär und Teil des ATP.

- **.ATP**
  Die ***.ATP-Eingabedatei*** beinhaltet die Befehle und Anweisungen für die Berechnung des elektrischen Energieversorgungsnetzes mit dem ATP. Die .ATP-Ausgabedatei wird von ATPDesigner erstellt und basiert auf den Daten der .NET-Datei. Das Format der .PL4-Datei ist proprietär und Teil des ATP.

- **.LST**
  Die ***.LST-Ausgabedatei*** wird durch ATP als Report d.h. als Ergebnis der Netzberechnung erstellt. In der .LST-Ausgabedatei sind eine Kopie der ursprünglichen .ATP-Ausgabedatei sowie zusätzliche Bemerkungen und Fehlermeldungen enthalten. Die .LST-Ausgabedatei dient daher ATPDesigner zur Analyse von Fehlermeldungen des ATP. Das Format der .PL4-Datei ist proprietär und Teil des ATP.

- **.CFG**
  Das **COMTRADE**-Format ist ein weltweit genormtes Ausgabeformat nach IEC60255-24 zum Austausch von Zeitverläufen physikalischer Signale wie z.B. Spannungen und Ströme. Mit Hilfe der .CFG-Datei können die vom ATP berechneten Daten auch mit anderen Software-Tools weiterverarbeitet und analysiert werden. Eine **COMTRADE** - Ausgabe besteht mindestens aus zwei Dateien:

  - einer **.CFG**-Datei mit den Konfigurationen der Spannungen und Ströme
  - einer **.DAT**-Datei mit den berechneten Abtastwerten.

- **.ZIP**
  ATPDesigner kann z.B. die .NET-Dateien alternativ als komprimierte .ZIP-Datei speichern.

- **.TXT**
  ATPDesigner kann .TXT-Dateien in einem Texteditor darstellen. Darüber hinaus ist es möglich, zeitliche Signalverläufe, die spaltenorientiert in der Textdatei gespeichert sind, in einem Diagramm darzustellen.

- **.MOD**
  ATPDesigner speichert **MODELS** Skripte in Textdateien mit der Extension **.MOD**.

- **.BAK**
  Wird mit Hilfe des Menüpunktes **File Save** im Hauptmenü **File** oder dem entsprechenden Toolbar-Button das aktuelle Netz in der .NET-Datei gespeichert, so wird vor dem Speichern (d.h. vor dem Speichern der ggfs. durchgeführten Änderungen) eine Kopie der .NET-Datei mit der Dateierweiterung .BAK angelegt. Eine ggfs. schon vorhandene .BAK-Datei gleichen Namens wird überschrieben.

Restaurierung einer .NET-Datei aus einer .BAK-Datei
Die .BAK-Datei kann einfach wieder in eine .NET-Datei umgewandelt werden, indem manuell z.B. in einem Dateiexplorer die Dateierweiterung .BAK in .NET geändert wird.

2.4 Die grafische Benutzeroberfläche von ATPDesigner

ATPDesigner besitzt eine leicht zu bedienende, grafische Benutzeroberfläche. Wie bei Windows-Applikationen üblich wird ein Menü mit Toolbars am oberen und unteren Programmrahmen verwendet. Darüber hinaus werden andockbare Zusatzfenster angezeigt, die im Hauptmenü ***View*** ein- und ausschaltbar sind. Für Windows-Applikationen typische Funktionen wie z.B. das Kopieren über die Zwischenablage sind in den z.B. von Word oder Excel bekannten Menüs bzw. mit den bekannten Tastenkombinationen bedienbar.

- Ausgabefenster für Meldungen ein-/ausschalten
  - Ein-/Ausschalten in **View** + **Messages Window**

- Ausgabefenster für Projektinformationen
  - Ein-/Ausschalten in **View** + **Project Information**

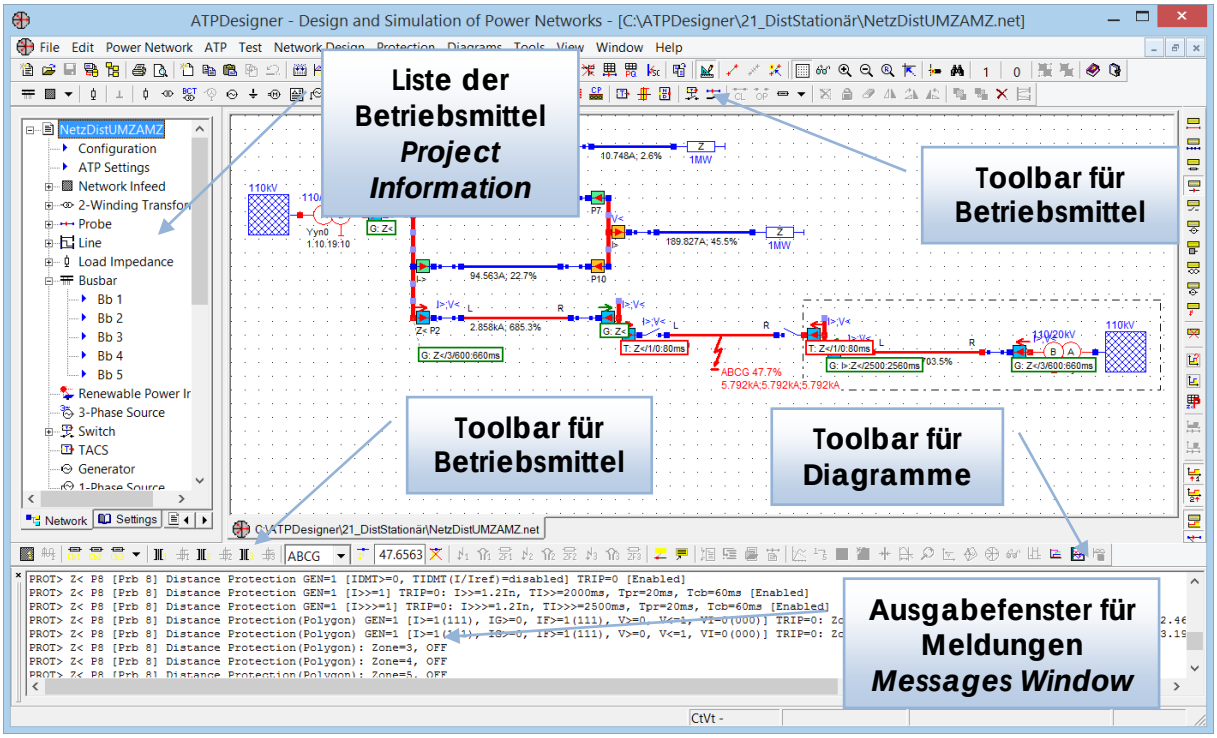


Abbildung 2: Die grafische Benutzeroberfläche von ATPDesigner

2.4.1 Toolbars

Die beiden oberen Toolbars beinhalten alle zur Erstellung und Berechnung des Energieversorgungsnetzes wichtigen Funktionen. Wir der Mauscursor über ein Element der Toolbar positioniert, so wird in einem Tooltip ein Hilfetext angezeigt.

Abbildung 3: Obere Toolbars in ATPDesigner

Die untere Toolbar stellt unter anderem Funktionen zur Verfügung, mit deren Hilfe man die Eigenschaften der Stromwandler, der Leistungsschalter mit Messort und der Fehler ändern kann oder wenn ein Diagramm (Kapitel 9.3) angezeigt wird. Die Symbole des rechten Teils der Symbolleiste repräsentieren Funktionen, mit deren Hilfe man angezeigte Strom und Spannungszeitverläufe in Diagrammen verändert und mit signalanalytischen Methoden untersucht werden kann.

Abbildung 4: Untere Toolbar in ATPDesigner

ATPDesigner ist in dafür designt, Netzschutz zu modellieren und zu untersuchen. Daher ist am rechten Rand eine eigene **Toolbar für Netzschutz** vorhanden, um die Funktionen des Hauptmenüs **Protection** einfacher verwenden zu können.

Abbildung 5: Toolbar für Netzschutz in ATPDesigner

Die Toolbars können in Windows basierten Programmen üblich vom Programmrahmen an- bzw. abgedockt oder frei verschiebbar verwendet werden. Die Toolbars sind in der integrierten Hilfedatei näher erläutert.

2.4.2 Ausgabefenster für Meldungen *Messages Window*

Im unteren Bereich werden in einem Ausgabefenster Meldungen von ATPDesigner und ATP insbesondere **Fehlermeldungen und Warnungen** aber auch Ergebnisse von Netzberechnungen oder netzschutztechnischen Analysen angezeigt.

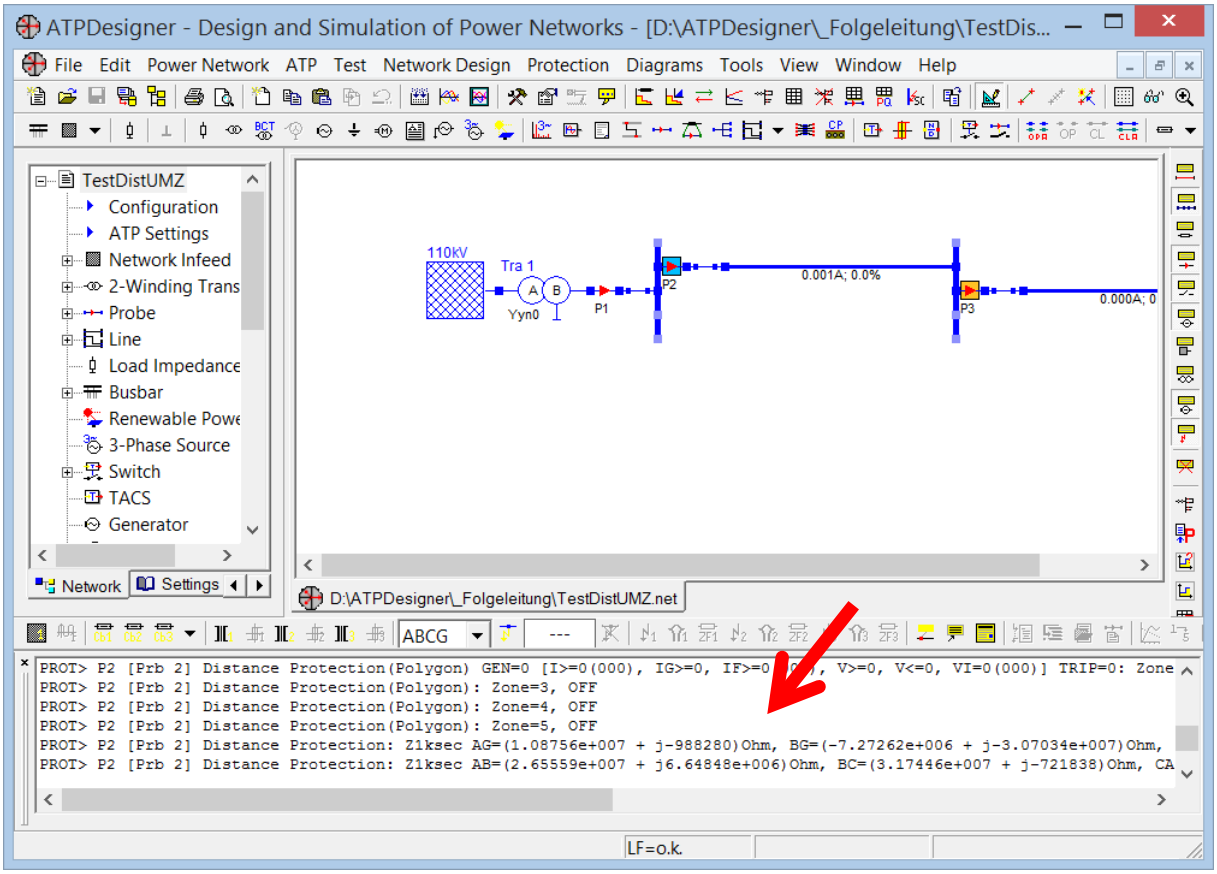


Abbildung 6: *Messages Window* – Ausgabefenster für Meldungen, Berechnungsergebnisse, ...

Das Ausgabefenster kann durch einen Mausclick auf das "**x**"-Symbol oder mit Hilfe des Menüeintrages **Messages Window** im Hauptmenü **View** ausgeschaltet werden. Das Einschalten kann nur mit Hilfe des Menüeintrages **Messages Window** im Hauptmenü **View** vorgenommen werden. Mit einem Doppelclick auf den Rahmen oder den "Grip" des Ausgabefensters kann das Ausgabefenster vom Rahmen abgekoppelt und dann in Größe und Position beliebig verändert werden. Das Ausgabefenster ist an alle Seiten des Rahmens andockbar. Das Anzeigefenster verfügt über ein **Right Mouse Button Menu**, das durch einen Klick auf die rechten Maustaste geöffnet werden kann.

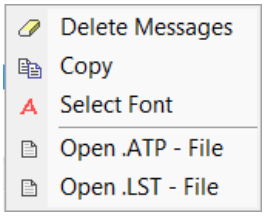


Abbildung 7: Ausgabefenster für Meldungen - *Right Mouse Button Menu*

Menüpunkt	Bedeutung
Delete Messages	Der Inhalt des Ausgabefensters für Meldungen wird gelöscht.
Copy	Der Inhalt des Ausgabefensters für Meldungen wird in die Zwischenablage kopiert.
Select Font	Eine neue Schriftart kann für das Ausgabefenster gewählt werden.
Open .ATP - File	Die .ATP-Eingabedatei wird in einem Texteditor (siehe Kapitel 6.2) geöffnet.
Open .LST - File	Die .LST-Ergebnisdatei wird in einem Texteditor (siehe Kapitel 6.2) geöffnet.

Ausgabefenster für Meldungen - Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102
Die Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (siehe Kapitel 8) werden in dem Anzeigefenster angezeigt. Der Inhalt ist identisch mit dem Inhalt der Tooltips, die nach erfolgter Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 mit Hilfe des Maustooltips am Kurzschlussort angezeigt werden.

Berechnung des stationären Netzzustandes - Ausgabe von Spannungen
Nach der Berechnung eines stationären Netzzustandes (siehe Kapitel 7) werden die Spannungen an den folgenden Netzwerkelementen im ***Messages Window*** angezeigt:

- **Busbar** (Sammelschienen, Kapitel 6.19)
- **3-Phase Source** (Kapitel 6.7)

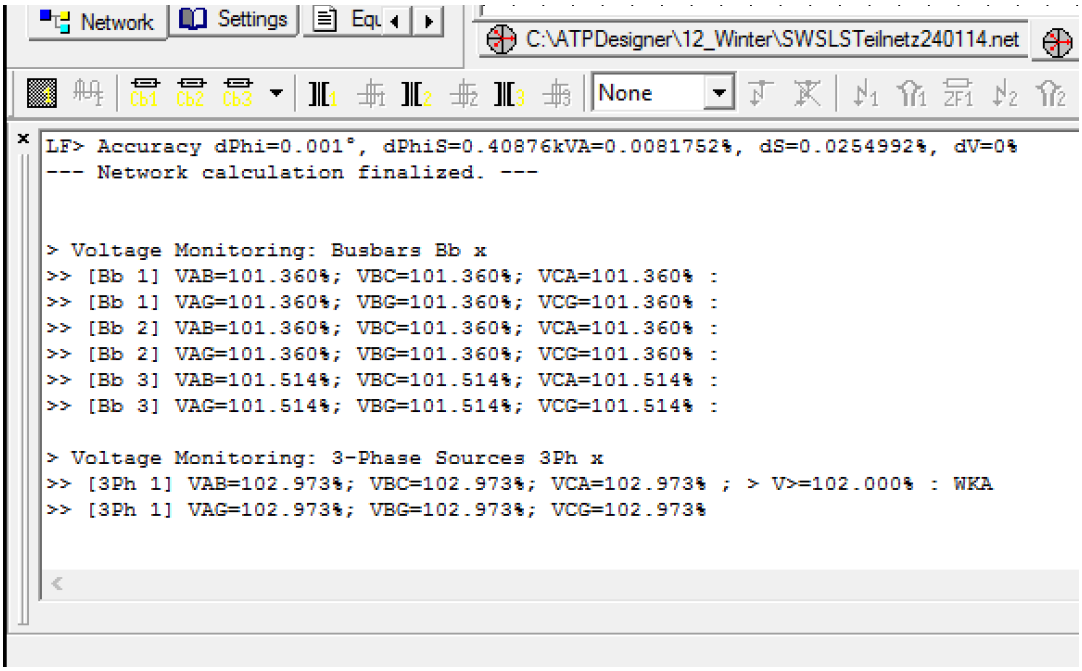
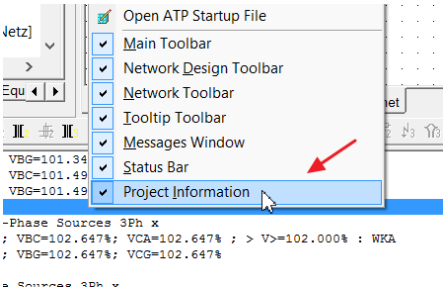


Abbildung 8: Ausgabe der Spannungen im *Messages Window*

2.4.3 Ausgabefenster für Projektinformationen *Project Information*

Im linken Bereich werden Informationen über das angezeigte Energieversorgungsnetz in einem Ausgabefenster mit mehreren Registerkarten angezeigt. Darüber hinaus können die Eigenschaften der Netzwerkelemente oder allgemeine Einstelldialoge verändert werden. Das Einschalten erfolgt mit Hilfe des Menüeintrages **Project Information** im Hauptmenü **View**.



In der Toolbar **Project Information** sind mehrere Registerkarten verfügbar.

2.4.3.1 Registerkarte *Network*

In diesem Ausgabefenster werden die im Netzwerk verwendeten Betriebsmittel aufgelistet. Durch einen Doppelclick auf den Namen des Netzwerkelementes wird der zugehörige Einstelldialog geöffnet. Zusätzlich werden am Anfang der Liste die nachfolgenden Einstelldialoge zum Öffnen angezeigt.

Menüpunkt	Bedeutung
Configuration	Einstelldialog **Network Configuration** (Kapitel 6.5)
ATP Settings	Einstelldialog **ATP Related Settings** (Kapitel 6.3)

Wird die rechte Maustaste gedrückt, wenn der Mauscursor im Ausgabefenster positioniert ist, so wird ein kontextsensitives Menü angezeigt.

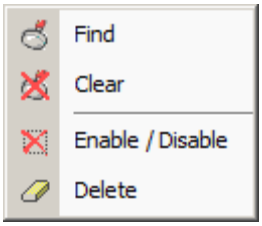
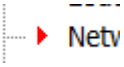
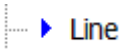


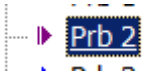
Abbildung 9: Ausgabefenster *Network* - Right Mouse Button Menü

Menüpunkt	Bedeutung
Find	Das vom Mauscursor ausgewählte Netzwerkelement wird im Netzwerk gesucht und mit einem roten Rahmen markiert.
Clear	Die Markierung wird von dem Netzwerkelement gelöscht.
Enable/Disable	Das mit dem Mauscursor ausgewählte Netzwerkelement wird **enabled** (= in der Netzberechnung berücksichtigt) oder **disabled** (= in der Netzberechnung nicht berücksichtigt)) (siehe Kapitel 4.16).
Delete	Das markierte Netzwerkelement wird gelöscht.

Der **Enabled** - bzw. **Disabled** - Status der Netzwerkelemente wird durch die vor dem Namen des Netzwerkelementes Symbole angezeigt:

- 

Netzwerkelement ist **Disabled**
- 

Netzwerkelement ist **Enabled**
- 

Netzwerkelement ist ausgewählt für **Left/Right Mouse Button Clicks**

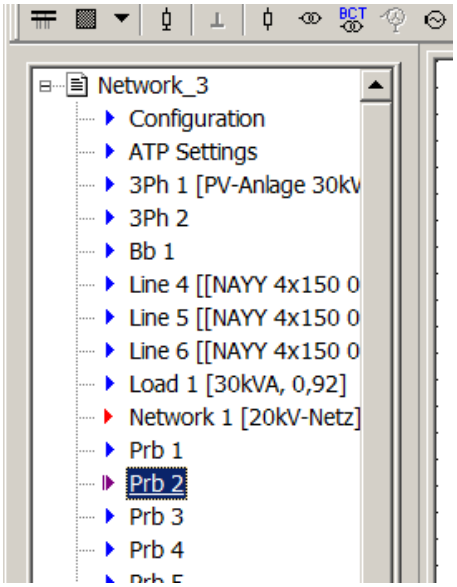


Abbildung 10: Symbole im Ausgabefenster *Network*

2.4.3.2 Registerkarte *Settings*

In diesem Ausgabefenster können Einstellwerte, die unabhängig von Netzwerkelementen in Einstelldialogen gruppiert sind, verändert werden.

- **Configuration** Einstelldialog **Network Configuration** (Kapitel 6.5)
- **ATP Settings** Einstelldialog **ATP Related Settings** (Kapitel 6.3)
- **Description** Texteditor zur Definition einer textuellen Beschreibung öffnen (Kapitel 2.6)
- **Load Adjusting** Einstelldialog **ATP Related Settings** Registerkarte **Load Adjusting** (Kapitel 6.4.3)
- **Phase Adjusting** Einstelldialog **ATP Related Settings** Registerkarte **Load Adjusting** (Kapitel 6.4.6)
- **Create Diagram** Öffnen eines Diagramms
- **Signal Analysis** Einstelldialog **Signal Analysis Settings**
- **Diagram Settings** Einstelldialog **Diagram Settings**
- **Short-Circuit** Einstelldialog **Network Configration,** Registerkarte **Short-Circuit** (Kapitel 6.4.7)
- **VDE 0102 (IEC 60909)** Einstelldialog **Network Configration,** Registerkarte VDE 0102 (IEC 60909)

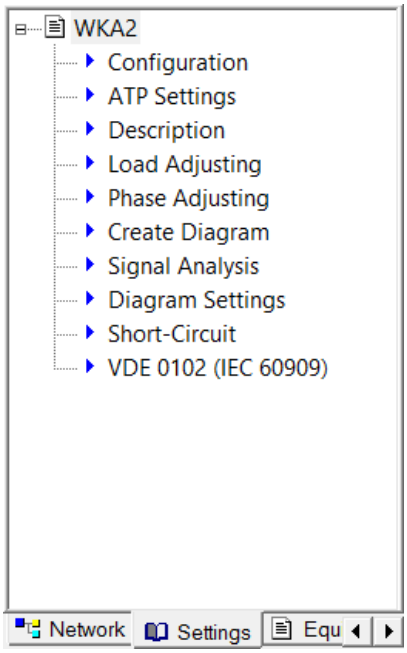
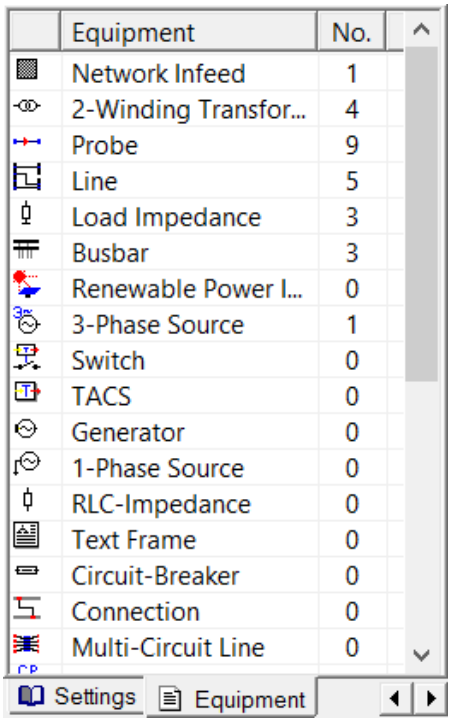


Abbildung 11: Registerkarte *Settings*

2.4.3.3 Registerkarte *Equipment*

In der Registerkarte befindet sich eine Liste der in ATPDesigner verfügbaren Netzwerkelemente nach Betriebsmitteltypen und deren Anzahl aufgelistet.



Einfügen eines neuen Netzwerkelementes
Mit Hilfe der Liste können ähnlich wie mit dem Menü oder den Toolbars neue Netzwerkelemente in ein Energieversorgungsnetz eingefügt werden.

1. Auswahl der Zeile mit einem Click der linken Maustaste „auf“ die Zeile

2. Mit einem Doppelclick auf die Zeile wird das neue Netzwerkelement eingefügt.

Aktivieren bzw. Deaktivieren aller Netzwerkelemente eines spezifischen Typs
Darüber hinaus ist es möglich, alle Netzwerkelemente eines Typs gleichzeitigt zu aktivieren (= Enable) oder zu deaktivieren (= Disable).

1. Auswahl der Zeile mit einem Click der linken Maustaste „auf“ die Zeile

2. Öffnen des **Right Mouse Button** Menü

3. Durch Auswahl eines der Menüpunkte **Enable** oder **Disable** werden alle im Energieversorgungsnetz enthaltenen Netzwerkelemente des ausgewählten Typs aktiviert oder deaktiviert (siehe Kapitel 4.16).

Alternativ können die Netzwerkelemente des ausgewählten Typs ausgewählt und z.B. gelöscht oder zu einer Gruppe zusammengefasst werden.

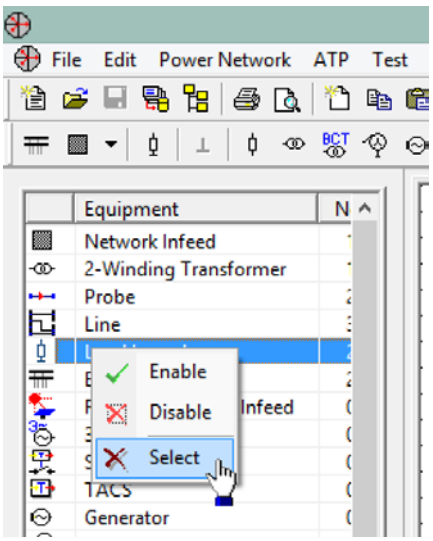


Abbildung 12: Registerkarte Equipment - Right Mouse Button Menü

2.5 Integrierte Hilfedatei und kontextsensitive Hilfe - F1

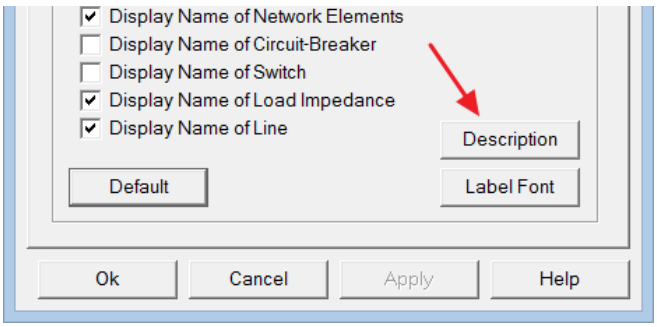
Im Rahmen dieser Einführung können nicht alle Funktionen von ATPDesigner erklärt werden. Um weitergehende Informationen zu erhalten, empfiehlt es sich, die umfangreiche Hilfe aufzurufen. Darüber hinaus kann in jedem Dialog eine kontextsensitive Hilfe durch Drücken des **Help**-Buttons oder der Taste **F1** geöffnet werden.

2.6 Beschreibung des Projektes

Der Anwender kann eine kurze Beschreibung des Projektes bzw. des elektrischen Netzwerkes eingeben, die im .NET-File gespeichert wird. Die Beschreibung wird im Datei-Browser (Kapitel 2.7) als Tooltip angezeigt.

Der Texteditor zur Eingabe der Projektbeschreibung kann wie folgt geöffnet werden:

- Im Einstelldialog **Network Configuration** (Kapitel 6.5.1)



- Im **Project Information Window**, Registerkarte **Settings** (Abbildung 11)

2.7 Der Datei-Browser

Um die von ATPDesigner unterstützten Dateitypen schnell anzeigen zu können, stellt das Software-Tool ATPDesigner einen integrierten Browser zur Verfügung. Dort kann man nach Dateien suchen und Dateien öffnen, aber auch Dateien löschen. Der Browser wird über das Symbol in der oberen Toolbar von ATPDesigner geöffnet.

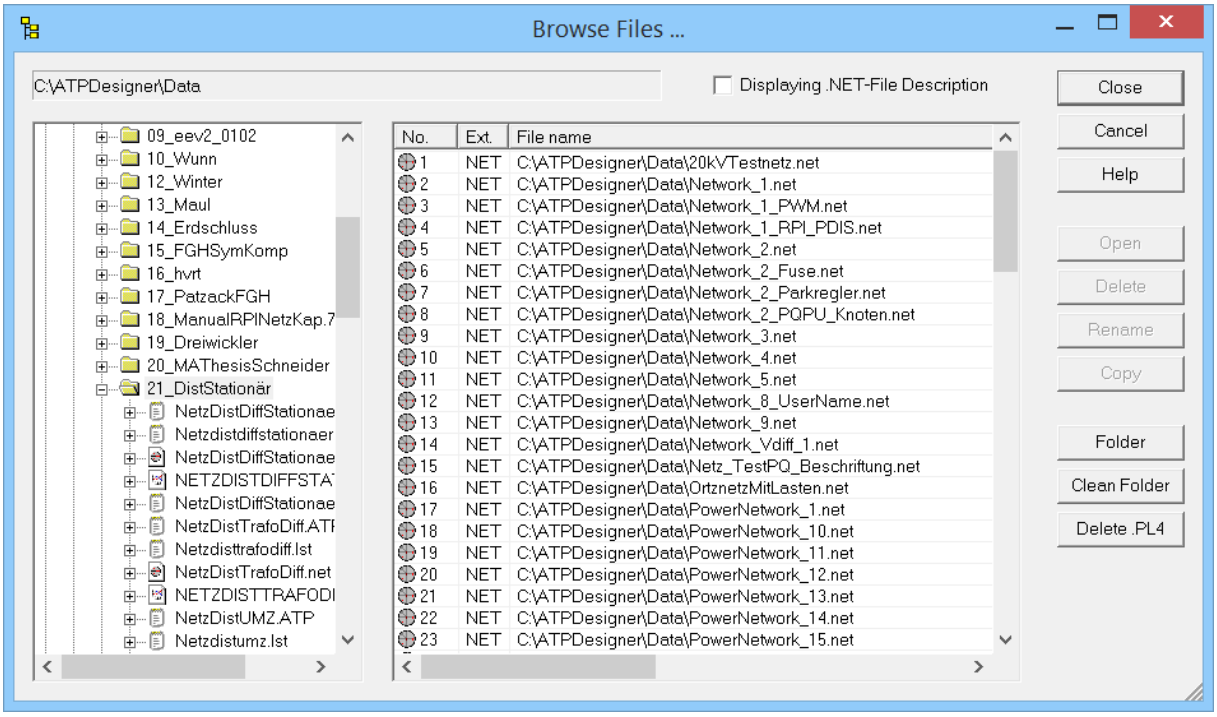


Abbildung 13: Der Browser von ATPDesigner

Abbildung 13 zeigt den Browser von ATPDesigner. Der Browser zeigt im linken Fenster die Dateistruktur der sichtbaren Laufwerke in einer Baumstruktur an. Die Navigation innerhalb der Baumstruktur erfolgt wie in Windows-Betriebssystemen üblich. Im rechten Fenster zeigt der Browser das aktuell angewählte Verzeichnis und die darin enthaltenen von ATPDesigner unterstützen Dateien in Form einer Liste. Möchte man sich eine Datei anzeigen lassen, so kann man sie hier auswählen und dann mit einem Mausklick auf den Button **Open** öffnen.

Button	Bedeutung
Close	Schließen des Dialogs, geänderte dialogspezifische Daten wie z.B. das Verzeichnis werden übernommen.
Cancel	Schließen des Dialogs, geänderte dialogspezifische Daten werden nicht übernommen.
Help	Öffnen des dialogspezifischen Kapitels der Hilfedatei von ATPDesigner.
Open	Öffnen der markierten Datei.
Delete	Löschen der markierten Datei.
Folder	Auswahl eines neuen Verzeichnisses für die Listenanzeige.
Clean Folder	Löschen aller temporären Dateien im Verzeichnis.
Delete .PL4	Löschen aller .PL4-Dateien im Verzeichnis.
Displaying .NET-File Description	Ist die Option aktiviert und "schwebt" der Mouse-Cursor "über" dem Dateinamen einer .NET-Datei, so wird in einem Tooltip der

	Beschreibungstext falls vorhanden angezeigt (Abbildung 13). Die Eingabe der textuellen Beschreibung wird in Kapitel 2.6 beschrieben.

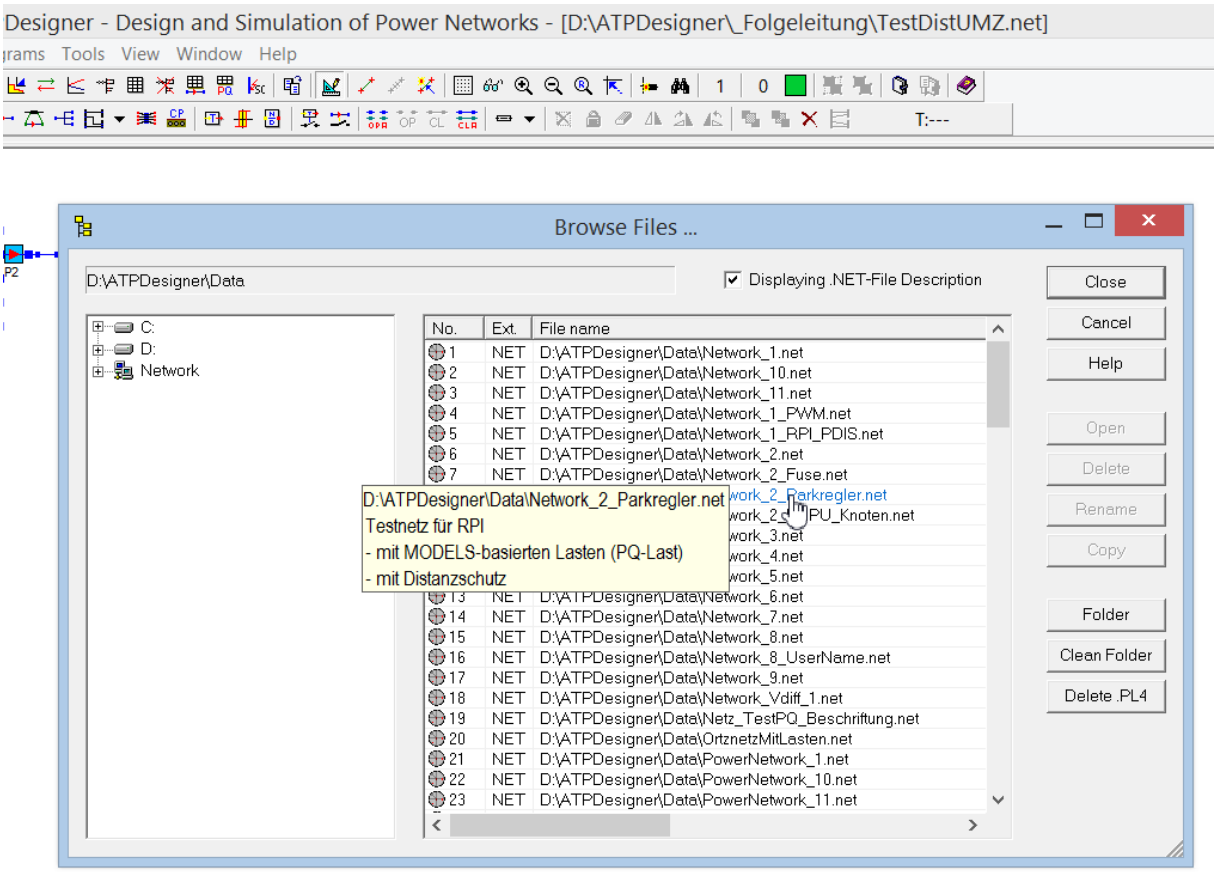


Abbildung 14: Anzeige der Beschreibung des Energieversorgungsnetzwerkes

Während einer Netzberechnung legt das ATP mehrere temporär verwendete Dateien an, die nach Beendigung der Netzberechnung nicht vollständig gelöscht werden. Mit Hilfe der Option **Clean Folder** können diese temporären Dateien aus dem ausgewählten Verzeichnis entfernt werden.

2.8 Find – Ein Netzwerkelement in der Netzgrafik suchen

Mit Hilfe des **Find**-Dialogs kann ein Netzwerkelement in einer Netzwerkgrafik gesucht und mit einem **roten Rahmen** auch für kleine Zoomfaktoren gut sichtbar markiert werden. Nach dem Öffnen des Dialogs wird mit einem ***Left Mouse Button Click*** ein Netzwerkelement in der Baumstruktur markiert und danach der **Find** – Button gedrückt.

- Menü ***Edit***, Menüeintrag ***Find***
- Tastenkombination ***Ctrl + F***

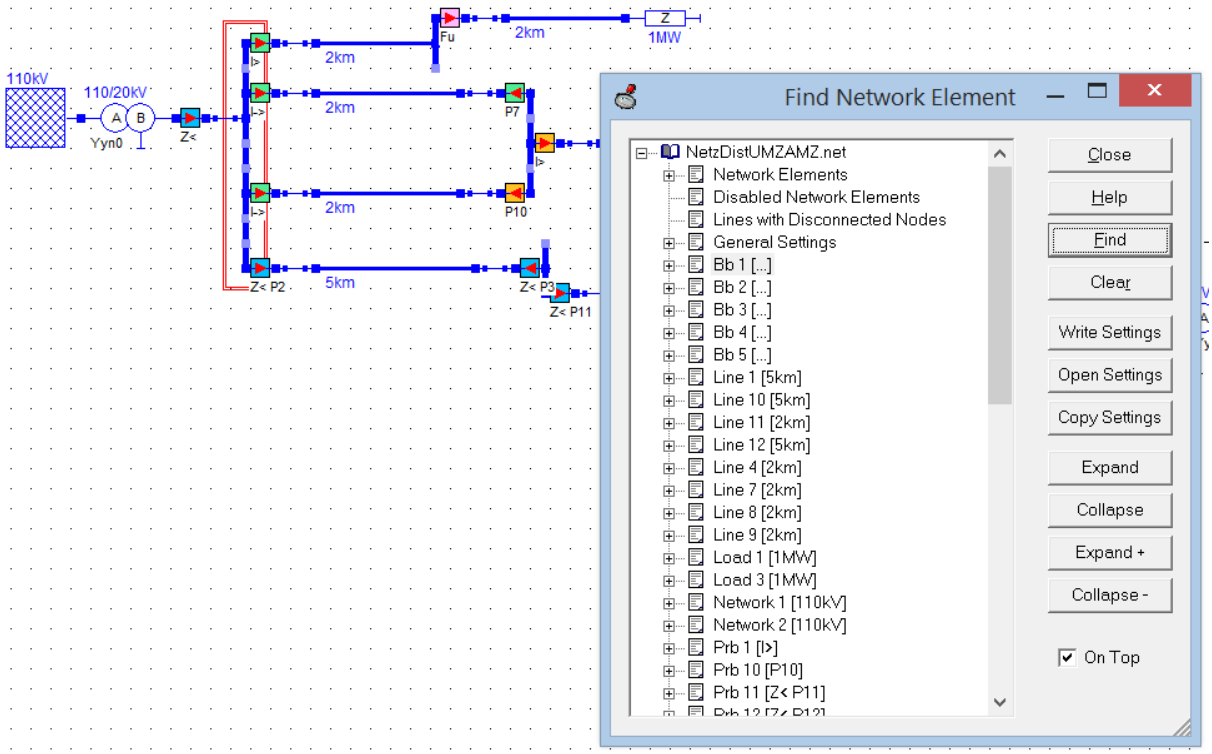
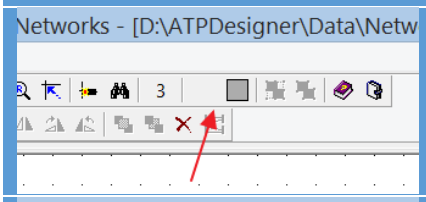
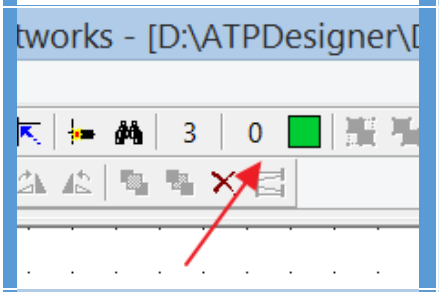
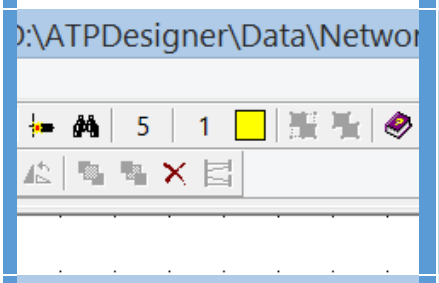
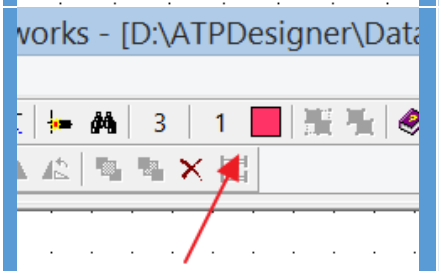


Abbildung 15: Find-Dialog zum Suchen und Markieren von Netzwerkelementen

Mit dem Button **Clear** im **Find**-Dialog oder dem Toolbar-Button können roten Markierungsrahmen in der Netzgrafik gelöscht werden.

2.9 Netzberechnung mit ATPDesigner/ATP – Statusanzeige der Ergebnisse

ATPDesigner zeigt nach einer Netzberechnung die Anzahl erkannter Fehler und Warnungen sowie den Status der Netzberechnung durch eine Ampel in der oberen Toolbar an.

	Es wurde noch keine Netzberechnung durchgeführt oder die Ergebnisse der letzten Netzberechnung zurückgesetzt.
	Es wurden nach der letzten Netzberechnung keine Fehler oder Warnungen erkannt.
	Es wurden nach der letzten Netzberechnung keine Fehler aber mindestens eine Warnung erkannt.
	Es wurden nach der letzten Netzberechnung mindestens ein Fehler und ggfs. zusätzliche Warnungen erkannt.

Hinweis
Es wird empfohlen, zusätzlich die Meldungen im **Messages Window** zu kontrollieren.

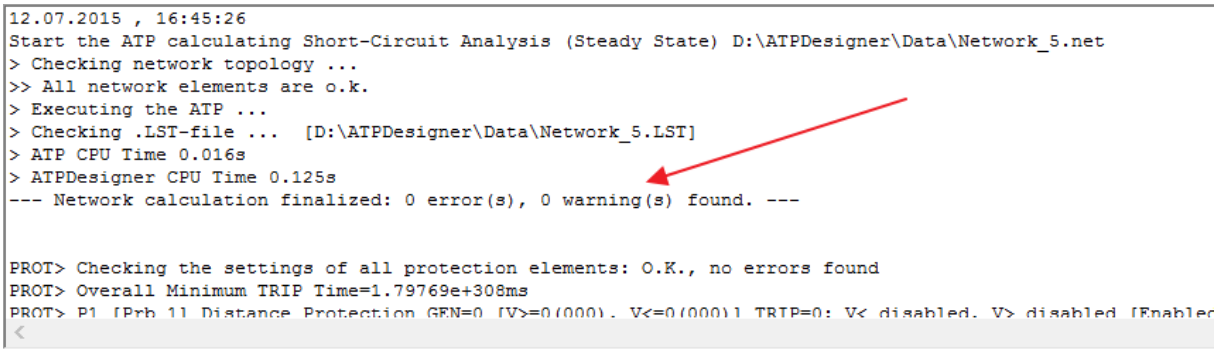


Abbildung 16: Statusanzeige im *Messages Window*

2.10 Equipment Settings List – Einfaches Öffnen der Einstelldialoge

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, in dem Dialog **Equipment Settings List** für jeden Typ der Netzwerkelemente getrennt eine Liste der im elektrischen Netz verwendeten Betriebsmittel zu erstellen und die zugehörigen Einstelldialoge zu öffnen, um die Einstellwerte zu verändern.

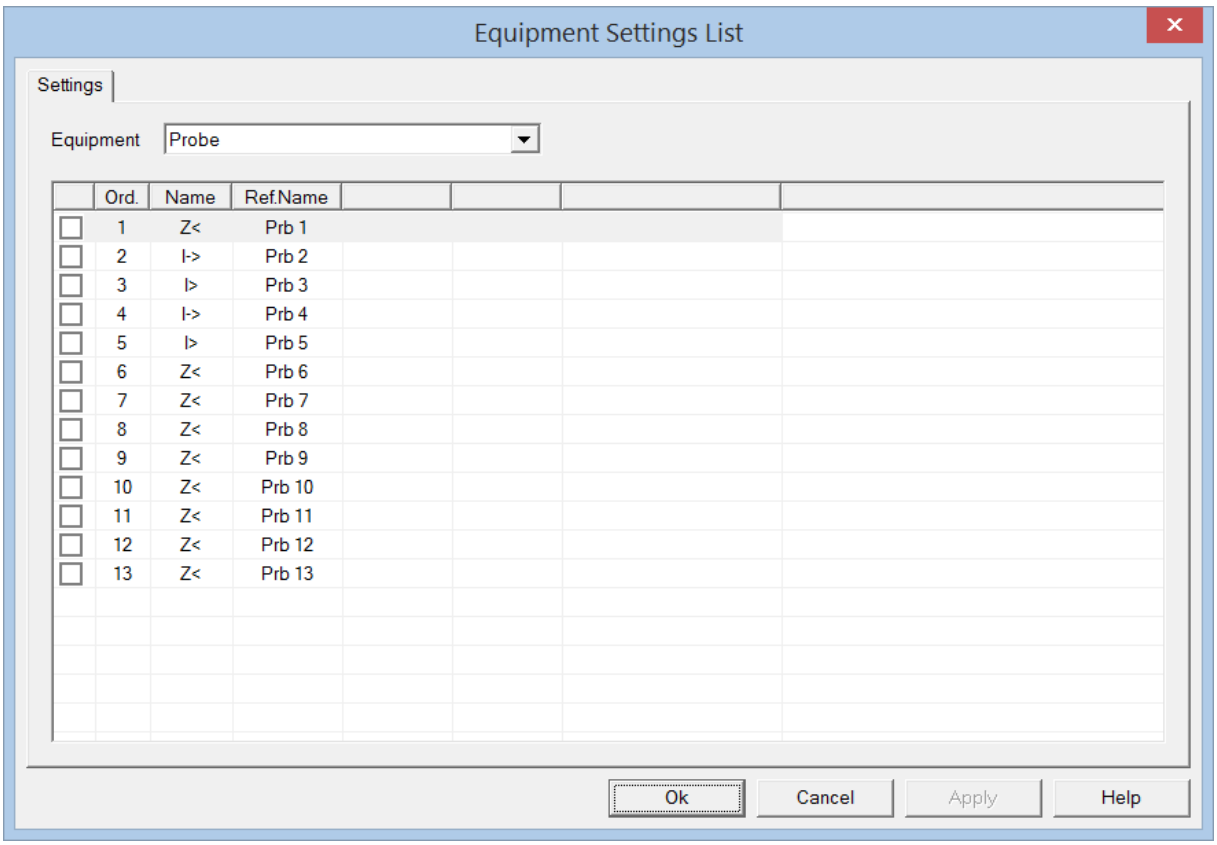


Abbildung 17: *Equipment Settings List* – Liste zum Öffnen der Einstelldialoge für Betriebsmittel

Der Typ des Netzwerkelementes wird in der Liste **Equipment** ausgewählt. ATPDesigner erstellt die entsprechende Liste. Der einem Netzwerkelement zugehörige Einstelldialog kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** geöffnet werden (Abbildung 18).

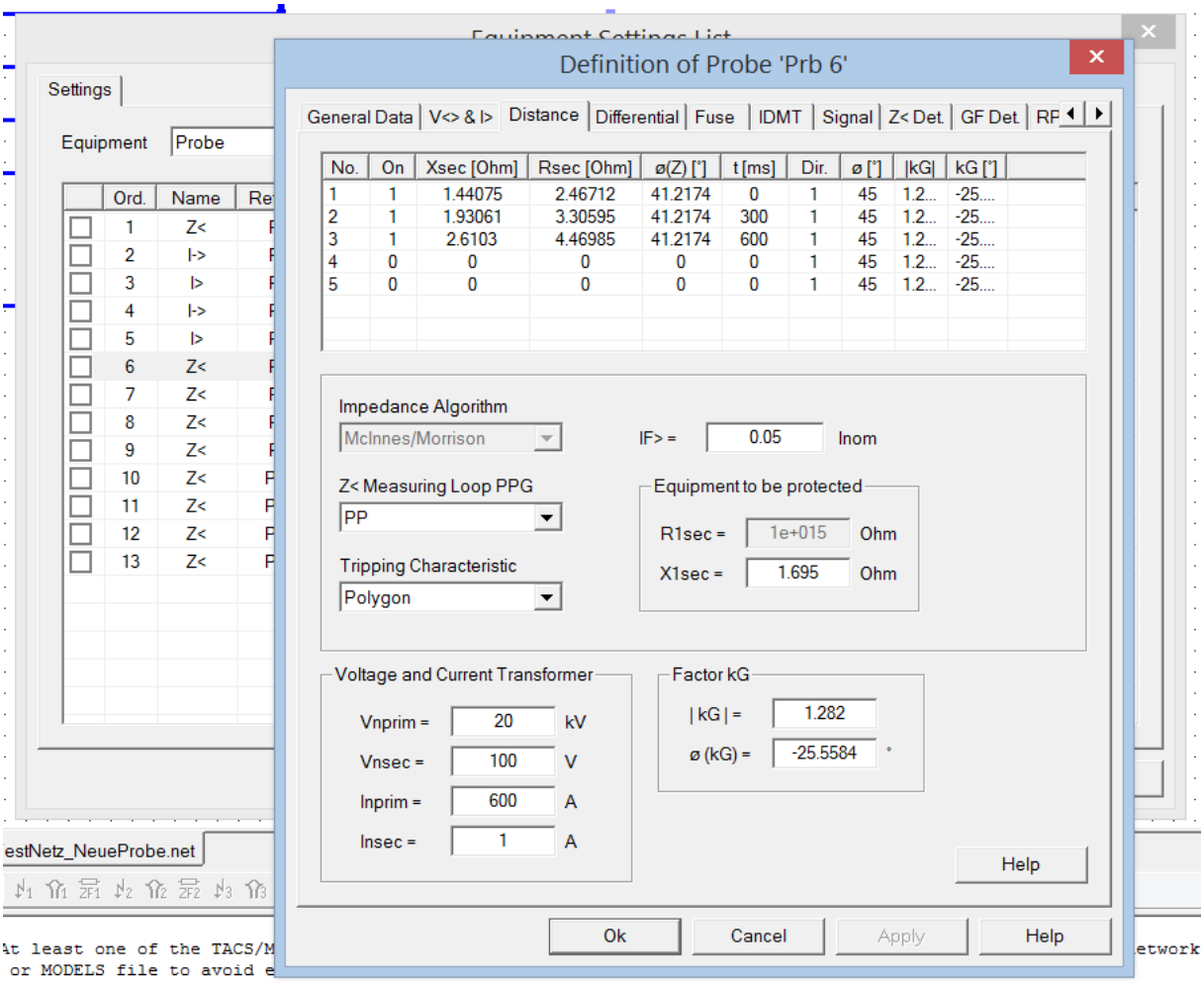


Abbildung 18: *Equipment Settings List* –Öffnen der Einstelldialoge für Betriebsmittel

3 Ein neues Energieversorgungsnetz erstellen

Im Folgenden soll beispielhaft erläutert werden, wie ein Energieversorgungsnetz bestehend aus einer Netzeinspeisung **Network Infeed**, einem 2-Wicklungs-Transformator **Transformer**, zwei Messgeräten für Spannungs- und Strommessung **Probe** und einer Last-impedanz **Load** erstellt werden kann.

3.1 Erstellen einer leeren Zeichenfläche für ein Energieversorgungsnetz

Um ein Energieversorgungsnetz mit dem Netzberechnungssystem ATPDesigner/ATP berechnen zu können, muss zunächst ein neuer Zeichenbereich (View) erzeugt werden:

1. Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner starten.

2. Erzeugen eines neuen Zeichenbereiches mit **File** + **New** oder durch Drücken des Buttons in der oberen Toolbar oder durch **CTRL + N**.

Hinweis
Im Falle eines deutschen Tastaturlayouts wird statt der Taste **CTRL** die Taste **STRG** verwendet.

ATPDesigner erzeugt nicht nur einen neuen Zeichenbereich, sondern auch ein einfaches Netzwerk, das Default-Energieversorgungsnetz. Nun können die wesentlichen Arbeitsschritte zum Aufbau eines Netzes durchgeführt werden, die in den weiteren Kapiteln erläutert werden.

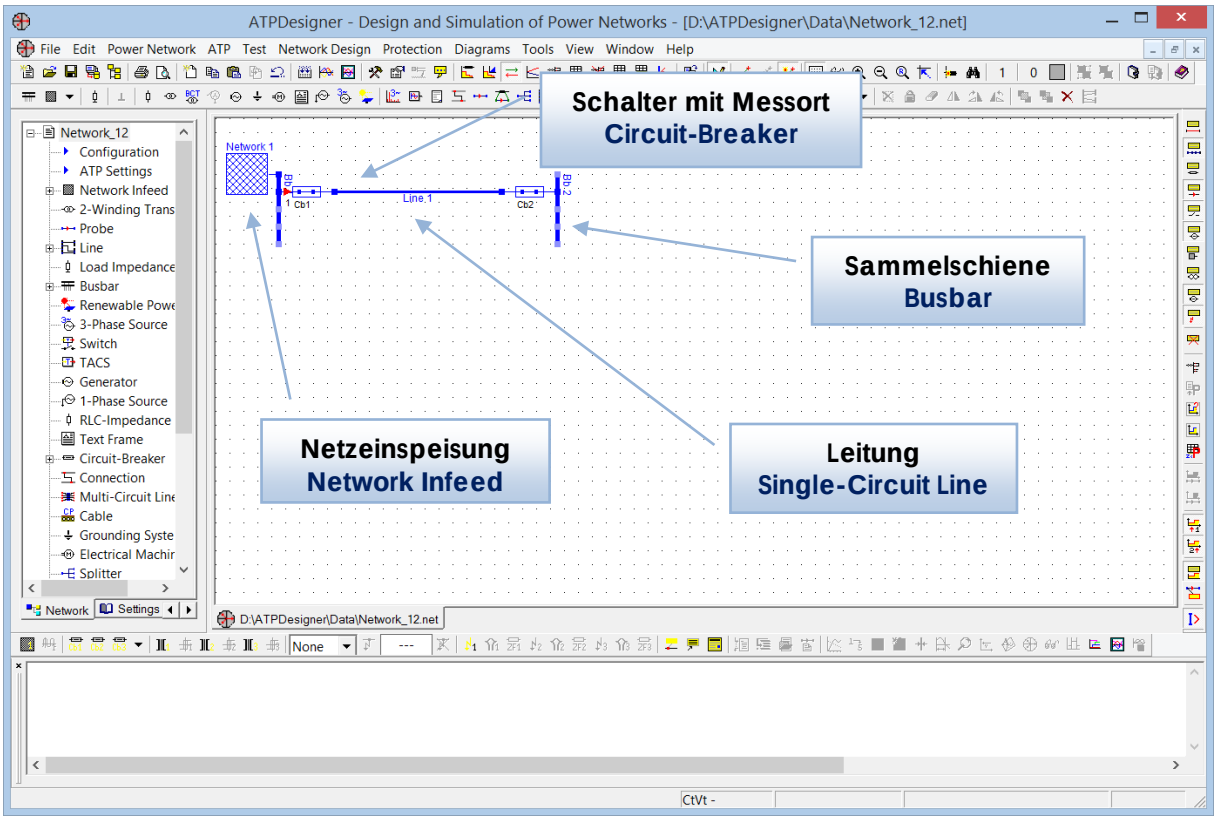


Abbildung 19: Default – Energieversorgungsnetz

Das Default-Energieversorgungsnetz kann mit dem Toolbar-Button oder dem Menüpunkt **Erase All** im Hauptmenü **Edit** vollständig gelöscht werden. Danach ist eine leere Zeichenfläche vorhanden.

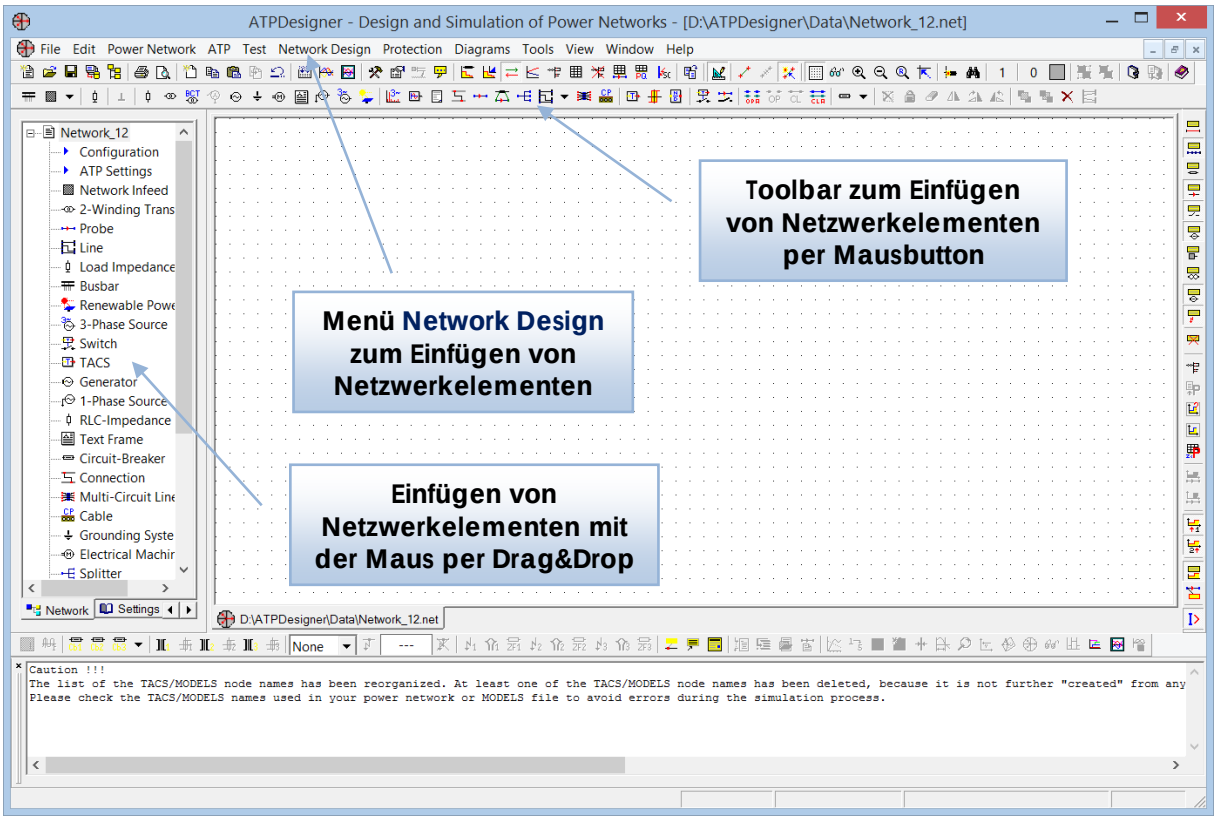


Abbildung 20: Leere Zeichenfläche für ein neues Energieversorgungsnetz

3.2 Löschen aller Netzwerkelemente einer Zeichenfläche

Die Netzwerkelemente, die in der Zeichenfläche angezeigt werden, können in einem Schritt nach einer Sicherheitsabfrage vollständig gelöscht werden.

- Toolbar-Button
- Menüpunkt **Erase All** im Hauptmenü **Edit**

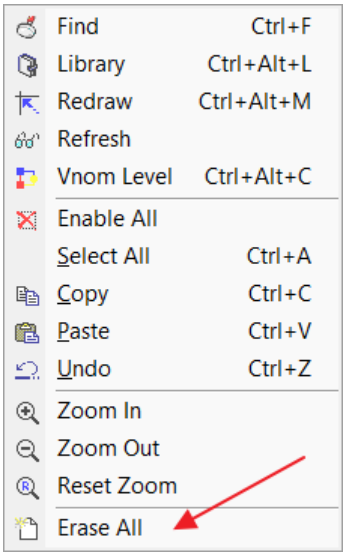


Abbildung 21: Löschen aller in der Zeichenfläche angezeigten Netzwerkelemente

3.3 Ein-/Ausschalten des Punkterasters in der Zeichenfläche

Das Zeichenraster soll eine Orientierungshilfe beim Ausrichten von Netzwerkelementen geben und kann mit dem Toolbar-Button ein- bzw. ausgeschaltet werden.

3.4 Erstellen eines neuen Netzes in einer leeren Zeichenfläche

Nachdem eine leere Zeichenfläche erstellt wurde, kann ein neues Energieversorgungsnetz erstellt werden. Mit Hilfe der Menüpunkte im Hauptmenü **Network Design** oder der **Toolbar-Buttons** in der oberen Toolbar oder per **Drag&Drop** mit den grafischen Symbolen in der Baumstruktur **Network** können jetzt neue Netzwerkelemente hinzugefügt werden. Im nächsten Schritt wird der Aufbau eines Energieversorgungsnetzes beginnend mit einer **Netzeinspeisung** erläutert.

3.4.1 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit *Drag&Drop*

Das Einfügen eines neuen Netzwerkelementes aus der Baumstruktur **Network** (siehe Abbildung 33) kann durch **Drag&Drop** erfolgen:

1. Mit einem **Left Mouse Button Click** wird der Typbezeichner z.B. **Probe** des einzufügenden Netzwerkelementes markiert.
2. Mit gedrückter linker Maustaste wird das neue Netzwerkelement auf die Designfläche gezogen.

3. Mit dem Loslassen der linken Maustaste wird das neue Netzwerkelement an der Position des Mauscursor positioniert und in das elektrische Netz eingefügt.

Hinweis
Es wird empfohlen mit der Netzeinspeisung **Network Infeed 1** (Kapitel 6.6) zu beginnen, da in diesem Netzwerkelement die **Netznennfrequenz f_n** eingestellt werden kann.

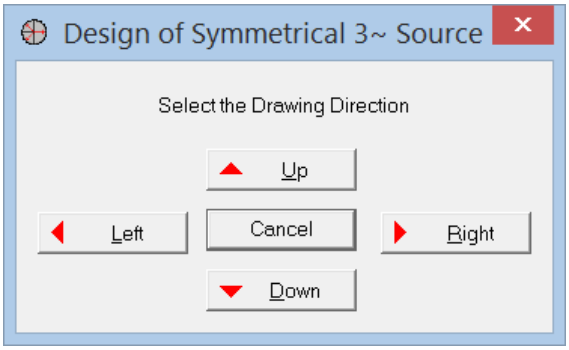
Nach dem Einfügen eines neuen Netzwerkelementes mit Hilfe eines Toolbar-Buttons wird der zugehörige Einstelldialog nicht automatisch geöffnet, sondern muss durch einen **Left Mouse Button Double Click** manuell geöffnet werden.

3.4.2 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit *Toolbar-Buttons*

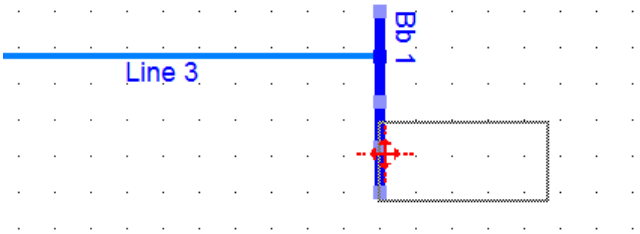
Das Einfügen eines neuen Netzwerkelementes mit Hilfe der Buttons in der **Network Design** Toolbar (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) erfolgt in mehreren Schritten

Abbildung 22: Toolbar-Buttons zum Einfügen von neuen Netzwerkelementen

- Toolbar-Button des einzufügenden Netzwerkelementes mit einem **Left Mouse Button** einschalten
- Eine Zeichenrichtung mit den **roten Pfeiltasten** auswählen.



- Den danach angezeigten **gestrichelte Frame** an die gewünschte Position verschieben, ggfs. den roten Zielcursor über einen nicht verbundenen Knoten eines anderen Netzwerkelementes positionieren.

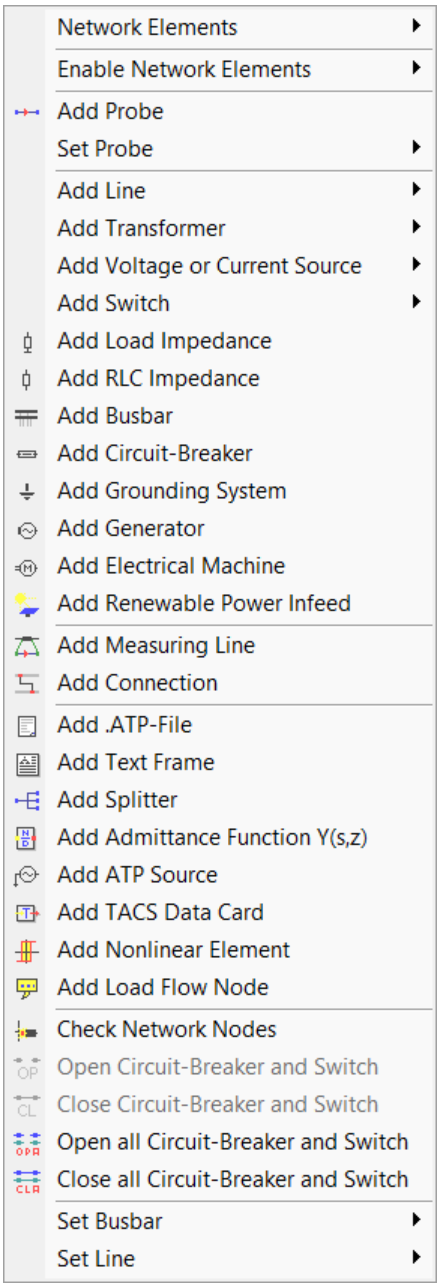


- Das Netzwerkelement wird durch einen Left Mouse Button Click an der gewünschten Position abgelegt und ggfs. automatisch mit einem nicht verbundenen Knoten eines anderen Netzwerkelementes verbunden.

Nach dem Einfügen eines neuen Netzwerkelementes mit Hilfe eines Toolbar-Buttons wird der zugehörige Einstelldialog automatisch geöffnet.

3.4.3 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit dem Hauptmenü *Network Design*

Alternativ zu den Toolbar-Buttons kann auch einer der Menüpunkt **Add...** im Hauptmenü **Network Design** zum Einfügen eines neuen Netzwerkelementes verwendet werden.



3.4.4 Einfügen spezieller Netzwerkelemente

3.4.4.1 Einfügen einer Sammelschiene *Busbar*

Wird eine neue Sammelschiene eingefügt, so wird die neue Sammelschiene immer in der Mitte der sichtbaren Zeichenfläche positioniert. In diesem Bereich der Zeichenfläche sollte daher kein anderes Netzwerkelemente positioniert sein, um ein unbeabsichtigtes Verbinden mit einem anderen Netzwerkelement zu vermeiden.

3.4.4.2 Einfügen einer der Leitungen *Line 1..3*

Wird eine der Leitungen **Line 1..3** eingefügt, so wird die neue Leitung immer in der Mitte der sichtbaren Zeichenfläche positioniert. In diesem Bereich der Zeichenfläche sollte daher kein anderes Netzwerkelemente positioniert sein, um ein unbeabsichtigtes Verbinden mit einem anderen Netzwerkelement zu vermeiden.

Die Leitungen **Line 1..3** werden nicht durch den Toolbar-Button sondern durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Pfeil rechts daneben eingefügt. Dadurch öffnet sich das in Abbildung 21 angezeigte Menü. Hier kann eine der Leitungen **Line 1..3** durch einen **Left Mouse Button Click** ausgewählt und automatisch in der Mitte der sichtbaren Zeichenfläche positioniert werden.

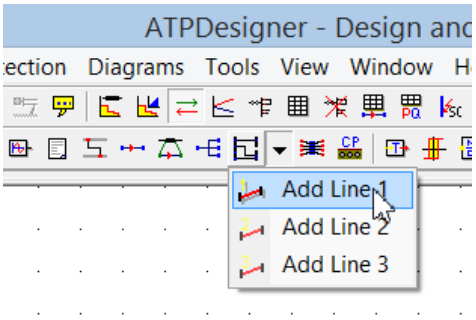


Abbildung 23: Einfügen der Leitungen *Line 1..3*

Hinweis

Die Netzwerkelemente **Line 1..3** können nicht mit **Drag&Drop** in die Zeichenfläche eingefügt werden.

Alternativ können die Leitungen auch im Hauptmenü **Network Design** mit über die Untermenüs **Enable Network Elements** und **Line** mit einem **Left Mouse Button Click** eingefügt werden.

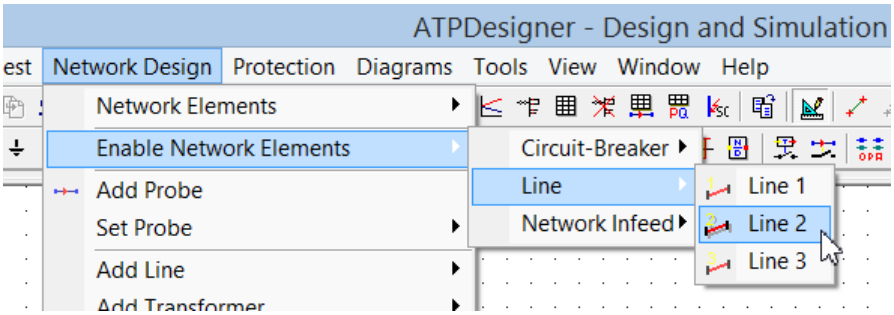
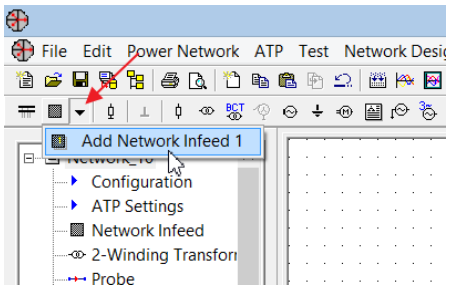


Abbildung 24: Einfügen der Leitungen *Line 1..3* im Hauptmenü *Network Design*

3.4.4.3 Einfügen der Netzeinspeisung *Network Infeed 1*

Die Netzeinspeisung **Network Infeed 1** hat wegen der Möglichkeit zur Einstellung der **Netznennfrequenz f_n** eine herausragende Bedeutung und wird wie folgt erläutert in die Zeichenfläche eingefügt.



- **Left Mouse Button Click** auf den Pfeil neben dem Button in der oberen Toolbar
- Menüpunkt **Add Network Infeed 1** anwählen

oder

- Hauptmenü **Network Design** öffnen
- Den Menüpunkt **Network Infeed 1** wie nachfolgende angezeigt in den Untermenüs mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen.

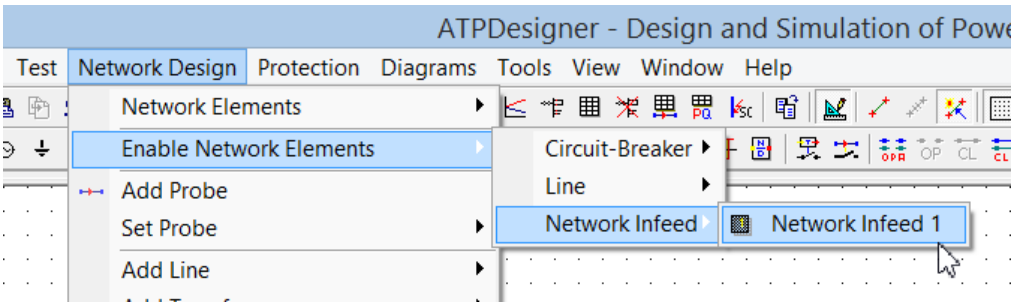


Abbildung 25: Einfügen von *Network Infeed 1* im Hauptmenü *Network Design*

Wird die Netzeinspeisung **Network Infeed 1** eingefügt, so wird diese immer in der Mitte der sichtbaren Zeichenfläche positioniert. In diesem Bereich der Zeichenfläche sollte daher kein anderes Netzwerkelemente positioniert sein, um ein unbeabsichtigtes Verbinden mit einem anderen Netzwerkelement zu vermeiden.

Hinweis
Das Netzwerkelement **Network Infeed 1** kann nicht mit **Drag&Drop** in die Zeichenfläche eingefügt werden.

3.4.5 Erstellen des neuen Energieversorgungsnetzes

Das Netzwerkelement **Network Infeed 1** wird wie in Kapitel 3.4.4.3 eingefügt und in der Mitte des Zeichenbereiches positioniert. Es erscheint kein Einstelldialog zur Auswahl der Zeichenrichtung. Das Netzwerkelement kann markiert und verschoben oder gedreht werden. Abbildung 24 zeigt das Ergebnis.

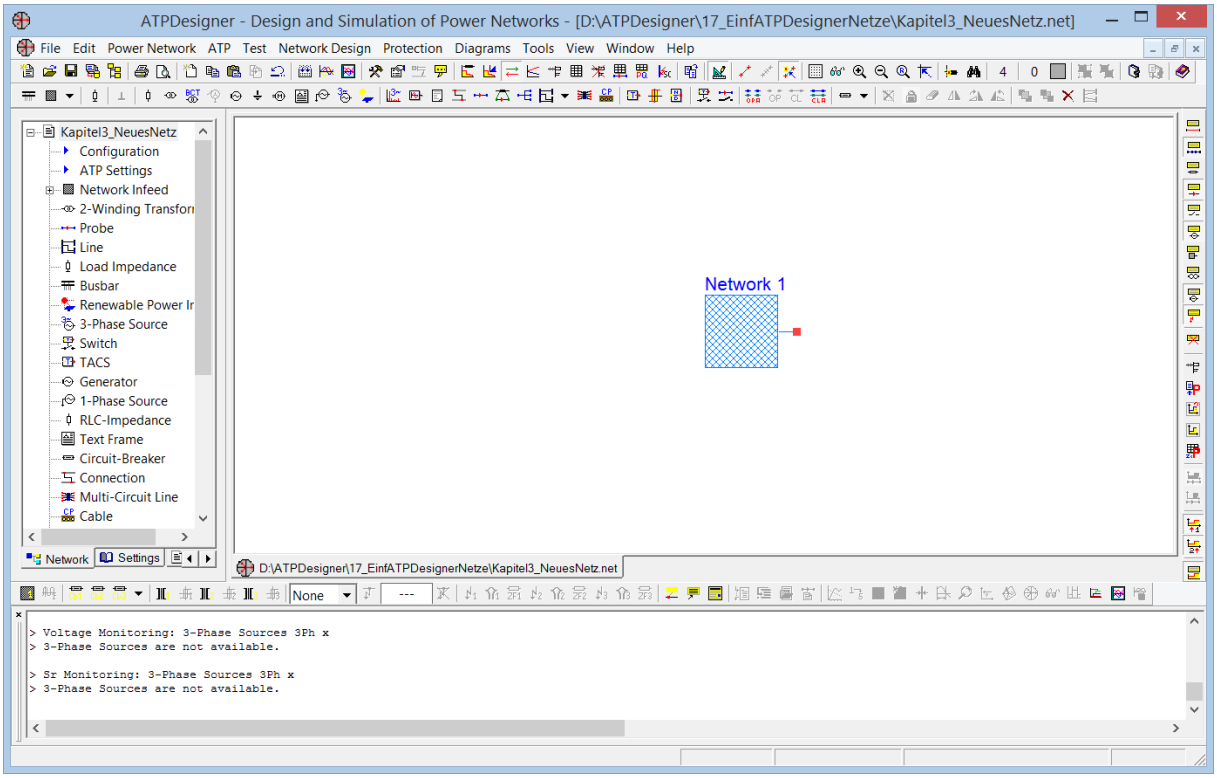
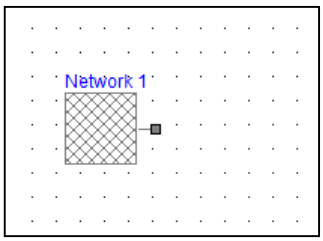
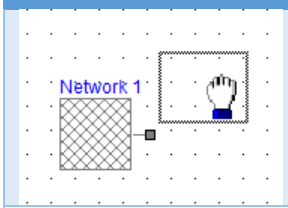
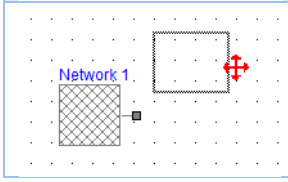


Abbildung 26: Nach dem Einfügen von *Network Infeed 1*

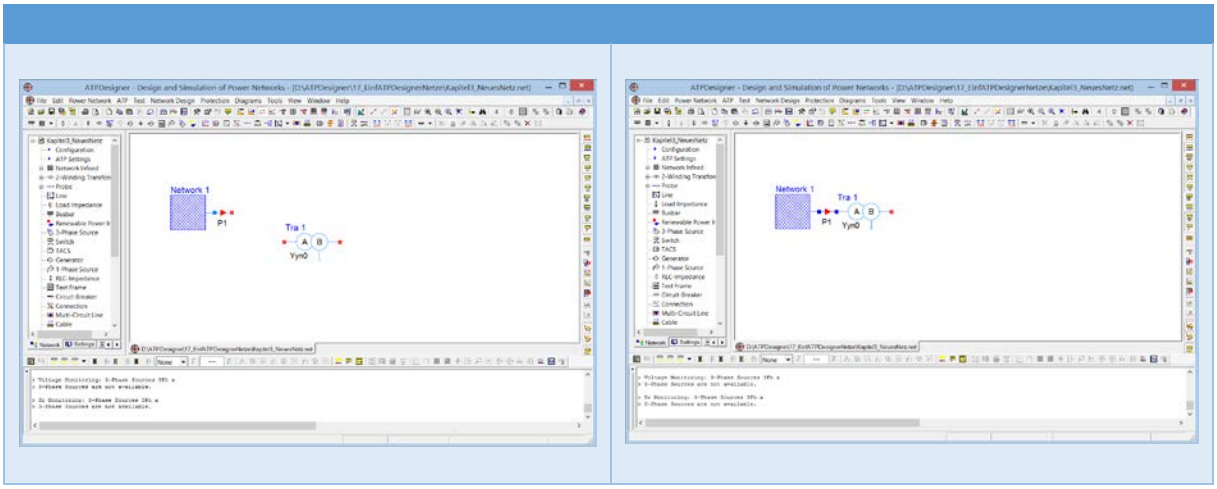
Um ein Netzwerkelement zu verschieben muss es zuerst markiert d.h. mit einem Left Mouse Button Click ausgewählt werden. Das markierte Netzwerkelement wird dann in grauer Farbe gezeichnet. Das Netzwerkelement kann jetzt verschoben werden.



	Den Mauscursor über dem Netzwerkelement positionieren, die linke Maustaste drücken und gedrückt halten und das Netzwerkelement verschieben, die Maustaste loslassen, um den Vorgang zu beenden.
	Den Mauscursor über dem Netzknoten positionieren, die linke Maustaste drücken und gedrückt halten und das Netzwerkelement verschieben, die Maustaste loslassen um den Vorgang zu beenden.

Die zweite Vorgehensweise eignet sich besonders, wenn Netzwerkelemente an zwei Netzknoten verbunden werden sollen. ATPDesigner ermittelt automatisch den Mittelpunkt der beiden dann grafisch übereinanderliegenden Netzknoten und verbindet beide Netzknoten sowohl grafisch wie auch elektrisch, wenn beide Netzknoten bisher nicht verbunden sind.

Im nächsten Schritt wird ein Transformator **Transformer** per **Drag&Drop** in einem freien Bereich der Zeichenfläche eingefügt. Dann wird der Transformator mit einem Left Mouse Button Click markiert und am linken Knoten mit gedrückter linker Maustaste zum Knoten der Netzeinspeisung verschoben, bis beide Knoten deckungsgleich übereinander liegen. Nach dem Loslassen der linken Maustaste werden beide Netzwerkelemente an den Knoten grafisch und elektrisch verbunden.

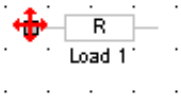


Mit Hilfe gleichen Vorgehens weise werden jetzt Schritt für Schritt die benötigten Netzwerkelemente eingefügt und mit den vorhandenen Netzwerkelementen verbunden. ATPDesigner stellt mit der grafischen Verbindung automatisch auch die elektrische Verbindung her. Folgende Netzwerkelemente werden für das Energieversorgungsnetz im vorliegenden Beispiel benötigt (empfohlene Reihenfolge):

- Netzeinspeisung **Network Infeed 1** (Kapitel 6.6)
- Mess- und Netzschutzgerät **Probe** (Kapitel 6.11)
- Sammelschiene **Busbar** (Kapitel 6.19)
- 2-Wicklungs-Transformator **Transformer** (Kapitel 6.12)
- Lastimpedanz **Load Impedance** (Kapitel 6.8)

Ein neu eingefügtes Netzwerkelement kann wie folgt verschoben werden:

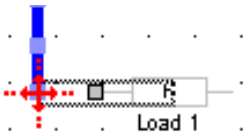
- Netzwerkelement mit **Left Mouse Button Click** markieren.
- Mouse-Cursor „über“ einem der Knotenpunkte positionieren. Der Cursor wird als rotes Kreuz dargestellt, wenn ein nicht verbundener Knotenpunkt eines anderen Netzwerkelementes gefunden wurde.



- Knotenpunkt anwählen durch permanentes Drücken des **Left Mouse Button**.

- Netzwerkelement bei gedrücktem **Left Mouse Button** an die gewünschte Position verschieben.

- **Left Mouse Button** “loslassen”.



Falls an der Zielposition sich der Cursor „über“ einem anderen, nicht verbundenen Knotenpunkt befindet, so wird dies mit einem vergrößerten roten Kreuz dargestellt.

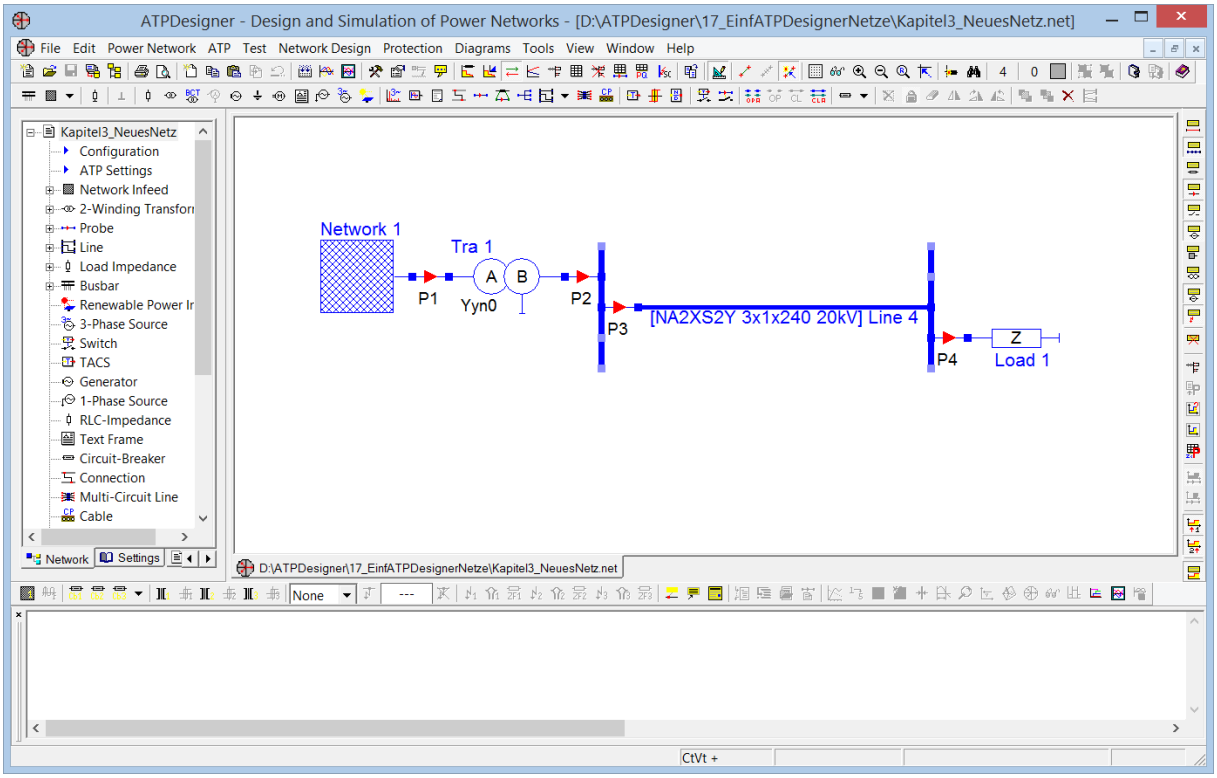


Abbildung 27: Einfaches Energieversorgungnetz

3.5 Öffnen der Einstelldialoge der Netzwerkelemente

Der Einstelldialog eines Netzwerkelementes kann am einfachsten durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf das grafische Symbol des Netzwerkelementes geöffnet.

Eine weitere Methode zum Öffnen des Einstelldialogs ist:

- Das Netzwerkelement durch einen **Left Mouse Button Click** markieren.

- Den Mauscursor „über“ dem markierten Netzwerkelement positionieren und das **Right Mouse Button Menu** mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen.

- Der Einstelldialog wird durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Menüpunkt **Network Element Data** öffnen.

- Die Einstellwerte ändern und den Einstelldialog durch **OK** zum Speichern der geänderten Einstellwerte schließen.

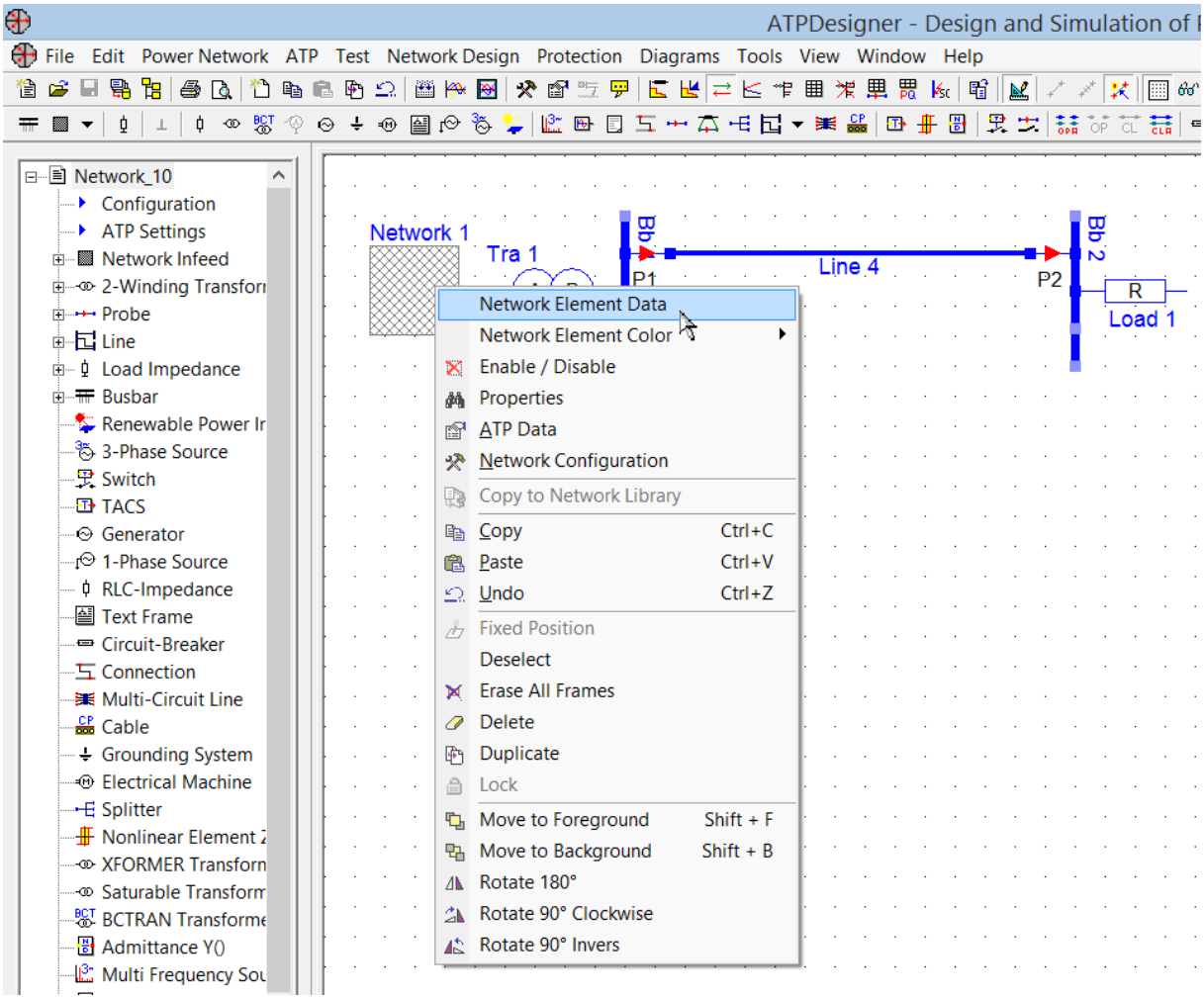


Abbildung 28: Right Mouse Button Menu: Öffnen des Einstelldialoges eines Netzwerkelement

3.6 Einstellen der Netznennfrequenz f_n

Das Netzwerkelement **Network Infeed 1** (Abbildung 27) ist für die Netzberechnung mit ATPDesigner/ATP von besonderer Bedeutung. Mit dem Einstellwert der **Netznennfrequenz f_n** der Netzeinspeisung wird die Netznennfrequenz für das gesamte elektrische Energieversorgungsnetz festgelegt.

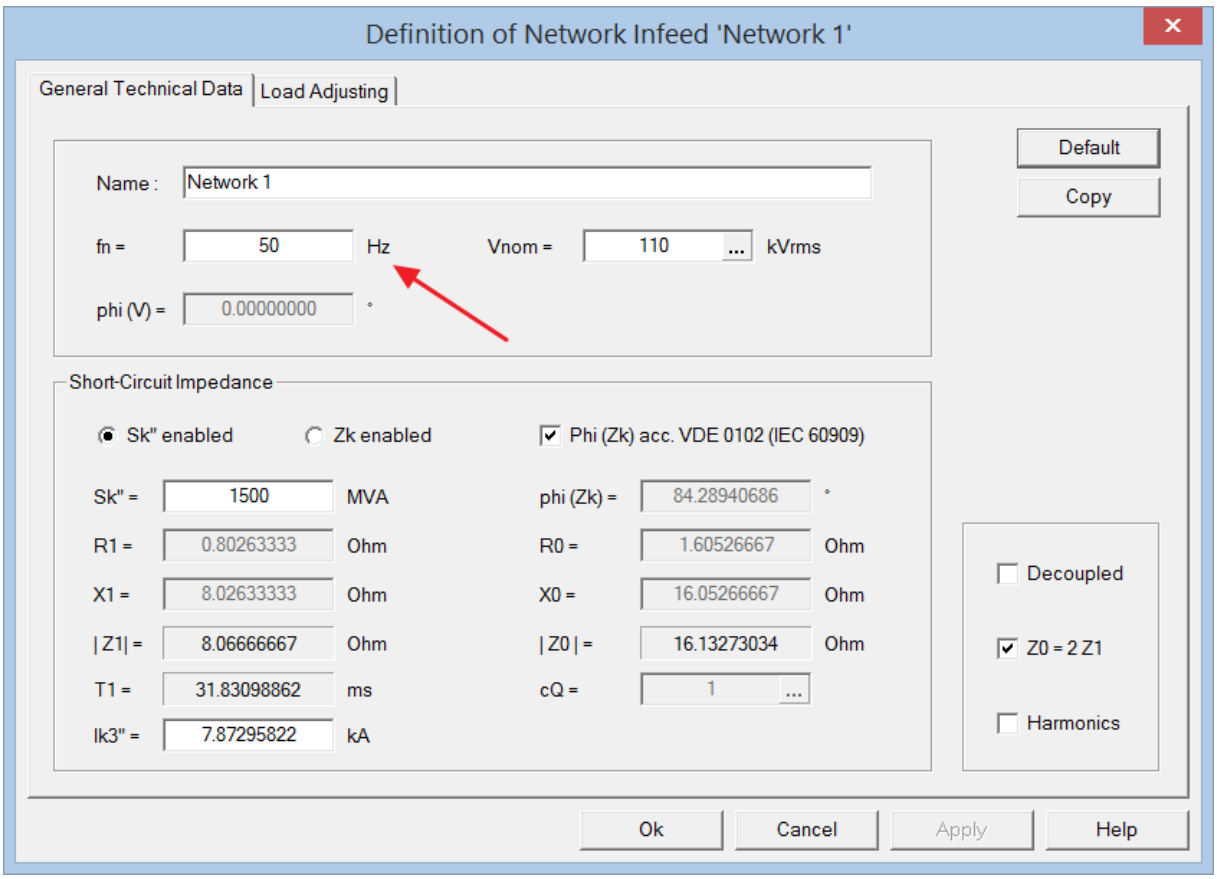


Abbildung 29: Netznennfrequenz f_n im Einstelldialog Network Infeed *Network 1*

Für viele Betriebsmittel wie z.B. Leitungen **Line** ist die Eingabe von Reaktanzen X = ωL in den Einstelldialogen erforderlich, um das numerische, ATP basierte Modell zu erzeugen. Um die für die ATP basierten Modelle benötigten Induktivitäten L zu berechnen, wird immer die **Netznennfrequenz f_n** von Netzwerkeinspeisung **Network Infeed 1** verwendet.

$$L[H] = \frac{X[\Omega]}{2\pi \cdot f_n[Hz]} \qquad (1.1)$$

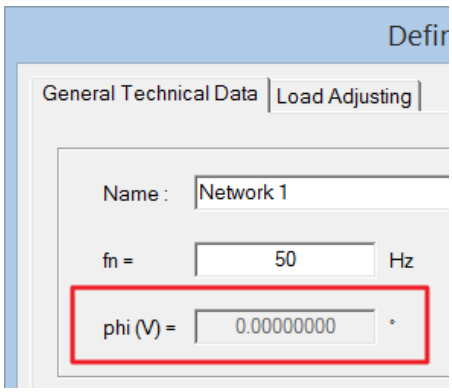
Aus der Netznennfrequenz f_n von **Network Infeed 1** wird darüber hinaus die Zeitdauer einer Netzperiode (***Cycle***) in ms abgeleitet.

$$1\,Cycle[s] = \frac{1}{f_n[Hz]} \qquad (1.2)$$

Alternativ dazu kann die **Netznennfrequenz f_n** in der Registerkarte **Network** des Einstelldialogs **Network Configuration** (siehe Kapitel 6.5) eingestellt werden. Die Einstellung

muss insbesondere dann vorgenommen werden, wenn das Netzwerkelement **Network Infeed 1** im Elektroenergieversorgungsnetz nicht verwendet wird.

Der Einstellwert **phi (V)** ist in dem Einstelldialog für die Netzeinspeisung **Network Infeed 1** nicht veränderbar. Für alle anderen Netzeinspeisungen ist der Einstellwert veränderbar.



Hinweis
Die interne Drehspannungsquelle der Netzeinspeisung **Network Infeed 1** dient als absolute Winkelreferenz. Der absolute Phasenwinkel der internen Drehspannungsquellen aller anderen Netzeinspeisungen kann gegenüber dem von **Network Infeed 1** gedreht werden.

3.7 Text Frame – Rahmen mit und ohne Text, Grafik im Vorder-/Hintergrund

Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Text Frame** kann eine Grafik (z.B. Bitmap oder JPG) oder ein Rahmen mit und ohne Text im Zeichenbereich verwendet werden. Das Netzwerkelement kann bzgl. seiner Position im Zeichenbereich fixiert werden, d.h. seine Position kann nicht mehr verändert werden. Die Fixierung kann allerdings wieder deaktiviert werden (Kapitel 4.22).

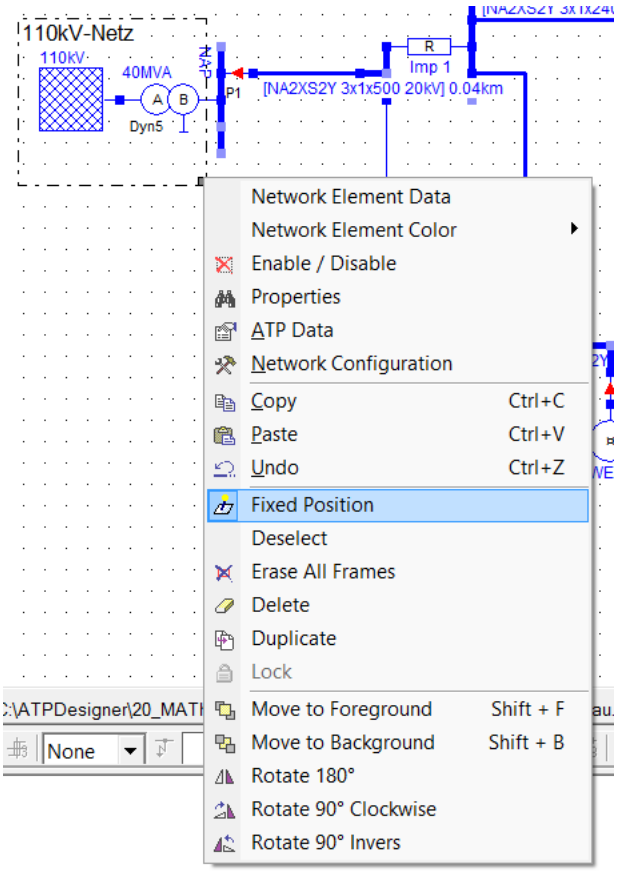


Abbildung 30: Text Frame – Rahmen um eine Netzeinspeisung mit einem Erläuterungstext

Wie in dargestellt kann der **Text Frame** dazu verwendet werden, eine Netzeinspeisung mit einem gestrichelten Rahmen und einem Erläuterungstext zu versehen. Dazu muss die Option **Transparent** im Einstelldialog des **Text Frame** aktiviert werden.

Hinweis
Wir eine Linienbreite > 1 eingestellt, so wird er Rahmen immer als durchgezogene Linie gezeichnet. Die Linienart wird in diesen Fällen nicht berücksichtigt.

3.8 Speichern des neuen Energieversorgungsnetzes

Das neu erstellte Energieversorgungsnetz kann jetzt als .NET-Datei abgespeichert werden.

- Toolbar-Button drücken
- Die Tastenkombination **CTRL + S** verwenden
- Den Menüpunkt **Save** im Hauptmenü **File** anwählen

3.9 Automatisches Anlegen einer .BAK-Datei vor dem Speichern

Wird das Energieversorgungsnetz wiederholt gespeichert, so wird vor dem weiteren Speichern des Netzes die auf dem Datenträger gespeicherte .NET-Datei in eine namensgleiche .BAK-Datei kopiert.

- Netz.NET ➔ Netz.BAK

Sollte die originale .NET-Datei fehlerhaft sein, so kann aus der vorhandenen .BAK-Datei eine gültige .NET-Datei durch Umbenennung der Dateiextension .BAK ➔ .NET erstellt werden.

3.10 Archivieren des Energieversorgungsnetzes als .ZIP-Datei

Die .NET-Datei des Energieversorgungsnetzes kann in einem .ZIP-File als Datensicherung gespeichert werden.

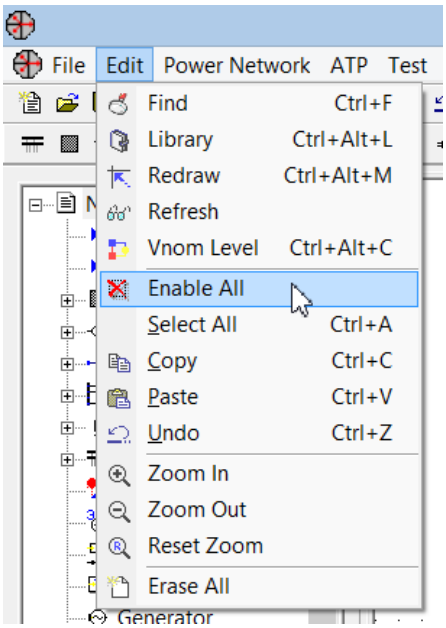
- Toolbar-Button verwenden
- Die Tastenkombination **CTRL + Alt + P** verwenden
- Den Menüpunkt **Save Project** im Hauptmenü **File** anwählen

Die .NET-Datei wird in einer .ZIP-Datei mit folgendem Dateinamen bestehend aus dem Datum und der Uhrzeit gespeichert: **JJJJMMTTHHMMSS_Dateiname.ZIP**

3.11 Aktivierung deaktivierter Netzwerkelemente

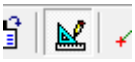
Falls im Laufe der Erstellung des Netzes Netzwerkelemente durch ATPDesigner deaktiviert werden, können die deaktivierten Netzwerkelemente wieder aktiviert werden.

- Hauptmenü **Edit**, Menüpunkt **Enable All**



Ist ein Netzwerkelement markiert, kann es auch einzeln aktiviert und deaktiviert werden (Kapitel 4.1.3.

3.12 Einstellen der Betriebsmittelparameter

Ist der **Network Design Mode** aktiv  (Kapitel 4.1.1), so kann der Einstelldialog eines Betriebsmittels durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf das grafische Symbol des Netzwerkelementes geöffnet werden.

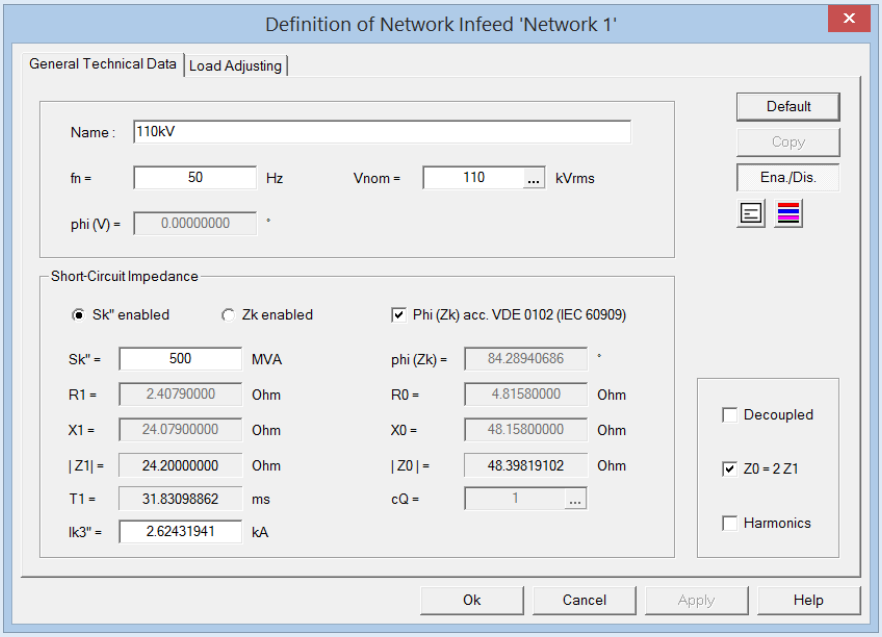
Ist der **Network Design Mode** inaktiv (Kapitel 4.1.2), so wird das Netzwerkelement, das sich „unter“ dem Mauscursor befindet, automatisch markiert (d.h. grau gezeichnet). Der Einstelldialog kann dann mit einem einfachen **Left Mouse Button Click** geöffnet werden.

Es wird empfohlen, zuerst den **Network Design Mode** zu deaktivieren, um ungewollte Änderungen am Energieversorgungsnetz zu verhindern.

3.12.1 Grundeinstellung der Einstellwerte eines Einstelldialogs

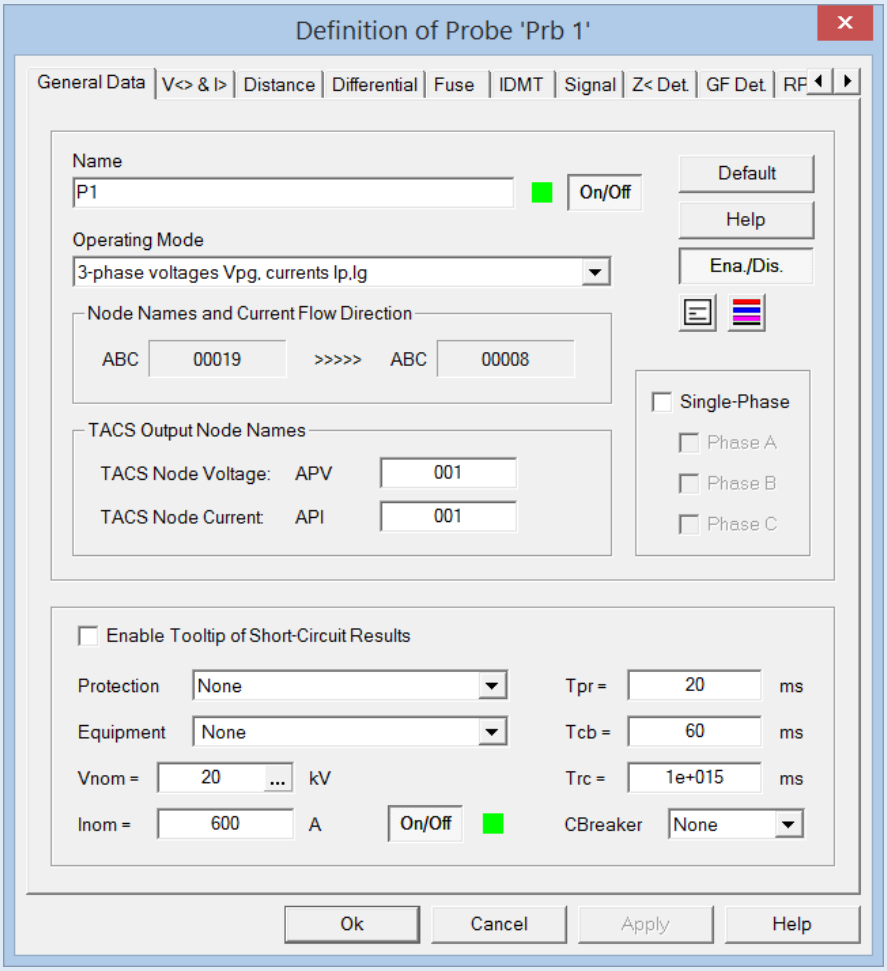
In jedem Einstelldialog eines Netzwerkelementes ist der Button **Default** enthalten. Durch Drücken des **Default**-Buttons wird eine in der Software fest definierte Grundeinstellung geladen. Die nachfolgenden Erläuterungen beziehen sich auf diese Grundeinstellung als Ausgangswert.

3.12.2 Einstelldialog für die Netzeinspeisung *Network Infeed 1*

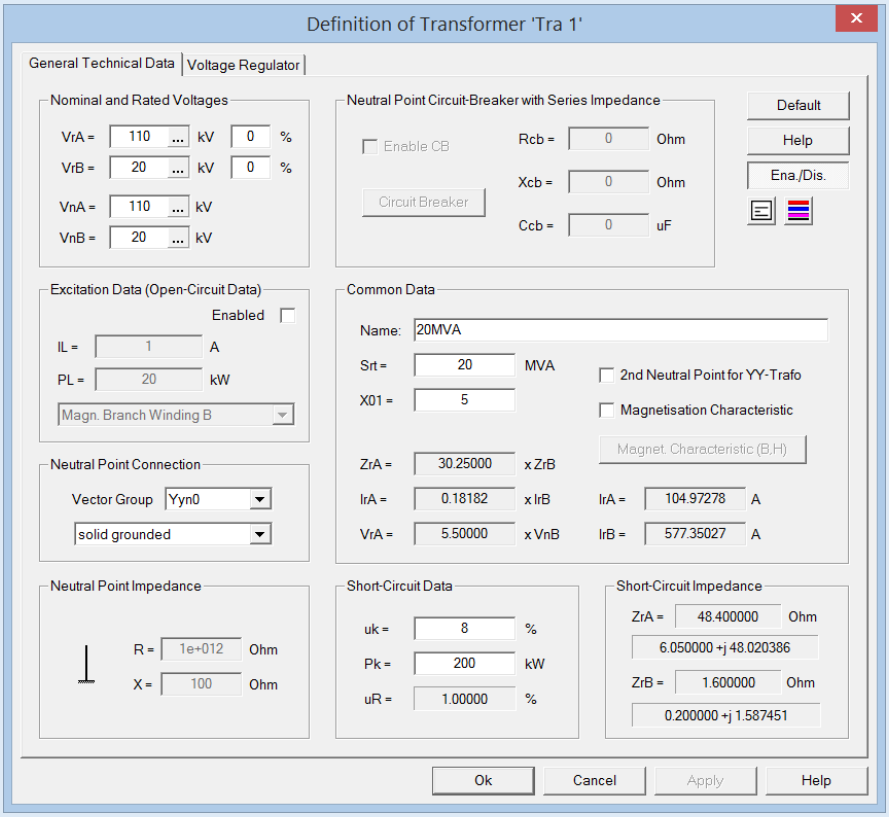
Einstellwert	Bedeutung
	
Sk“	Anfangs-Kurzschlusswechselleistung S_k“ = 500MVA
fn	Netznennfrequenz f_n = 50Hz
Vnom	Nennspannung U_n = 110kV **Hinweis** Werden die drei Punkte „**...**“ mit einem Left Mouse Button Click angewählt, so öffnet sich ein Untermenü mit voreingestellten Nennspannungen. Die Nennspannung kann aber auch manuell in dem Editierfeld eingegeben werden.
Name	Anwenderspezifischer Bezeichner „**110kV**“

Abgeleiteter Wert	Bedeutung
Ik3“	Anfangs-Kurzschlusswechselstrom für den 3-poligen Kurzschluss $I''_{k3} = \frac{S''_k}{\sqrt{3} \cdot U_n}$
R1, Z1	Mitimpedanz der Netzeinspeisung $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$
R0, Z0	Nullimpedanz der Netzeinspeisung $\underline{Z}_0 = R_0 + jX_0$

3.12.3 Einstelldialog für das Mess- und Schutzgerät *Probe*

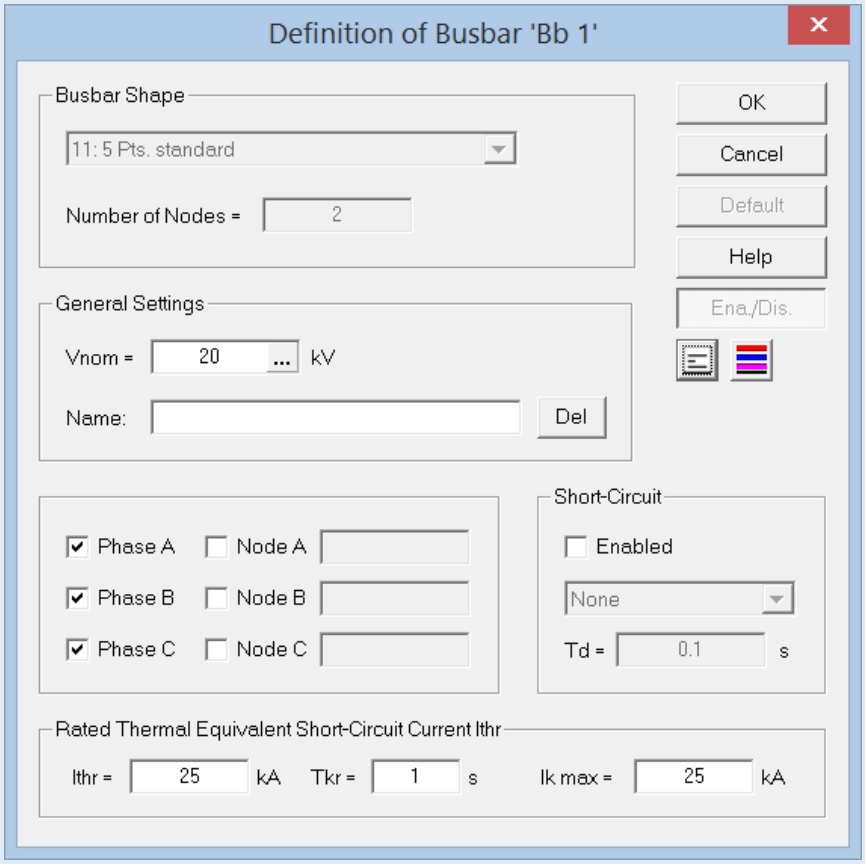
Einstellwert	Bedeutung
	
Vnom	Nennspannung U_n=110kV oder U_n=20kV je nach Spannungsebene **Hinweis** Werden die drei Punkte „**...**“ mit einem Left Mouse Button Click angewählt, so öffnet sich ein Untermenü mit voreingestellten Nennspannungen. Die Nennspannung kann aber auch manuell in dem Editierfeld eingegeben werden.
Inom	Nennstrom I_n=200A für die 110kV-Spannungsebene, I_n=600A für die 20kV-Spannungsebene

3.12.4 Einstelldialog für den Transformator *Transformer*

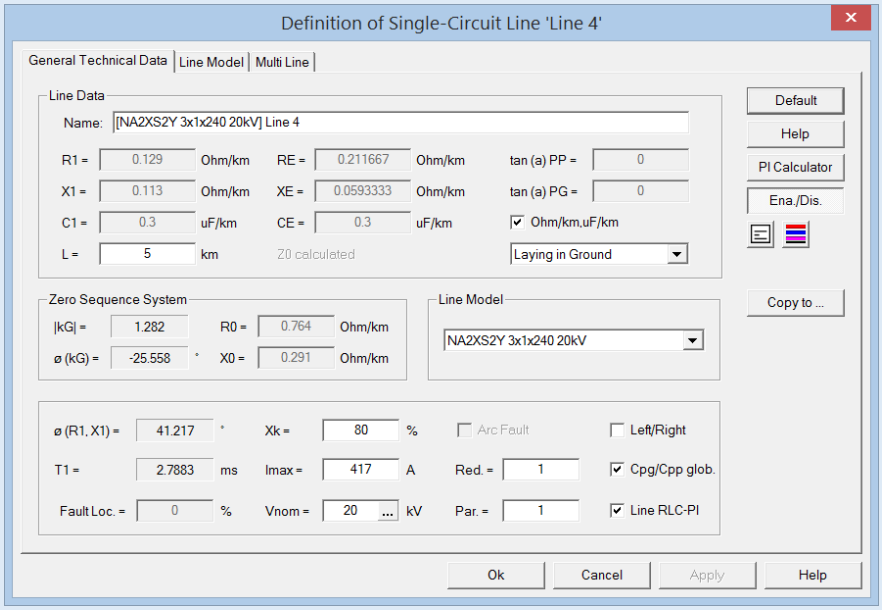
Einstellwert	Bedeutung
	
SrT	Bemessungsleistung S_{rT} = 20MVA
uk	Kurzschlussspannung u_k = 8%
Pk	Kurzschlussverlustleistung P_k = 200kW
Excitation Data Enabled	Die Modellierung der Wirkverluste und des Magnetisierungs-stromes im Leerlauf wird deaktiviert.
Name	Anwenderspezifischer Name „20MVA“

Abgeleitete Wert	Bedeutung
uR	Wirkanteil der Kurzschlussspannung
IrA	Bemessungsstrom der Wicklung A
IrB	Bemessungsstrom der Wicklung b

3.12.5 Einstelldialog für die Sammelschiene *Busbar*

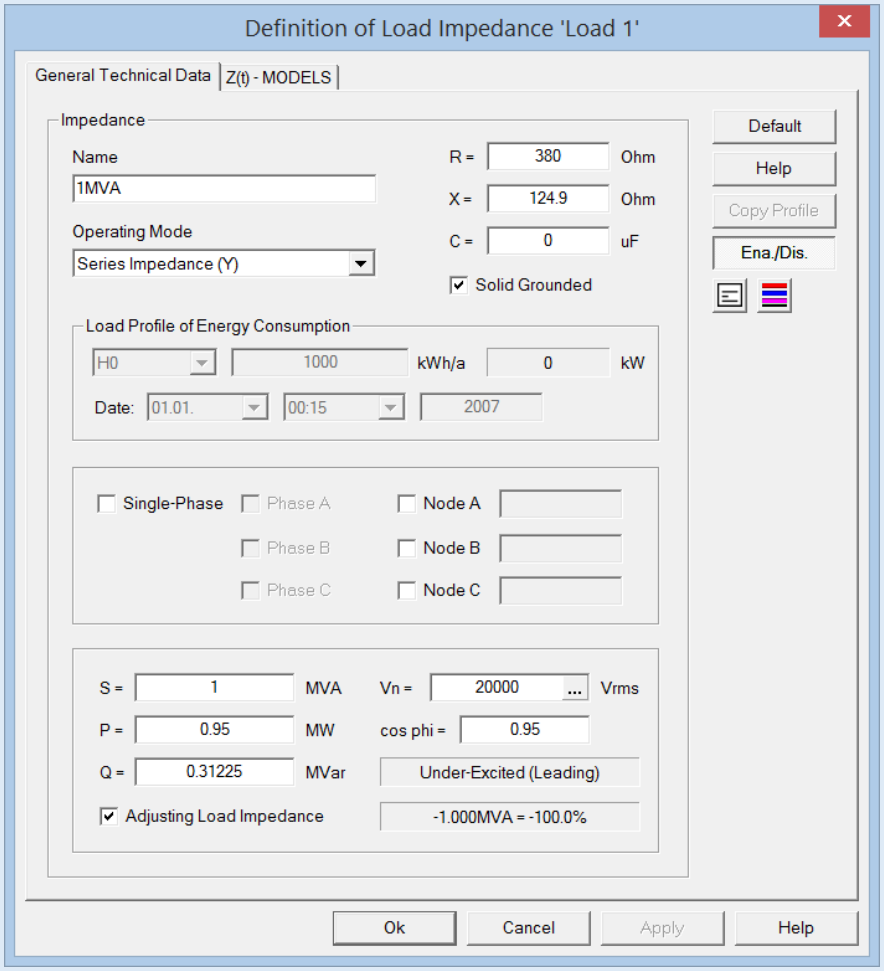
Einstellwert	Bedeutung
	
Vnom	Nennspannung U_n = 20kV
Name	Der anwenderspezifische Name kann gelöscht werden.

3.12.6 Einstelldialog für die Leitung *Line*

Einstellwert	Bedeutung
	
Line Model	Kabeltyp **NA2XS2Y 3x1x240 20kV** **Hinweis** Der Leitungstyp kann auch in dem Auswahlbaum in der Registerkarte **Line Model** ausgewählt werden.
L	Leitungslänge 5km

Abgeleitete Wert	Bedeutung
Imax	Maximal zulässiger Laststrom abhängig von der Verlegeart **Laying in Ground** oder **Installation in Free Air**
Vnom	Nennspannung der Leitung
Name	Der anwenderspezifische Name wird von ATPDesigner erzeugt, kann aber manuell geändert werden.

3.12.7 Einstelldialog für die Verbraucherlast *Load Impedance*

Einstellwert	Bedeutung
	
Vn	Nennspannung der Last am Anschlussknoten U_n = 20000V
S	Dreiphasige Scheinleistung S = 1MVA
cos phi	Verschiebungsfaktor cos φ = 0,95
Adjusting Load Impedance	Diese Option muss aktiviert sein, wenn die Last in der Lastfluss-iteration als Konstantleistungssenke berücksichtigt werden soll.
Name	Anwenderspezifischer Name „1MVA“
Solid Grounded	Durch die Aktivierung dieser Option wird der Sternpunkt der Last geerdet.

Um die Hilfsrechenfunktionen des Einstelldialogs zu nutzen, wird empfohlen, die Einstellwerte in der Reihenfolge

1. Nennspannung **Vn**
2. Scheinleistung **S** und
3. Verschiebungsfaktor **cos phi**

einzugeben. ATPDesigner berechnet daraus automatisch die restlichen Modellparameter. Durch die Vorgabe der Scheinleistung soll die Last als Konstantleistungssenke unabhängig von der am Netzanschlussknoten der Last anliegenden Spannung nachgebildet werden.

Die Last wird abhängig von dem Einstellwert Operating Mode wird ein physikalisches Modell ausgewählt.

- **Series Impedance (Y)**
  Je Leiter eine gleiche Serienimpedanz Z = R + jX in Sternschaltung mit optional geerdetem Sternpunkt (**Solid Grounded**)

- **Series Impedance (D)**
  Je Leiter eine gleiche Serienimpedanz Z = R + jX in Dreieckschaltung

Abgeleiteter Wert	Bedeutung
P	Dreiphasige Wirkleistung der Last $P = \frac{S}{\cos\varphi}$
Q	Dreiphasige Blindleistung der Last $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$
R	Resistanz je Serienimpedanz
X	Reaktanz je Serienimpedanz
C	Kapazität je Serienimpedanz

3.13 Ausführen einer Netzberechnung

Nachdem das Energieversorgungsnetz erstellt worden ist, kann die Berechnung des stationären Netzzustandes (Kapitel 7) oder der dynamischen Netzvorgänge (Kapitel 9) durchgeführt werden.

3.13.1 Berechnung des stationären Netzzustandes

Ausgehend von dem Netz in Abbildung 25 kann jetzt eine Berechnung des stationären Netzzustandes (im Folgenden auch **stationäre Netzberechnung** genannt) durchgeführt werden. Die Berechnung des stationären Netzzustandes erfolgt

- durch Drücken des Toolbar-Buttons oder
- durch Auswahl des Menüpunktes **ATP**, Untermenü **Short-Circuit Results** oder
- durch die Tastenkombination **CTRL + E**.

Nach der Ausführung des ATP werden die Ergebnisse der Netzberechnung direkt im Energieversorgungsnetz oder in Tooltips angezeigt.

3.13.2 Aktivierung und Deaktivierung der Tooltips

In Kapitel 7.9 wird erläutert, wie Tooltips aktiviert oder deaktiviert werden sowie für welche Netzwerkelemente Tooltips zur Verfügung stehen.

3.13.3 Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips und der Netzgrafik

Nach der Ausführung des ATP werden die Ergebnisse der Netzberechnung direkt im Energieversorgungsnetz oder in Tooltips angezeigt. Tooltips werden automatisch abhängig von der Position des Mauscursors ein-oder ausgeblendet. In dem Beispiel wurde der Mauscursor über der **Probe P1** positioniert. Die Messwerte an diesem Messort werden angezeigt. Der Inhalt der Tooltips kann durch den Anwender nicht verändert werden.

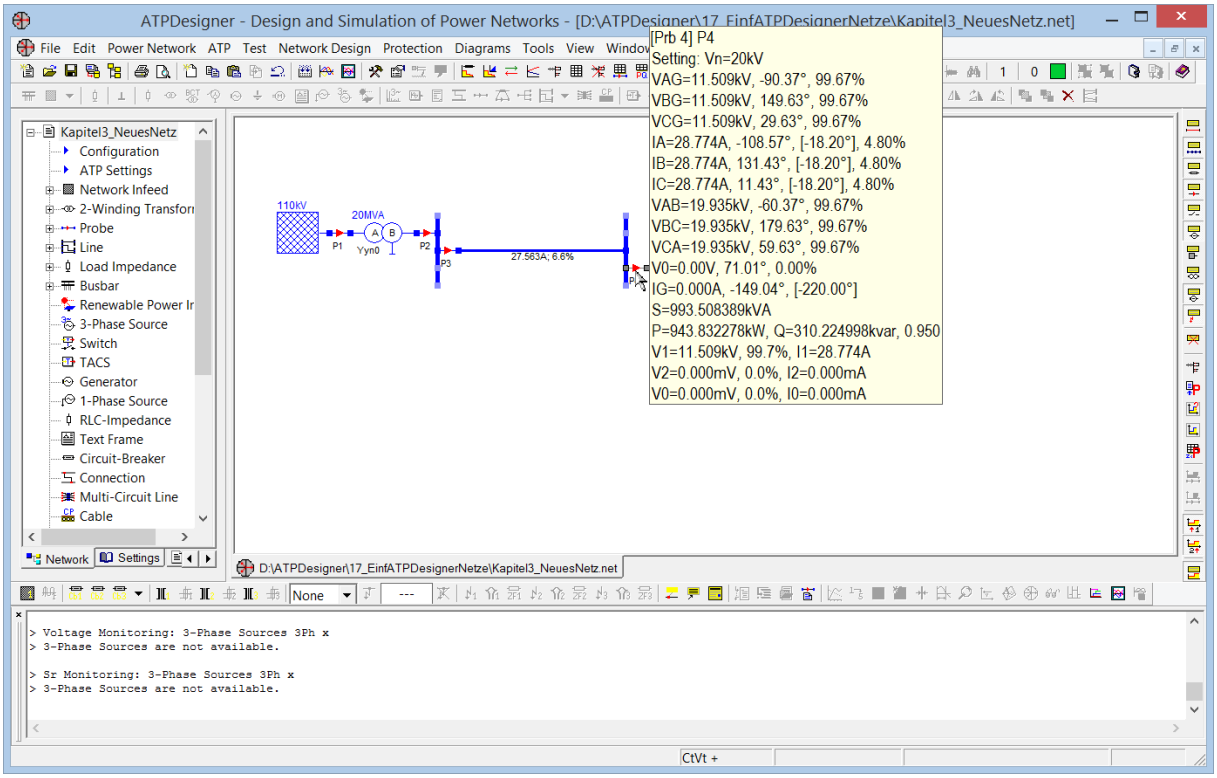


Abbildung 31: Ergebnisse der Netzberechnung

Im Weiteren werden an der Leitung der maximale Leiterstrom der drei Leiter sowie die Auslastung in % des maximal zulässigen Leiterstromes I_{max} angezeigt. Die Pfeile über die Leitung zeigen der Wirk- (**grün**) und Blindleistungsfluss (**rot**) an.

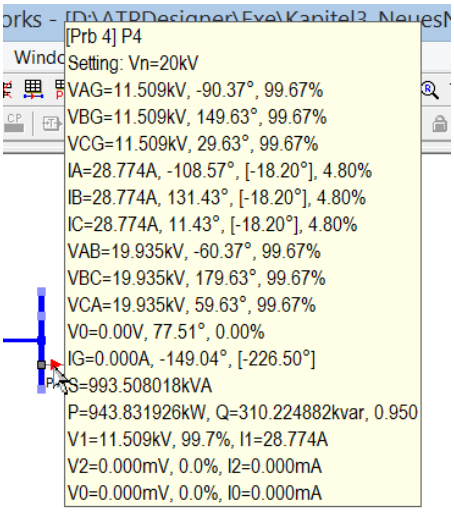


Abbildung 32: Ergebnisse der Netzberechnung an der Verbraucherlast *Load Impedance*

Betrachtet man nun die Ergebnisse der Netzberechnung an der Verbraucherlast so erkennt man, dass die dort gemessene Scheinleistung S = 0,994MVA bei einem Verschiebungsfaktor cosφ = 0,95 beträgt. Als Einstellwerte wurde aber S = 1MVA vorgegeben. Die Ursache für diese Abweichung liegt im Berechnungsverfahren und dem netzphysikalischen Modell der Last.

Die Last wird aus drei gleichen Serienimpedanzen $\underline{Z} = R + jX$ in Sternschaltung nachgebildet. Um aus der vorgegebenen Leistung die Werte der Impedanz zu berechnen, muss eine Leiter-Leiter-Spannung im Sinne einer Nennspannung am Netzanschlussknoten der Last angenommen werden. Grundlage der Berechnung ist die Annahme eines symmetrischen Netzzustandes d.h. die Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlussknoten der Last bilden ein symmetrisches Drehspannungssystem mit $U_{L12} = U_{L23} = U_{L31} = U_{LL}$.

$$\underline{Z} = \frac{U_{LL}^2}{P - jQ} \tag{1.3}$$

Als Betrag der Leiter-Leiter-Spannung wurde die Nennspannung U_n = 20000V im Einstelldialog der Last verwendet. ATPDesigner hat daraus automatisch den Wert der Impedanz nach Gleichung (1.3) berechnet. Durch den Laststrom und den dadurch verursachten Spannungsfall entlang der Leitung wird die Spannung am Netzanschlussknoten der Last kleiner als Nennspannung sein. Insofern ist die durch ATPDesigner automatisch berechnete Impedanz mit der angenommenen Nennspannung zu groß und die berechnete Scheinleistung muss demnach kleiner als die eingestellte Scheinleistung sein. **Die Vorgabe des Anwenders, die Last als Scheinleistungssenke mit konstanter Scheinleistungsaufnahme unabhängig von der Spannung am Netzanschlussknoten nachzubilden, kann mit diesem einstufigen Berechnungsverfahren nicht realisiert werden.**

Um die Vorgabe einer Konstantleistungssenke zu realisieren, muss man von dem einstufigen Verfahren zur Berechnung des stationären Netzzustandes zu einem mehrstufigen iterativen Verfahren der sog. **Lastflussberechnung** übergehen. In einem mehrstufigen Verfahren wird in jedem Rechenschritt die Impedanz $\underline{Z}$, welche die Last nachbildet, mit der im aktuellen Rechenschritt berechneten Leiter-Leiter-Spannung am Netzanschlussknoten der Last neu berechnet. Man spricht hier von einer iterativen Näherung.

Der Wert der Lastimpedanz wird schrittweise so verbessert, dass die von der Last aufgenommene Scheinleistung in guter Genauigkeit mit der eingestellten Scheinleistung bei dem vorgegebenen Verschiebungsfaktor übereinstimmt. Als Konsequenz benötigt ein Verfahren zur Lastflussberechnung eine Überwachung der erreichten (Übereinstimmungs-)Genauigkeit von anwenderspezifischer Vorgabe und im aktuellen Rechenschritt erreichtem Ergebnis. Man spricht hier von einer **Konvergenzüberwachung**.

3.13.4 Anpassen von Schriftart und Schriftgröße der Tooltips

Schriftart und Schriftgröße der Tooltips können im Einstelldialog **Program Settings** (Kapitel 6.2) verändert werden. Der Einstelldialog kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü **Tools**, Untermenü **Program Settings**

Einstellwert	Bedeutung
TT Font	Zeichensatz der Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips
TT BkColor	Hintergrundfarbe der Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips

3.13.5 Aktivierung und Deaktivierung der Pfeile für Wirk- und Blindleistungsfluss

Die Pfeile können mit Hilfe des Toolbar-Buttons ein- und ausgeschaltet werden.

3.13.6 Rücksetzen der Ergebnisse der Netzberechnung

Die Ergebnisse der Netzberechnung können mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button gelöscht werden.

3.13.7 Ausführen einer Lastflussberechnung

ATPDesigner stellt eine Lastflussberechnung zur Verfügung, die zweit Typen von Betriebsmitteln im iterativen Verfahren berücksichtigt.

- Verbraucherlasten **Load Impedance**
- Dezentrale Energieerzeugungsanlagen[1] (DEA) mit Netzstromrichtern **3-Phase Source**

Für beide Betriebsmitteltypen kann mit Hilfe der Toolbar-Buttons getrennt EIN oder AUS geschaltet werden, ob Betriebsmittel dieses Typs generell in der Lastflussberechnung berücksichtigt werden oder nicht. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass diese beiden Schalter für alle Betriebsmittel dieses Typs wirken.

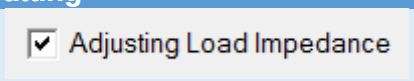
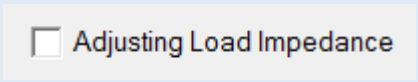
- Lastflussberechnung für Verbraucherlasten EIN oder AUS
- Lastflussberechnung für DEA mit Netzstromrichter EIN oder AUS

Die Toolbar-Buttons sind als Menüeinträge im Hauptmenü **ATP** zu finden.

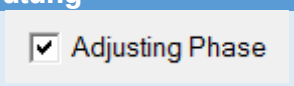
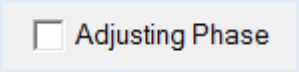
Ist eine der Optionen eingeschaltet, so kann für jedes im Netz vorhandene Betriebsmittel des Typs spezifisch eingestellt werden, ob es während der Lastflussberechnung iterativ verändert wird oder nicht.

[1] Dezentrale Erzeugungsanlagen = DEA

- Für das Netzwerkelement ***Load Impedance***

Einstellwert	Bedeutung
Adjusting Load Impedance	EIN =  Der Impedanzwert der Verbraucherlast wird im Iterationsverfahren iterativ wie beschrieben angepasst. AUS =  Der Impedanzwert der Verbraucherlast wird nicht verändert. Diese Option kann z.B. für die Modellierung einer Impedanz, die am Sternpunkt eines Transformators angeschlossen ist sinnvoll sein.

- Für das Netzwerkelement ***3-Phase Source***

Einstellwert	Bedeutung
Adjusting Phase	EIN =  Der Betrag des Einspeisestromes und dessen absolute Phasenlage werden verändert. AUS =  Der Betrag des Einspeisestromes und dessen absolute Phasenlage werden nicht verändert.

Sind jetzt die beiden Schalter eingeschaltet, kann die Lastflussberechnung wie in Kapitel 3.13.1 erläutert ausgeführt werden. ATPDesigner führt abhängig von den definierten Konvergenzbedingungen eine **iterative Lastflussberechnung** durch. In Abbildung 31 ist ein Ausschnitt aus dem Einstelldialog angezeigt. Der Einstelldialog ist in Kapitel 6.4.3, das Iterationsverfahren in Kapitel 6.4.2.1 näher erläutert.

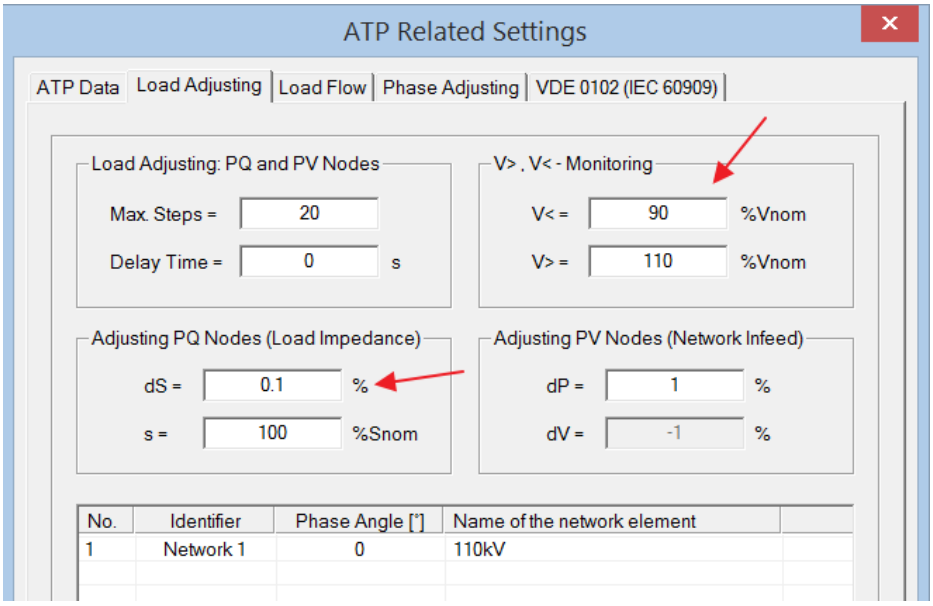


Abbildung 33: Lastflussberechnung: Einstellung der Konvergenzbedingung

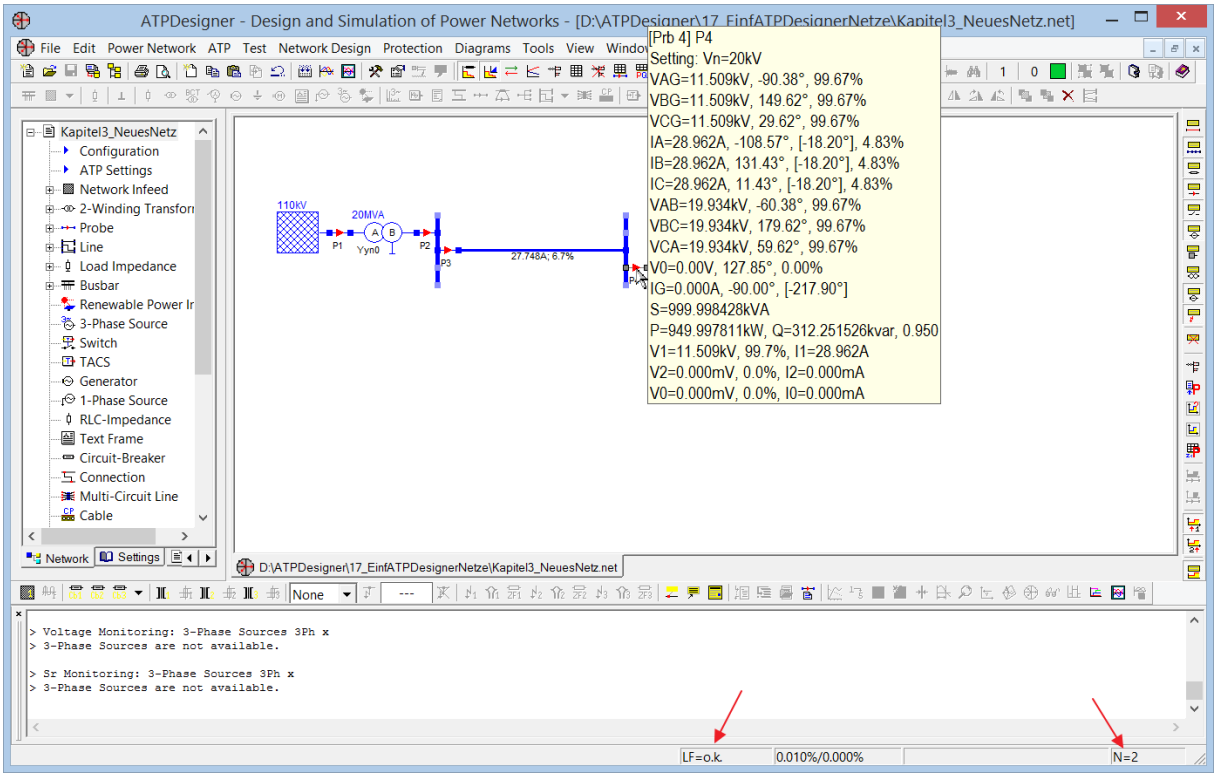


Abbildung 34: Ergebnisse der Lastflussberechnung

In Abbildung 32 ist das Ergebnis der Lastflussberechnung dargestellt. Der Tooltip der **Probe** zeigt eine Scheinleistungsaufnahme der Last von S = 999,998kVA bei einem Verschiebungsfaktor cosφ= 0,95 an. Mit den beiden **roten Pfeilen** werden zwei weitere Informationen angezeigt:

- ATPDesigner hat **N=2** Iterationen benötig. Im Einstelldialog in Abbildung 31 sind mit dem Einstellwert **Max. Steps** maximal 20 Iterationsschritte als zulässig vorgegeben. Erreicht ATPDesigner mit maximal Iterationsschritten die geforderte Iterationsgenauigkeit nicht, so bricht ATPDesigner wegen **Divergenz** die Lastflussberechnung ab.

- Die Anzeige **LF=o.k.** zeigt an, dass ATPDesigner nach N Iterationsschritten Konvergenz erreicht hat. Die vom Anwender geforderte Genauigkeit bzgl. der im Iterationsverfahren anzupassenden Netzwerkelemente wurde erreicht.

Abbildung 35: Anzeige der Divergenz der Lastflussberechnung

In Abbildung 33 ist dargestellt, wie ATPDesigner die Divergenz einer Lastflussberechnung anzeigt: mit dem Bezeichner **LF=failed**.

Es wird empfohlen das Kapitel 10 Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen zu lesen.

3.13.8 Überwachung der Sammelschienenspannungen

Die Spannung der Sammelschienen wird von ATPDesigner automatisch überwacht. Die maximal und minimal zulässigen Spannungen können im Einstelldialog **ATP Related Settings**, Registerkarte **Load Adjusting** (Kapitel 6.4.3) eingestellt werden. In Abbildung 31 sind die Einstellwerte dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
V>	Maximal zulässige Spannung
V<	Minimal zulässige Spannung

Liegt eine der Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannungen außerhalb des zulässigen Bereiches, so wird die Sammelschien **rot** eingefärbt.

3.13.9 Ausgabe der Sammelschienenspannungen im *Messages Window*

Die berechneten Sammelschienenspannungen werden im ***Messages Window*** ausgegeben (Kapitel 2.4.2).

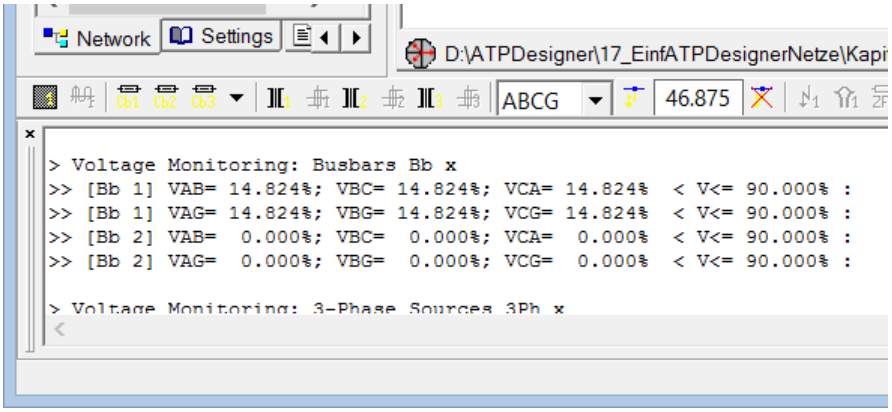
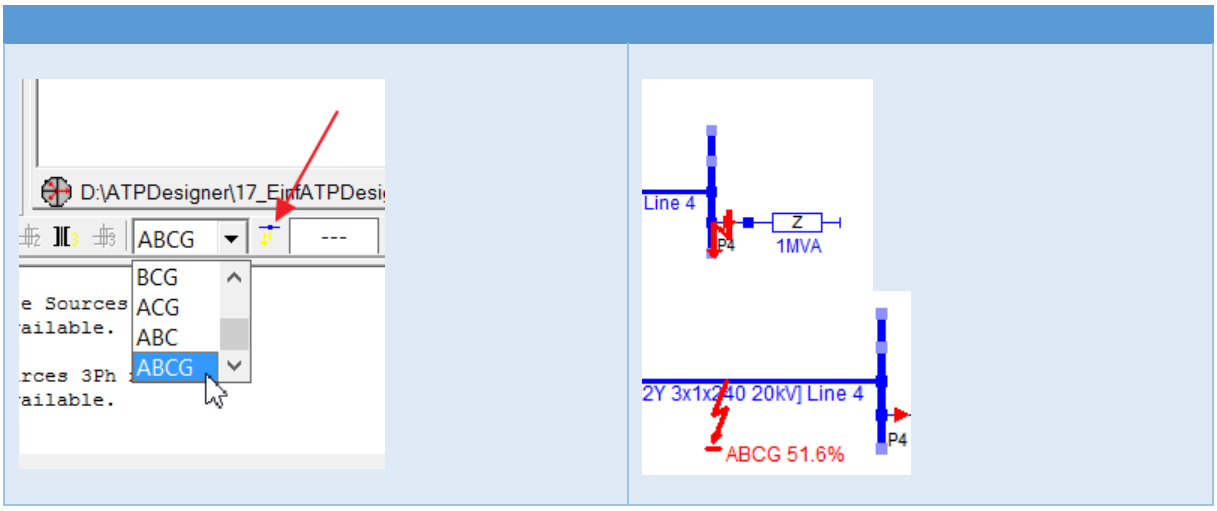


Abbildung 36: Ausgabe der Sammelschienenspannungen im *Messages Window*

3.13.10 *Short-Circuit* - Kurzschluss an einem Netzknoten oder an einer Leitung

Mit dem **Short-Circuit** (Kapitel 7.15) kann ein Kurzschluss einfach an einem Netzknoten oder an einem beliebigen Ort entlang einer Leitung definiert werden.



Zunächst wird in der Auswahlliste in der unteren Toolbar die Fehlerart ausgewählt. Mit dem Drücken des Toolbar-Buttons wird der **rote Short-Circuit Cursor** aktiviert. Mit der **Spitze** des Short-Circuit Cursors wird ein beliebiger Netzknoten oder ein Ort auf einer Leitung angewählt. Mit einem Left Mouse Button Click wird der Fehlerort mit dem Netzknoten oder der Leitung verbunden. Liegt der Fehlerort an einer Leitung, so teilt ATPDesigner die Leitung in zwei dem Fehlerort proportionalen Teilen auf.

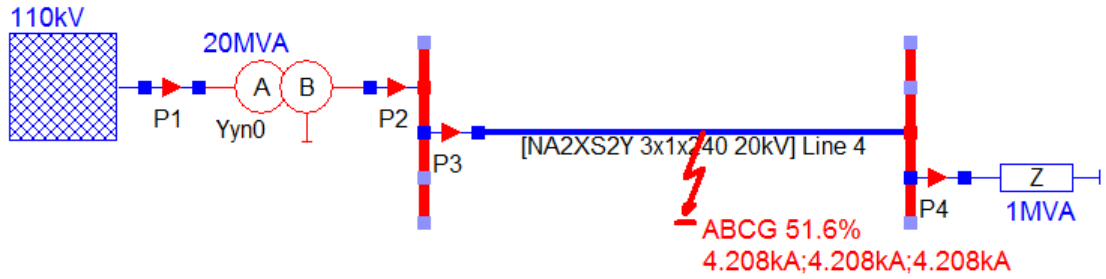


Abbildung 37: Ausgabe der Kurzschlussberechnung

Wie in Abbildung 34 zu erkennen ist, werden die durch den 3-poligen Kurzschluss ABCG überlasteten Betriebsmittel rot eingefärbt.

Hinweis
Die kurzschlussbetroffene Leitung (d.h. die Leitung, mit der der **Short-Circuit** verbunden ist) wird nicht rot eingefärbt.

Da es sich um eine 3-phasige Netznachbildung handelt, werden am Kurzschlussort u.U. mehrere Kurzschlussströme angezeigt. Für den 3-poligen Kurzschluss ABCG sind die drei Kurzschlussströme zwischen Leiter und Kurzschlussort identisch, da das Netz mit allen Betriebsmitteln symmetrisch nachgebildet wurde.

Verbleibt der Fehlerort an der Leitung, so kann der Fehlerort in % der Leitungslänge in dem Editierfeld

eingestellt werden. Mit dem Toolbar-Button wird der Kurzschluss gelöscht.

Der Fehlerort kann nach Drücken des Toolbar-Buttons an einen anderen Netzknoten verschoben werden.

Als Alternative zu der **Probe** als **roter Pfeil** kann die **Probe mit internem Schalter** (Kapitel 6.11.2.2) verwendet werden. Wird der interne Schalter „**SwtIntern**“ aktiviert, so verändert sich das grafische Abbild der **Probe**. Unabhängig davon werden die Ergebnisse der Netzberechnung in einem Tooltip angezeigt.

Hinweis
Der rote Balken des **Probe** – Symbols kennzeichnet die Strommessrichtung im Sinne der Pfeilspitze des **roten Pfeils**.

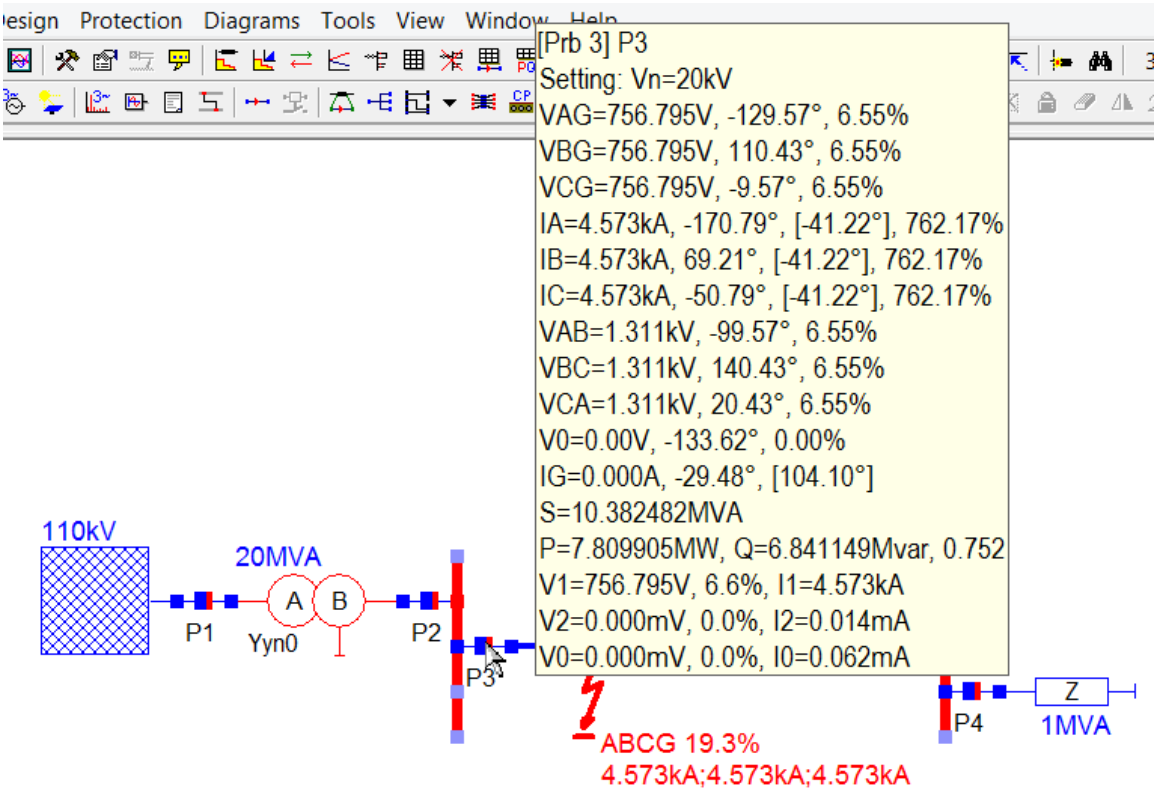


Abbildung 38: Probe mit internem Schalter

Der interne Schalter der **Probe** kann stationär geöffnet und geschlossen werden, aber auch durch Schutzfunktionen.

3.13.11 Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Die Berechnung dynamischer Netzvorgänge (Kapitel 9) als zeitliche Signale u(t), i(t), etc. erfolgt mit Hilfe des Toolbar-Buttons . Wird nun das bisher verwendete Energieversorgungsnetz verwendet, so werden nach Ende der Netzberechnung mehrere Fehler in der oberen Toolbar angezeigt: 1 6 Ursache ist eine für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge unzulässige Modellierung an der linken Sammelschiene. Die vom ATP erzeugte Fehlermeldung lautet:

```
ATP Error No. 1 detected in Line No. 307 :
Warning.  A Type-91 or 93 TACS source is not unique.
switches, limited to the first 12, follow:    5    8
```

Abbildung 39: Fehlermeldung bei dynamischer Netzberechnung im *Messages Windows*

Grundsätzlich sollte es für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge vermieden werden, mehrere Netzwerkelemente **Probe** direkt mit einer Sammelschiene zu verbinden, wenn diese direkt verbundenen **Probe** unterschiedliche Messrichtungen bezogen auf die Sammelschiene haben. Ursache ist ein Zuordnungsproblem der Spannungen und Ströme bei der Lösung der Differenzialgleichungen zu den einzelnen **Probe** im ATP selbst. Eine Abhilfe kann durch das Einfügen eines **Entkopplungswiderstandes von 1µOhm** wie in Abbildung 36 dargestellt erreicht werden. Der Entkopplungswiderstand sollte aber nur dann eingefügt werden, wenn die in Abbildung 37 dargestellte Fehlermeldung des ATP angezeigt wird z.B. durch die Warn- und Error-LED in der oberen Toolbar und den Text im **Messages Window**.

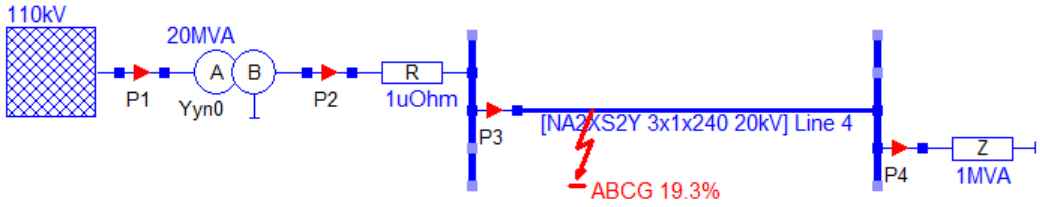


Abbildung 40: Berechnung dynamischer Netzvorgänge - Entkopplungswiderstand für *Probe*

Nach dem erneuten Ausführen der Netzberechnung werden keine Fehlermeldungen angezeigt. Mit dem Toolbar-Button kann jetzt der Dialog zur Auswahl der in einem Diagramm (Abbildung 37) darzustellenden Signale geöffnet werden.

Als Alternative zu der Probe als **roter Pfeil** kann die **Probe mit internem Schalter** (Kapitel 6.11.2.2) verwendet werden. Wird der interne Schalter „**SwtIntern**“ aktiviert, so verändert sich das grafische Abbild der **Probe**.

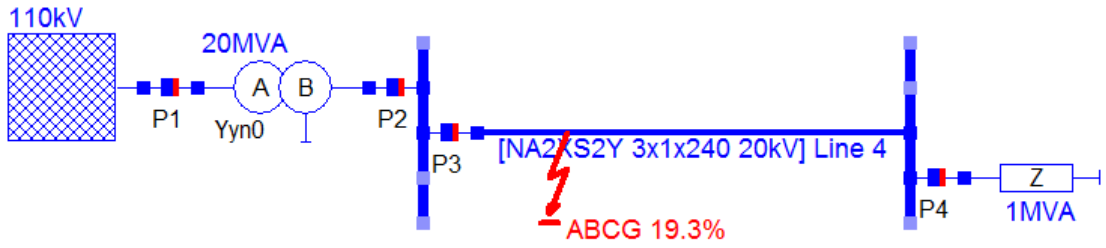


Abbildung 41: Probe mit internem Schalter

Hinweis
Der rote Balken des **Probe** – Symbols kennzeichnet die Strommessrichtung im Sinne der Pfeilspitze des **roten Pfeils**.

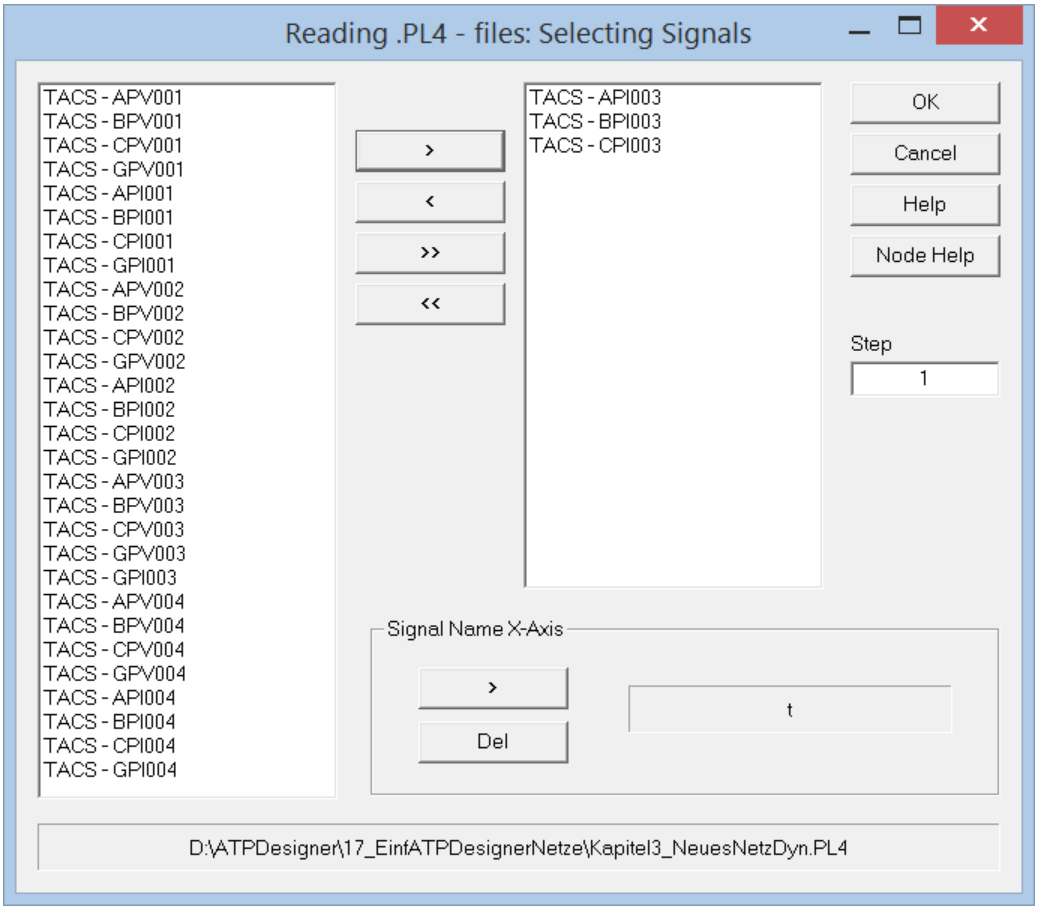
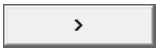


Abbildung 42: Dialog zur Auswahl von Signalen für ein Diagramm

Mit einem **Left Mouse Button Click** werden in der linken Liste Signale markiert und mit dem Button  in die rechte Liste verschoben. Dieser Vorgang kann auch mit einem **Left Mouse Button Double Click** durchgeführt werden. Nach dem Drücken des Buttons **OK** wird von ATPDesigner ein Diagramm (Abbildung 38) erstellt.

Weitere Informationen zur Verwendung von Diagrammen und den signalanalytischen Funktionen von ATPDesigner sind in Kapitel 9 enthalten.

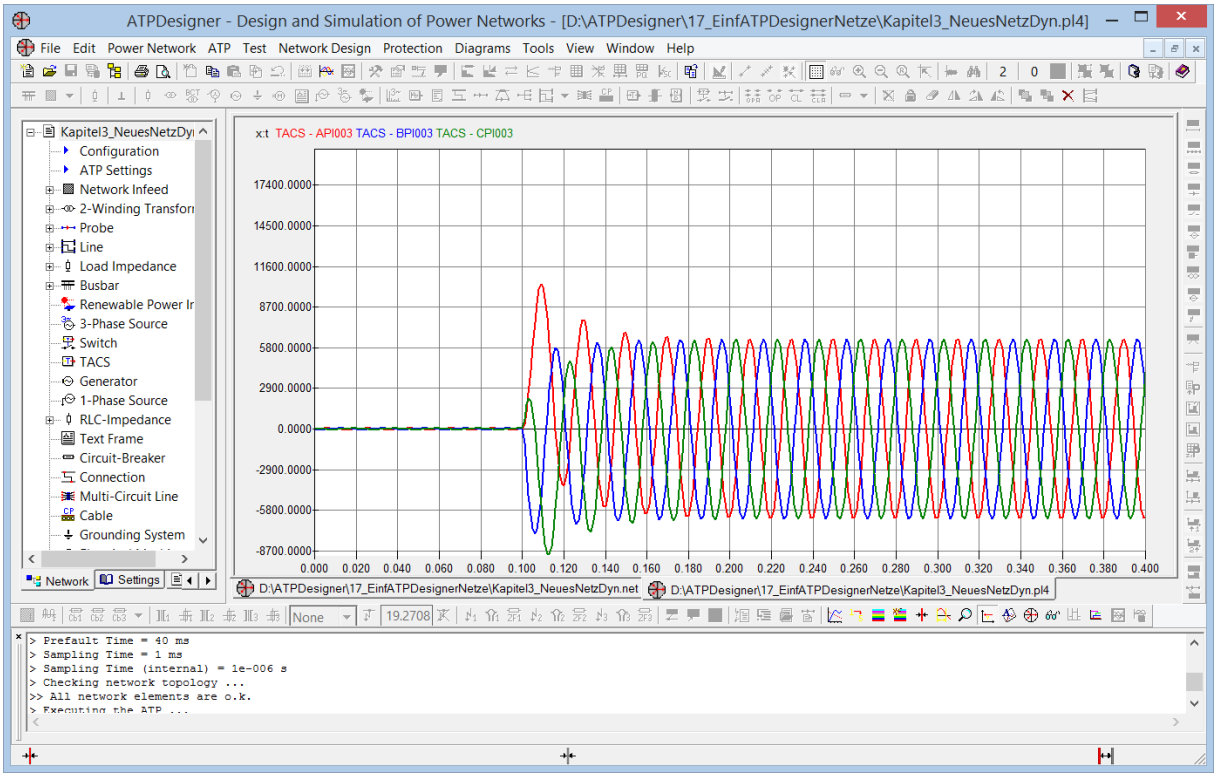


Abbildung 43: Anzeige der Kurzschlussströme in einem Diagramm

3.13.12 Wichtige Einstellwerte für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge sind einige wichtige Einstellwerte zu beachten bzw. nach Bedarf anzupassen. Der Einstelldialog ist in Kapitel 6.4.1 erläutert.

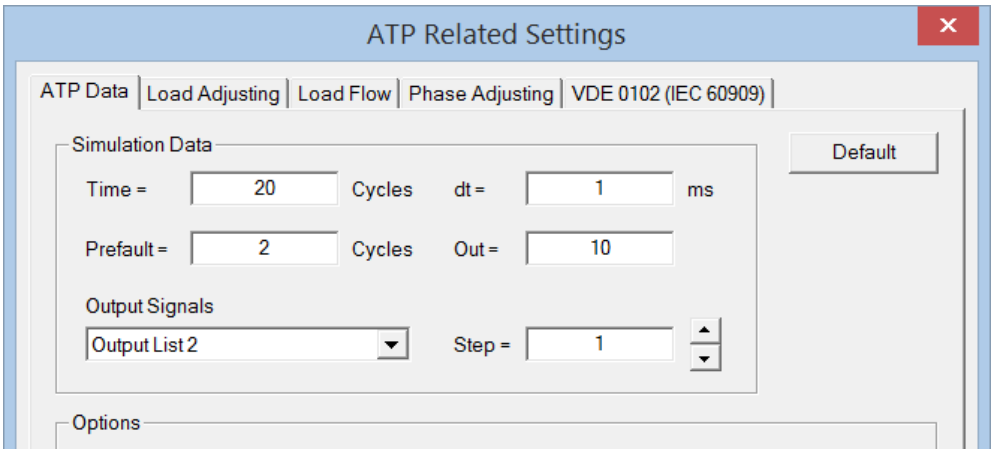


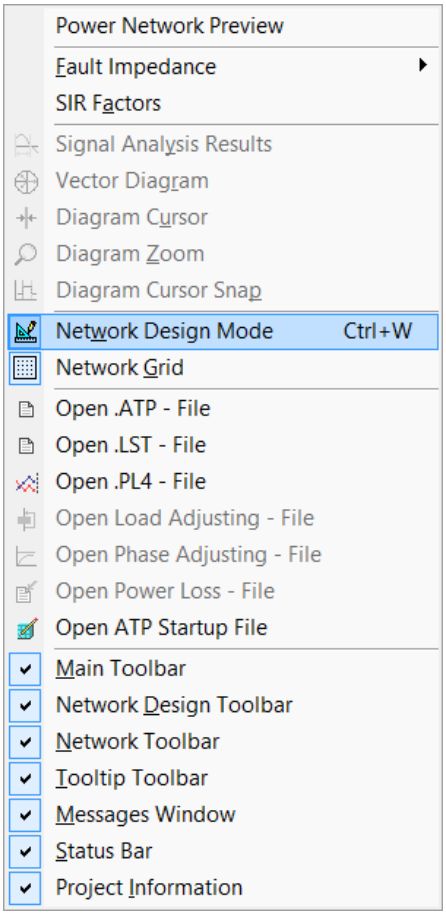
Abbildung 44: Berechnung dynamischer Netzvorgänge - Wichtige Einstellwerte

Einstellwert	Bedeutung
Time	Zeitliche Länge der berechneten Signale in Vielfachen einer Netzperiode (= Cycle): Netzperiode (Cycle) [s] = 1 / f_{nom} [Hz]
dt	Die Ausgabeschrittweite der berechneten Abtastwerte in Millisekunden. Die Ausgabeschrittweite wird zur Speicherung der Abtastwerte von Spannungen und Strömen z.B. in der .PL4-Datei oder der COMTRADE-Datei verwendet.
Step	Divisor der eingestellten Ausgabeschrittweite dt zur Einstellung der internen Rechenschrittweite: **ATP interne Rechenschrittweite [ms] = dt / Step** Beispiel nach Abbildung 54: ▪ Ausgabeschrittweite dt = 1ms, d.h. die Abtastwerte werden mit einer Frequenz von 1000Hz ausgegeben. ▪ Interne Rechenschrittweite 1ms / 9 = 0,11ms, d.h. Spannungen und Ströme werden intern mit einer Abtastfrequenz von 9 kHz berechnet. **Hinweis** Die Einstellwerte **dt** und **Step** haben einen direkten Einfluss auf die Berechnung des Betragsspektrums.

4 Bearbeiten von Netzwerkelementen und des Netzwerkes

ATPDesigner bietet vielfältige Möglichkeiten, vorhandene Netzwerkelemente zu bearbeiten. In den folgenden Kapiteln werden die wichtigsten Möglichkeiten beschrieben.

4.1 Network Design Mode (Ctrl + W)



ATPDesigner bietet zwei mögliche Betriebsarten zum Ändern des Energieversorgungsnetzes, die im Menüpunkt des Hauptmenüs **View** oder mit dem Toolbar-Button eingestellt werden können.

- **Network Design Mode = Aktiv**
- **Network Design Mode = Inaktiv**

4.1.1 Network Design Mode = Aktiv

Im aktiven Network Design Mode können Netzwerkelemente hinzugefügt, gelöscht, verschoben, ihre Größe und Form verändert werden etc. Darüber hinaus kann der Einstelldialog eines Netzwerkelementes mit einem **Left Mouse Button Double Click** geöffnet werden.

4.1.2 Network Design Mode = Inaktiv

Im inaktiven Network Design Mode kann das Energieversorgungsnetz nicht verändert werden, allerdings können die Einstelldialoge der Netzwerkelemente durch einen einfachen **Left Mouse Button Click** geöffnet werden.

Wird im inaktiven Network Design Mode der Mouse Cursor über das Energieversorgungsnetz bewegt, so wird das „unter“ dem Mouse Cursor automatisch markiert. Durch einen einfachen **Left Mouse Button Click** kann der Einstelldialog geöffnet werden.

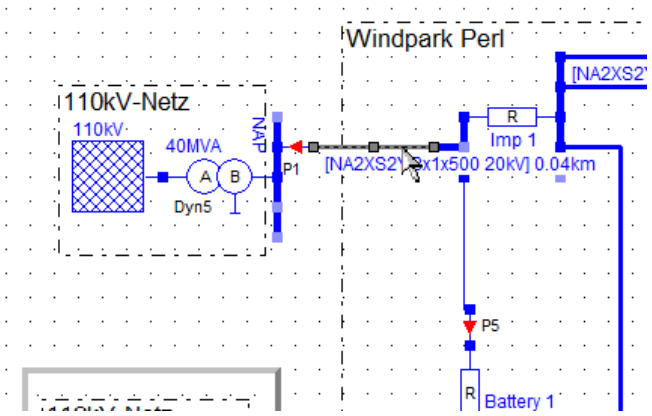


Abbildung 45: Inaktiver Network Design Mode - Automatisches Markieren

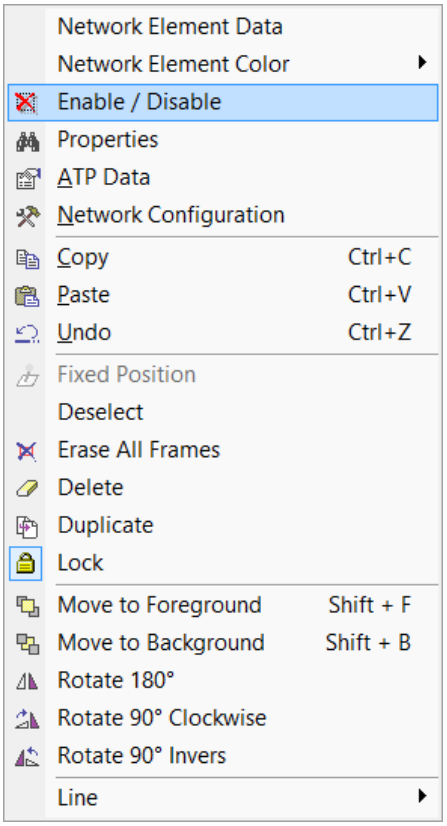
Hinweis
Ist der Network Design Mode inaktiv, so können die Einstellwerte verändert werden, ohne das Netz selbst unabsichtlich zu verändern z.B. Netzwerkelemente unabsichtlich zu verschieben.

Folgende Funktionen können u.a. auch bei inaktivem **Network Design Mode** verwendet werden:

- Alle Arten der Netzberechnung
  - Berechnung des stationären Netzzustandes mit Lastflussberechnung (Kapitel 7)
  - Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (Kapitel 8)
  - Berechnung dynamischer Netzvorgänge (Kapitel 9)
  - Lastflussberechnungen mit Dezentralen Erzeugungsanlagen (Kapitel 10)
  - Automatische Durchführungen von Netzberechnungen und Prüfungen (Kapitel 11)
- Definieren, Verschieben, Löschen, etc. eines **Short-Circuit** (Kapitel 7.14.1)
- Analyse von Schutzkonzepten, Darstellung der Ergebnisse, Verschieben der Textanzeige der Schutzanalyse
- Anzeige der Ergebnisse der Netzberechnung in Tooltips (Kapitel 7.9) und Messwert-Frames (Kapitel 7.12)

4.1.3 Aktivieren/Deaktivieren von Netzwerkelementen

Das Aktivieren und Deaktivieren von Netzwerkelementen ist bei **inaktivem Network Design Mode** nur mit Hilfe des kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu** möglich, nicht mit dem Toolbar-Button.



- Den Cursor über das Netzwerkelement bewegen ➔ das Netzwerkelement wird automatisch identifiziert und markiert
- **Right Mouse Button Menu** öffnen
- Menüzeile **Enable / Disable** anwählen

Ist ein **Netzwerkelement aktiviert**, so wird es während der Netzberechnung als Teil des Elektroenergieversorgungsnetzes berücksichtigt.

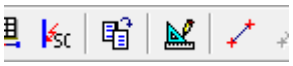
Ist ein **Netzwerkelement deaktiviert**, so wird es in der Netzgrafik sichtbar, wird aber während der Netzberechnung nicht berücksichtigt.

Mit Hilfe dieser Funktion ist es sehr einfach möglich, ohne einzelne Netzwerkelemente zu löschen diese für Netzberechnungen „elektrisch“ nicht zu berücksichtigen. Diese gilt gleichermaßen für die Berechnung stationärer Netzzustände als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge.

4.2 Öffnen des Einstelldialogs eines Netzwerkelementes

Der Einstelldialog kann abhängig vom **Network Design Mode** per linke Maustaste geöffnet werden.

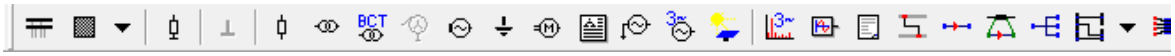
- **Network Design Mode = Aktiv**
  Der Dialog der Einstellwerte kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** geöffnet werden.

- **Network Design Mode = Inaktiv** 
  Der Dialog der Einstellwerte kann durch einen **Left Mouse Button Click** geöffnet werden.

4.3 Einfügen neuer Netzwerkelemente

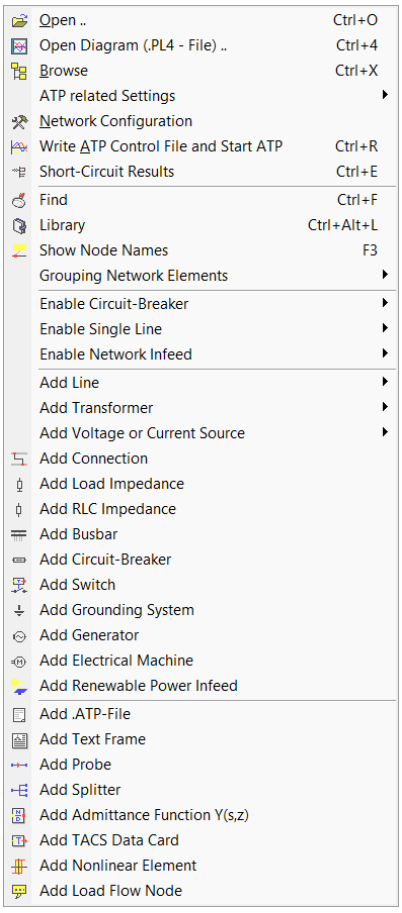
Netzwerkelemente können durch mehrere Vorgänge eingefügt werden. In der unten dargestellten Liste sind zusätzlich die englischen Bezeichner der Betriebsmittel enthalten.

- Durch Drücken des entsprechenden Buttons in einer **Toolbar**, z.B. der **Network Design Toolbar**. die nachfolgend als Ausschnitt abgebildet ist.



- Mit Hilfe der Liste der Netzwerkelemente im **Project Information Window**, Registerkarte **Equipment** (siehe Kapitel 2.4.3)

- Mit Hilfe des **Right Mouse Button Menu** durch einen **Right Mouse Button Click** öffnen und den entsprechenden Untermenüpunkt des Betriebsmittels mit einem **Left Mouse Button Click** anwählen.



- Lastimpedanzen **Load**
- RLC – Serienimpedanz **RLC Impedance**
- 2-Wicklungs Transformator **Transformer**
- 3- Wicklungs-Transformator
- Spartransformator **Autotransformer**
- Erdungsarmatur **Grounding System**
- Sammelschiene **Busbar**
- Netzeinspeisung **Network Infeed**
- Niederohmige Verbindung **Connection**
- Externe .ATP-Skript-Datei **.ATP-File**

- Signalquelle basierend auf Abtastwerten **Empirical Function**
- Textbaustein oder Picture **Text Frame**

- 3-phasige, symmetrische Spannungsquelle **3-Phase Source**
- Mehrfrequente Strom- / Spannungsquelle **Multi Frequency Source**
- Spannungs- und Strommessgerät **Probe**
- Schalter (3-polig und 1-polig schaltbar) **Circuit Breaker**
- Leitung (Einfach – und Doppelleitung) **Single Line**
- Kabel (1-Leiter und Mehrleiter-Kabel) **Cable**
- 1x 3-phasig zu 3x 1-phasig oder Sternpunktbildner **Splitter**
- Synchrongenerator mit Modell eines thermischen Kraftwerks mit Turbine, Generator, Erreger **Generator**
- 1-phasige Spannungs- oder Stromquelle (z.B. Sinus, Rampe, Sprung, ...), Interface von MODELS **ATP Source**
- Asynchronmaschine **Electrical Machine**
- Übertragungsfunktionen, Komponenten für Analogrechner, FORTRAN Statements und weitere Hilfsfunktionen **TACS**
- Rationale Übertragungsfunktion **Admittance Function Y(s,z)**
- Nichtlineares Element (z.B. L (i)) **Nonlinear Element**
- Schalter (auch Triac, Thyristor) mit integrierter TACS – Steuerfunktionen **Switch**
- **Renewable Power Infeed** (Erneuerbarer Energieerzeuger wie z.B. eine Windkraftanlage

Nach dem Auswählen eines neuen Netzwerkelementes wird ein Dialog eingeblendet, mit dessen Hilfe die Zeichenorientierung **Drawing Direction** des neuen Netzwerkelementes gewählt werden kann.

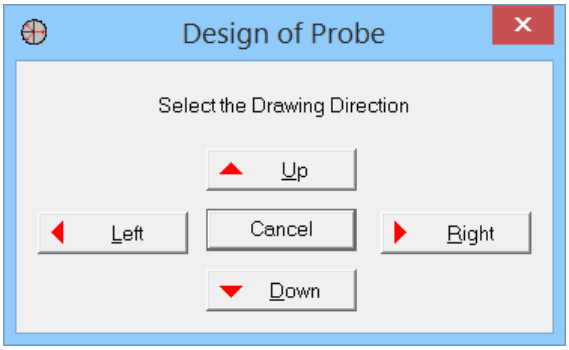
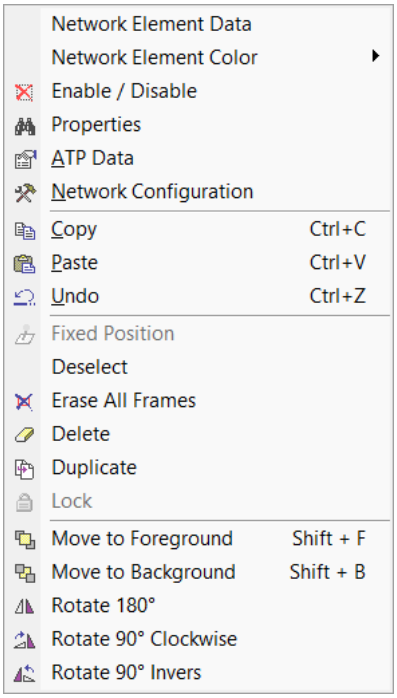


Abbildung 46: Dialog zur Auswahl der Zeichenrichtung



Die Zeichenrichtung kann auch nach dem Einfügen des Netzwerkelementes im Zeichenbereich geändert werden. Dazu muss das Netzwerkelement zuerst markiert werden, danach kann es mit den abgebildeten Toolbar Buttons oder den entsprechenden Tasten oder dem entsprechenden Menüeintrag im **Right Mouse Button Menu** gedreht werden.

Einfügen durch Kopieren eines vorhandenen Netzwerkelementes
Ein neues Netzwerkelement kann auch durch Kopieren eines schon vorhandenen Netzwerkelementes eingefügt werden (Kapitel 4.5).

4.4 Einfügen neuer Netzwerkelemente per *Drag&Drop*

Das Einfügen eines neuen Netzwerkelementes kann auch mit Hilfe des bekannten **Drag&Drop** - Verfahrens erfolgen. Der Mauscursor muss dazu „über“ den Namen eines Netzwerkelementes positioniert werden. Mit Hilfe eines **Left Mouse Button Click** wird das Netzwerkelement ausgewählt und kann jetzt bei weiterhin gedrückt gehaltener Maustaste in den Netzbereich geschoben werden.

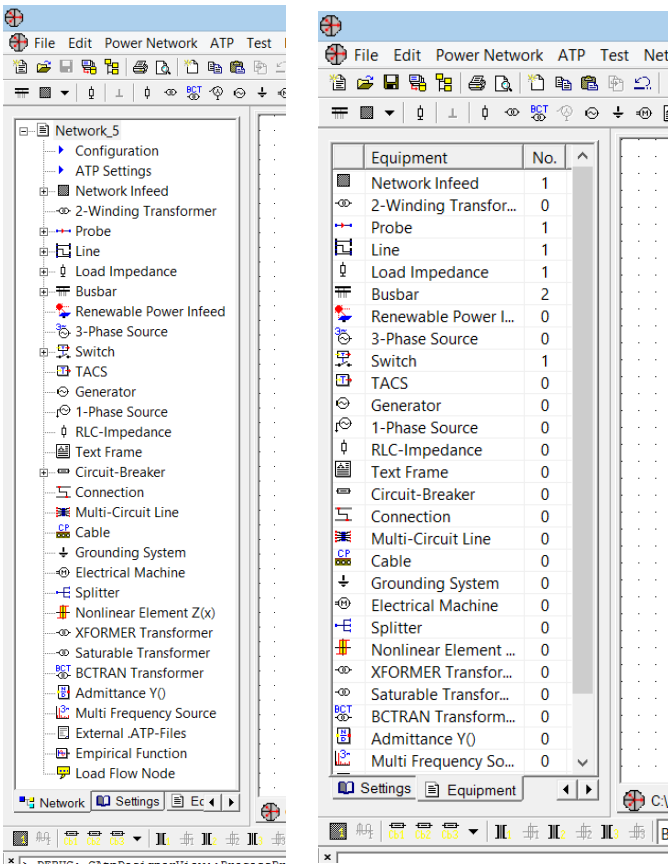


Abbildung 47: Einfügen eines neuen Netzwerkelementes per *Drag&Drop*

Während des Verschiebens wird das Kopiersymbol als Maussymbol angezeigt. Beim Loslassen der Maustaste wird das Netzwerkelement an der Cursorposition eingefügt.

Hinweis
Ein neues Netzwerkelement sollte möglichst in einen freien Bereich der Netzwerkgrafik per **Drag&Drop** eingefügt werden, um unerwünschte Verbindungen zu anderen Netzwerkelementen zu vermeiden.

4.5 Kopieren vorhandener Netzwerkelemente

Ein neues Netzwerkelement kann durch Kopieren eines schon vorhandenen Netzwerkelementes eingefügt werden. Wie in Windows-basierten Softwaresystemen üblich wird dazu die Zwischenablage verwendet. Die Kopie eines vorhandenen Netzwerkelementes ist bis auf den anwenderspezifischen Namen eine vollständige Kopie der Einstellwert. Referenzname und anwenderspezifischer Name werden von ATPDesigner neu erzeugt.

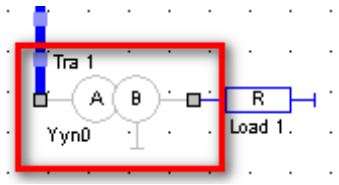
1. Das zu kopierende Netzwerkelement muss mit einem **Left Mouse Button Click** ausgewählt d.h. markiert werde (Kapitel 4.6).
2. Kopieren in die Zwischenablage: **STRG + C** oder
3. Einfügen aus der Zwischenablage: **STRG + V** oder

Eine weitere Möglichkeit, ein Netzwerkelement in einem Vorgang zu kopieren, bietet der Toolbarbutton . Ist ein Netzwerkelement markiert, so wird nach drücken dieses Buttons direkt eine Kopie des markierten Netzwerkelementes eingefügt.

Es kann immer nur ein einziges Netzwerkelement gleichzeitig kopiert werden. Sind gleichzeitig mehrere Netzwerkelemente markiert, so wird diese Funktion nicht ausgeführt.

4.6 Markieren eines einzelnen Netzwerkelementes: *Left Mouse Button Click*

Bevor ein Netzwerkelemente bearbeitet, kopiert, gelöscht, etc. werden kann, muss es zunächst mit einem einfachen **Left Mouse Button Click** markiert werden. Dazu wird der Mouse Cursor „über“ dem Netzwerkelement positioniert und der **Left Mouse Button** einfach gedrückt.



Ist das Netzwerkelement markiert, so wird es grau gezeichnet. Alle weiteren Aktionen beziehen sich jetzt auf das markierte Netzwerkelement. Mit weiteren **Left Mouse Button Click** werden weitere Netzwerkelemente markiert, ohne die bisherigen zu demarkieren. Diese Funktion kann dazu verwendet werden, mehrere Netzwerkelemente zu markieren und eine Gruppe (siehe Kapitel 4.16) zu definieren.

4.7 Markieren mehrerer Netzwerkelemente: *Left Mouse Button Click*

Ist bereits ein Netzwerkelement markiert, so können weitere Netzwerkelemente durch weitere **Left Mouse Button Click** markiert werden.

4.8 Markieren aller Netzwerkelemente *CTRL + A*

Um alle Netzobjekte gleichzeitig zu markieren kann der Menüeintrag **Select All** im Menü **Edit** oder die Tastenkombination **CTRL + A** verwendet worden.

4.9 Markierung entfernen: Shift + Left Mouse Button Click

Ein markiertes Netzwerkelement kann demarkiert werden, in dem es mit bei gedrückter **Shift-Taste** mit einem **Left Mouse Button Click** angewählt wird.

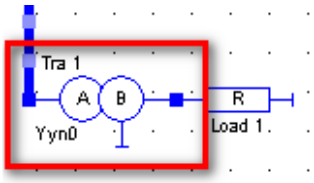
4.10 Markieren mehrerer Netzwerkelemente mit einem Markierungsframe

Ein einzelnes oder mehrere Netzwerkelemente können mit Hilfe des **Left Mouse Button** und einem **Markierungsframe** markiert werden.

- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten.
- Mouse Cursor so bewegen, dass der Markierungsframe die zu markierenden Netzwerkelemente vollständig umfasst.
- **Left Mouse Button Click** "loslassen".

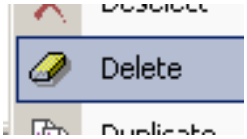
Die vom **Markierungsframe** vollständig eingeschlossenen Netzwerkelemente sind nun markiert d.h. in grauer Farbe gezeichnet.

4.11 Markierung von Netzwerkelementen entfernen



Ein oder auch mehrere gleichzeitig markierte Netzwerkelemente werden durch einen einfachen **Left Mouse Button Click** auf einen nicht verwendeten Teil des Zeichenbereiches demarkiert, in dem sich kein Netzwerkelement befindet. Die Zeichenfarbe des oder der Netzwerkelemente wird von ATPDesigner automatisch in die Zeichenfarbe geändert.

4.12 Löschen eines einzelnen oder mehrerer Netzwerkelemente



Netzwerkelemente können nur dann gelöscht werden, wenn sie zuerst markiert worden sind. Netzwerkelemente können einzeln oder gemeinsam gelöscht werden.

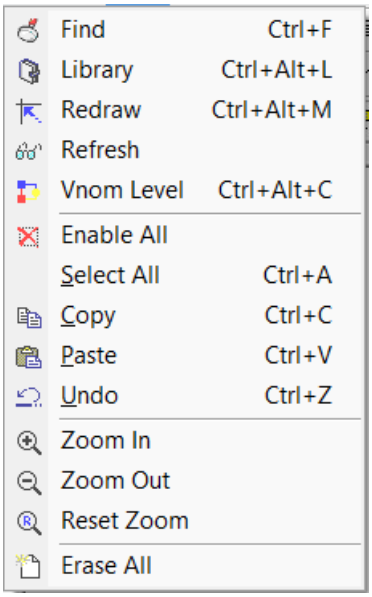
- **Entf** Taste drücken oder
- Toolbar Button drücken oder
- **Right Mouse Button Menu** mit dem Menüpunkt **Delete** benutzen.

Hinweis

Der Löschvorgang kann mit Hilfe der **Undo** – Funktion rückgängig gemacht werden, sofern die **Undo**-Funktion aktiviert ist.

4.13 Alle Netzwerkelemente des Zeichenbereiches gleichzeitig löschen

- Toolbar Button drücken oder
- Im Hauptmenü **Edit** den Menüpunkt **Erase All** anwählen (siehe rechtes Hauptmenü **Edit**)



Nach dem Löschen der aller Netzwerkelemente ist der Zeichenbereich, wie in der folgenden Abbildung 34 gezeigt, leer.

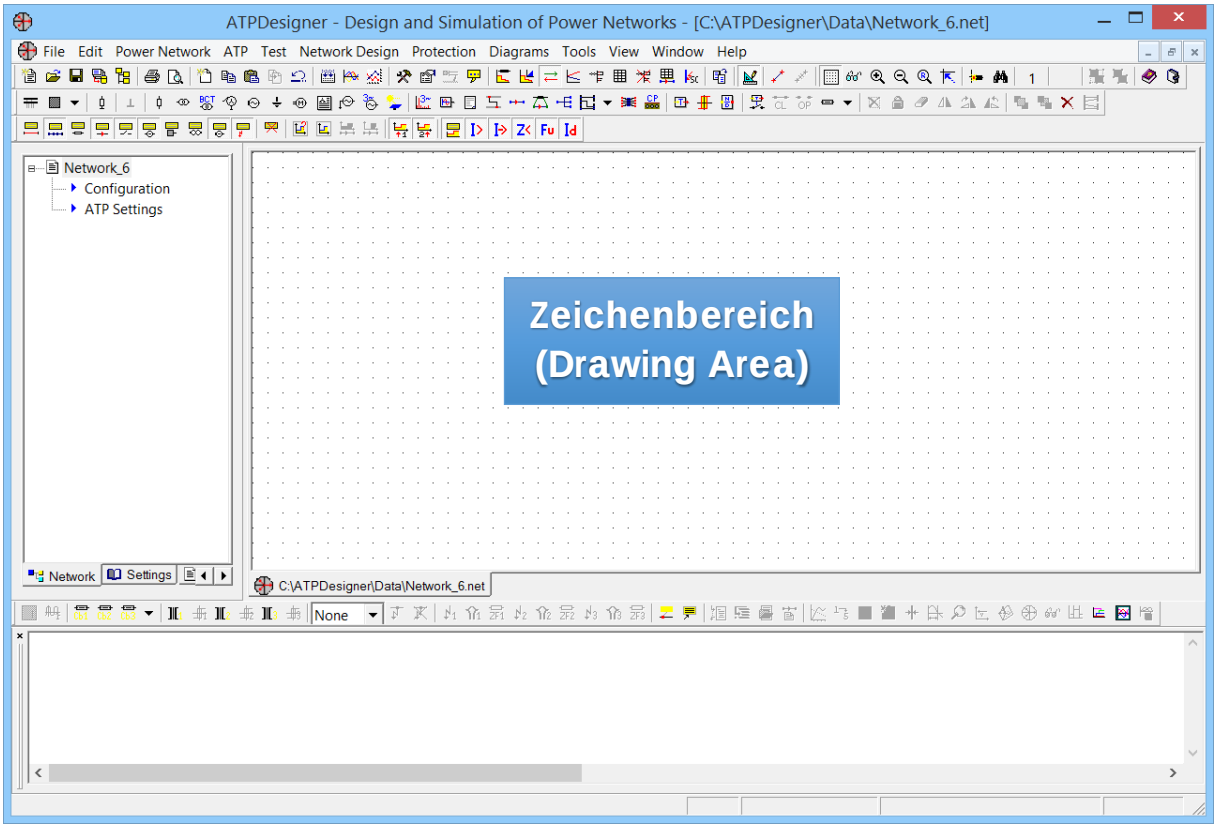
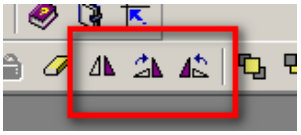


Abbildung 48: Zeichenbereich nach dem Löschen aller Netzwerkelemente

4.14 Drehen eines Netzwerkelementes

- Spiegeln (drehen um 180° nach rechts)
- oder Taste **R** Drehen um 90° nach rechts
- oder Taste **L** Drehen um 90° nach links



Ein Netzwerkelement kann nur dann gedreht oder gespiegelt werden, wenn es markiert ist und mit keinem anderen Netzwerkelement verbunden ist. Ist dies nicht der Fall, wird eine Fehlermeldung angezeigt.

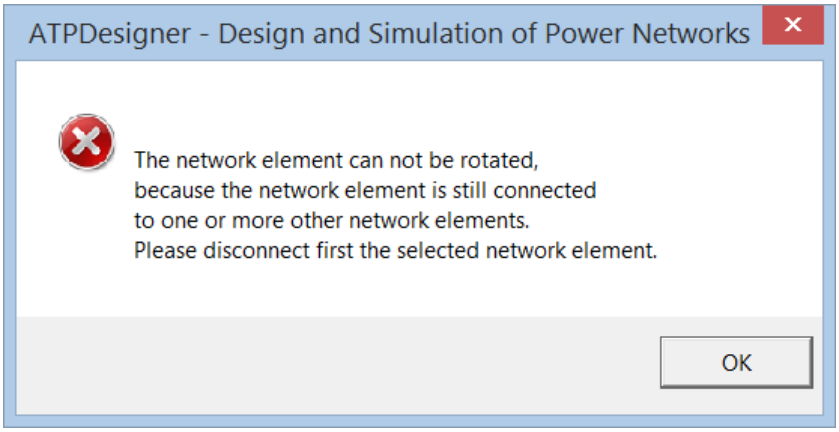


Abbildung 49: Fehlermeldung „The network can not be rotated ...“

Drehen von Leitungen (Kapitel 6.10)

Leitungen wie auch Kabel (Cable) und Verbindungen (Connection) können nur unter bestimmten Randbedingungen gedreht werden.

1. Ist eine Leitung horizontal oder vertikal gezeichnet, kann die Leitung nicht gedreht werden.

2. Hat eine Leitung eine „S“-förmige oder diagonale Form, so kann die Leitung gedreht aber auch mit der Maus „verformt“ werden.

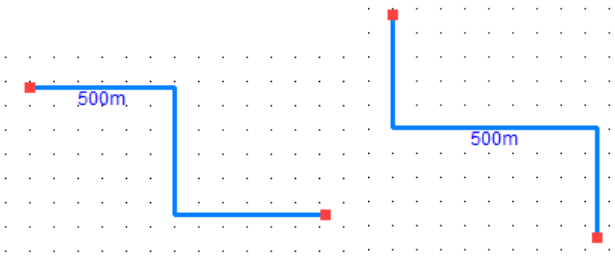


Abbildung 50: Leitung mit „S“-förmiger Form

Ist der Shape „S“-förmig oder diagonal und nicht fixiert (Schloss-Symbol ist nicht arretiert), so kann per Maus die Leitung „verformt“ und rotiert werden.

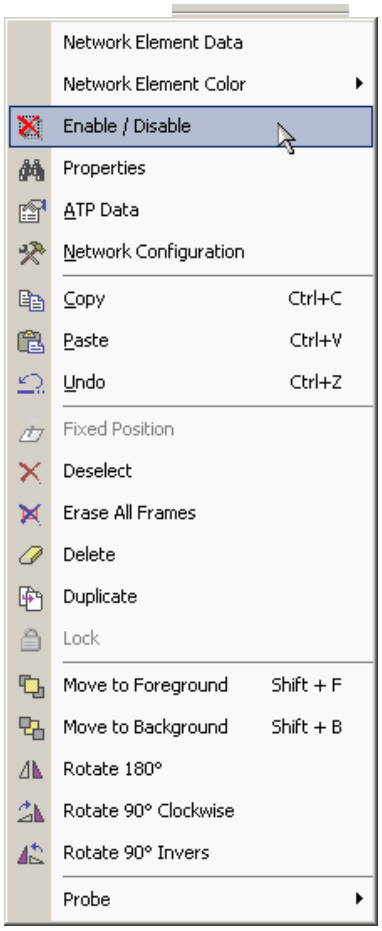
4.15 Netzwerkelement in den Vorder- oder Hintergrund setzen

Mit Hilfe dieser Funktion kann die Zeichenreihenfolge der Netzwerkelemente verändert werden. Wird ein Netzwerkelement in den Vordergrund geschoben, so wird es als letztes Netzwerkelement gezeichnet, überdeckt also all anderen Netzwerkelemente. Wird ein Netzwerkelement in den Hintergrund geschoben, wird dieses Netzwerkelement von allen anderen Netzwerkelementen überdeckt.

- oder **Shift + F** In den Vordergrund verschieben
- oder **Shift + B** In den Hintergrund verschieben

4.16 Netzwerkelement deaktivieren oder aktivieren

Ein markiertes Netzwerkelement kann deaktiviert (= disabled) werden. Ein deaktiviertes Netzwerkelement bleibt im Zeichenbereich sichtbar und mit den anderen Netzwerkelementen verknüpft. Eine Ausnahme bildet hier die **Sammelschiene** (siehe unten). Das deaktivierte Netzwerkelement wird in der Grundeinstellung **magenta** gezeichnet.



Während der Netzberechnung wird ein deaktiviertes Netzwerkelement nicht berücksichtigt, d.h. für das deaktivierte Netzwerkelement wird von ATPDesigner kein numerisches Modell in die .ATP-Ausgabedatei eingefügt.

Durch ein erneutes Betätigen des Toolbar-Buttons wird das Netzwerkelement wieder aktiviert.

Sind mehrere Netzwerkelemente gleichzeitig markiert, so werden alle markierten Netzwerkelemente gleichzeitig aktiviert oder deaktiviert.

Hinweis

Die Deaktivierung von Netzwerkelementen ist in der Entwurfsphase d.h. während des Tests des Energieversorgungsnetzes hilfreich, da das betreffende Netzwerkelement im Zeichenbereich verbleiben kann d.h. nicht gelöscht werden muss und trotzdem während der Netzberechnung NICHT berücksichtigt wird.

- Toolbar-Button
- **Right Mouse Button Menu** (siehe rechts)

Deaktivieren (Disable) einer Sammelschiene

Wird eine Sammelschiene deaktiviert, so werden alle mit der Sammelschiene verbundenen Netzwerkelemente von der Sammelschiene elektrisch entkoppelt, obwohl eine grafische Überdeckung der Knoten bestehen bleibt. Die elektrisch nicht mehr verbundenen Netzwerkelemente werden als nicht verbunden (Grundeinstellung:

hellblau) gezeichnet. Im unteren Netz in Abbildung 37 ist die Sammelschiene deaktiviert (**magenta**), der Transformator und die **Probe** von der Sammelschiene elektrisch entkoppelt und daher **hellblau** gezeichnet.

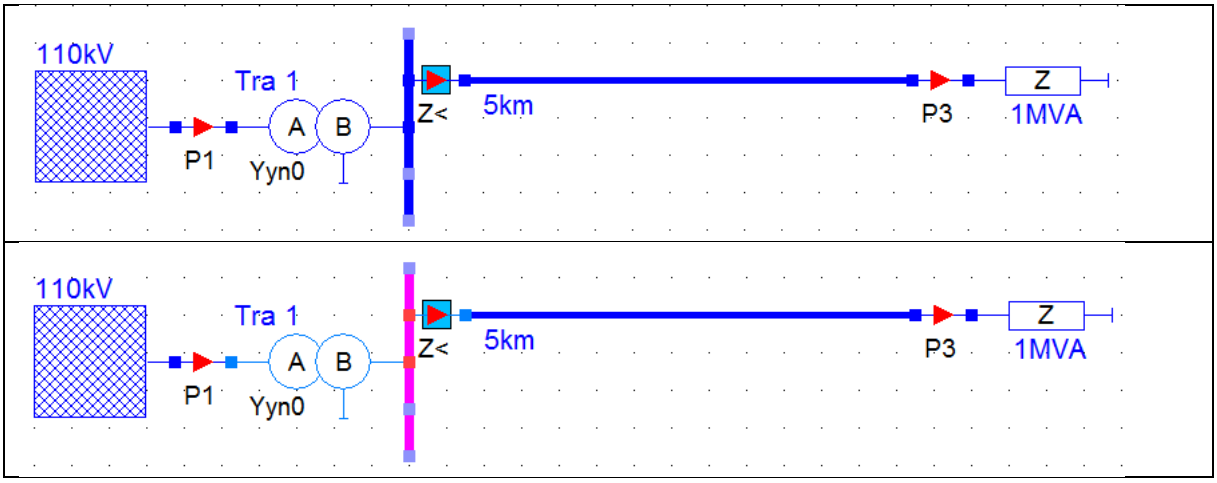


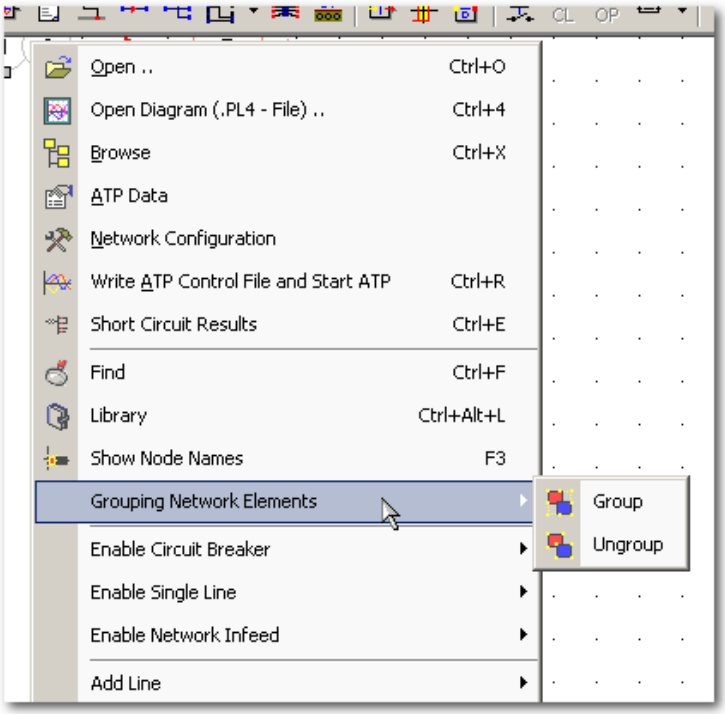
Abbildung 51: Deaktivierung einer Sammelschiene *Busbar*

4.17 Gruppieren von Netzwerkelementen

ATPDesigner ermöglicht es dem Anwender, einzelne Netzwerkelemente zu einer Gruppe zusammenzufassen.

- Netzwerkelemente mit einem **Left Mouse Button Click** markieren.
- Gruppe definieren
  - Toolbar Button
  - Öffnen des **Right Mouse Button Menu,** Anwählen des Menüpunktes **Grouping Network Elements,** Auswählen von **Group**

Nicht gruppierte Netzwerkelemente werden mit **Group** zu einer Gruppe zusammengefasst, eine Gruppe von Netzwerkelemente mit **Ungroup** aufgelöst.



4.18 Zoomen der Netzwerkgrafik

Die Netzwerkgrafik kann in weiten Grenzen verkleinert und vergrößert werden.

- Toolbar Buttons
- Drehen des Maus-Rades

Das Zoomen ist nur mit vordefinierten Faktoren möglich, die in der Toolbar angezeigt werden.

4.19 Zoomen der Netzwerkgrafik: *STRG + Left Mouse Button Click*

Mit Hilfe des **Left Mouse Button** kann ein Zoomframe „aufgezogen" werden, um den darin enthaltenen Teil der Netzwerkgrafik optimal auf den sichtbaren Bereich des Bildschirmes anzupassen.

- **STRG-Taste** drücken und gedrückt halten.
- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten.
- Mauscursor so bewegen, dass der Zoomframe den zu zoomenden Bereich vollständig umfasst.
- **Left Mouse Button Click** loslassen.

4.20 Verschieben der Netzwerkgrafik: *SHIFT + Left Mouse Button Click*

Die komplette Netzwerkgrafik kann mit Hilfe des **Left Mouse Button** und der **Shift-Taste** verschoben werden.

- **SHIFT-Taste** drücken und gedrückt halten.
- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten.
- Die Netzwerkgrafik wird durch einen Markierungsframe vollständig umfasst. Der Markierungsframe kann jetzt durch bewegen des Mauscursor zu einer anderen Position verschoben werden.
- **Left Mouse Button** loslassen.

4.21 Verschieben aller Netzwerkelemente

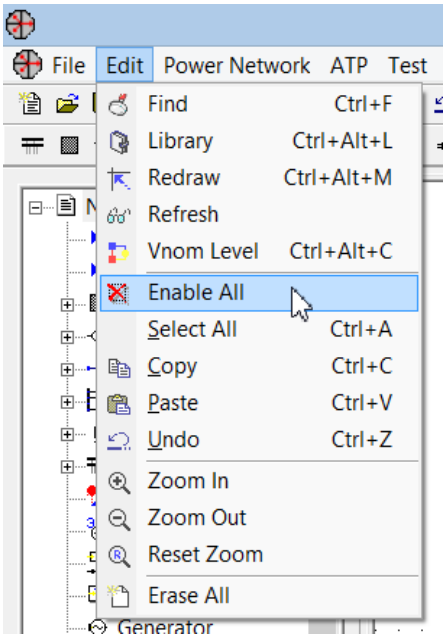
Sollen alle Netzwerkelemente gemeinsame verschoben werden, so kann alternativ zu der in Kapitel 4.22 beschriebenen Methode wie nachfolgend beschrieben vorgegangen werden.

Zuerst müssen alle Netzwerkelemente mit dem Menüpunkt **Select All** im Hauptmenü **Edit** oder der Tastenkombination **CTRL + A** markiert werden. Sind alle Netzwerkelemente markiert und wird der Mauscursor „über" ein markiertes Netzobjekt positioniert.

Danach können die markierten Netzwerkelemente mit einem **Left Mouse Button Click** bei gedrückter Maustaste gleichzeitig verschoben werden.

4.22 Position eines Netzwerkelementes fixieren

Netzwerkelemente können bzgl. ihrer Position im Zeichenbereich fixiert werden d.h. ihre Position kann nicht verschoben werden.



Ein Netzwerkelement kann wie folgt fixiert oder die Fixierung aufgehoben werden:

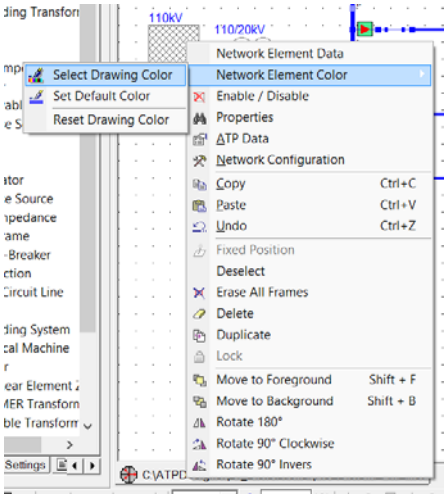
1. Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
2. Mit einem **Right Mouse Button Click** das kontextsensitive Menü öffnen
3. Die Taste im Menüpunkt **Fixed Position** entsprechend einstellen.

Hinweis

Die Fixierung des Netzwerkelementes Text Frame kann dazu verwendet werden, Bitmaps, Rahmen mit oder ohne Textinhalt in der Zeichenfläche z.B. als Hintergrund eines Netzes oder zum Einrahmen von Netzwerkelementen fest zu positionieren (Kapitel 3.7).

4.23 Zeichenfarbe von mehreren Netzwerkelementen ändern

Die Zeichenfarbe von einzelnen oder auch mehreren Netzwerkelementen kann einfach geändert werden z.B. Spannungsebenen eines Elektroenergieversorgungsnetzes einheitlich einzufärben.



- Ein oder mehrere Netzwerkelemente mit **Left Mouse Button Click** oder einem **Frame** markieren.
- Das kontextsensitive **Right Mouse Button** öffnen.
- Den Menüpunkt **Select Drawing Color** anwählen.

Nach Öffnen des Dialogs zur Auswahl einer Zeichenfarbe wird die ausgewählte Farbe für alle markierten Netzwerkelemente verwendet.

4.24 Anwenderspezifisches Einfärben von Spannungsebenen

Mit Hilfe der in Kapitel 4.23 beschriebenen Funktion zur Auswahl der Zeichenfarne eines oder mehrerer Netzwerkelemente können Spannungsebenen einfach eingefärbt werden.

- Eines oder mehrere Netzobjekt markieren
- Mit **Right Mouse Button** das kontextsensitive Menü öffnen
- Den Menüpunkt **Select Drawing Color** auswählen und eine Zeichenfarbe auswählen

Nach dem Schließen des Einstelldialogs werden alle ausgewählten Netzwerkelemente in der ausgewählten Zeichenfarbe gezeichnet.

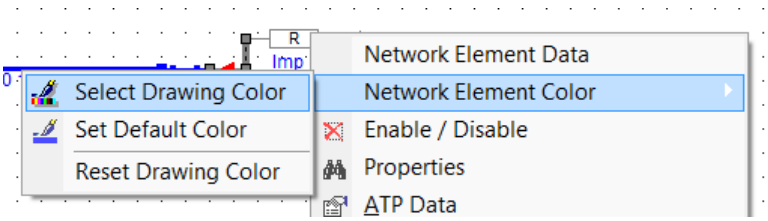


Abbildung 52: Einfärben von Spannungsebenen

4.25 Netzwerkgrafik *Zoom* und *Reset Zoom*

Ist die Netzwerkgrafik z.B. auf einen sehr großen Zoomfaktor vergrößert worden oder aus dem sichtbaren View-Bereich heraus geschoben worden, so kann die Netzwerkgrafik wider automatisch in den sichtbaren View-Bereich eingepasst werden.

- : Verkleinert die Netzwerkgrafik auf den kleinsten Zoomfaktor
- : Die Netzwerkgrafik wird in die linke obere Ecke des sichtbaren Grafik-Views verschoben.

Durch das Drücken des Toolbarbuttons wird die Netzwerkgrafik neu gezeichnet.

5 Bewegen und Verbinden von Netzwerkelementen

5.1 Knoten, Referenzname, Anwenderspezifischer Name

Soweit möglich werden in ATPDesigner für die Betriebsmittel von Energieversorgungsnetzen die grafischen Symbole verwendet, die in der deutschsprachigen Lehr- und Fachliteratur verwendet werden. Darüber hinaus unterstützt ATPDesigner einige Netzwerkelemente, die einem typischen Netzbetriebsmittel nicht direkt zugeordnet werden können. Im Folgenden wird am Beispiel eines 2-Wicklungs-Transformators das grafische Abbild näher erläutert.

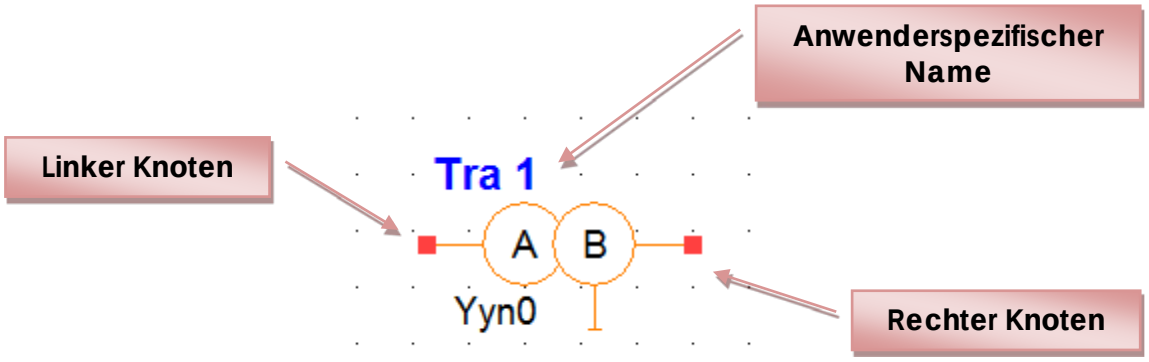


Abbildung 53: Knoten eines Netzwerksymbols

Jedes grafische Abbild eines Netzwerkelementes besitzt einen oder mehrere Knoten, mit deren Hilfe das Netzwerkelement mit anderen Netzwerkelementen optisch und damit auch elektrisch verbunden werden kann.

- Nicht vollständig verbundene Netzwerkelemente werden in **Orange** gezeichnet.
- Nicht verbundene Netzkoten werden in **Rot** eingefärbt.
- Verbundene Knoten werden in der eingestellten Zeichenfarbe (Grundeinstellung: **blau**) dargestellt.
- Bei Sammelschienen werden nicht verbundene Knoten **hellblau** dargestellt.

Abbildung 40 zeigt eine nicht mit dem Netzwerk verbundenen Transformator. Die beiden Messinstrumente **Probe Prb 2** und **Prb 3** werden ebenfalls als nicht vollständig verbunden gezeichnet.

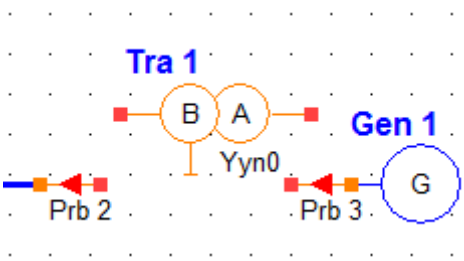
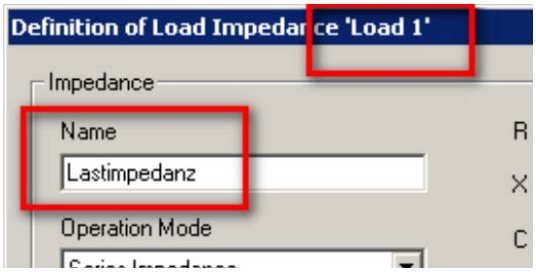


Abbildung 54: Einfärbung nicht verbundener Knoten und Netzwerkelemente

Folgende gemeinsamen Merkmale sind allen Netzwerkelementen gemeinsam.

- **Referenzname:** Jedes Netzwerkelement besitzt einen eigenen, einmalig vorkommenden und vom Anwender nicht veränderbaren Referenznamen, der von ATPDesigner erzeugt und verwaltet wird. Der Referenzname des Netzwerkelementes wird immer in der Kopfzeile des Einstelldialogs angezeigt. Im nachfolgenden Beispiel ist der Referenzname der Lastimpedanz **Load 1**, der anwenderspezifische Name **Lastimpedanz**. Die im Referenznamen enthaltene Nummer ist eine von ATPDesigner für den Typ (z.B. **Load**) des Netzwerkelementes vergebene, eindeutige Nummer. Die fortlaufende Numerierung kann durch anwenderspezifische Maßnahmen z.B. durch Löschen von Netzwerkelementen unterbrochen werden.



- **Anwenderspezifischer Name:** Darüber hinaus kann der Anwender den meisten Netzwerkelementen einen eigenen, anwenderspezifischen Namen zuweisen. Der anwenderspezifische Name wird im Einstelldialog des Netzwerkelementes definiert und im Zeichenbereich in unmittelbarer Nähe des Netzwerkelementes angezeigt (siehe Abbildung 41).

  Zusätzlich zum anwenderspezifischen Namen kann ein **erläuternder Text** eingegeben und als Tooltip angezeigt werden (Kapitel 6.3.1).

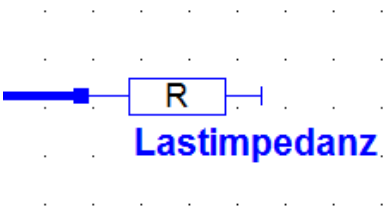


Abbildung 55: Anwenderspezifischer Name einer Lastimpedanz *Load*

Hinweis

Es muss beachtet werden, dass zwei Netzwerkelemente an zwei Knoten grafisch (d.h. optisch in der Netzwerkgrafik sichtbar) aber nicht auch zwangsweise elektrisch leitend verbunden sein können. Die Unterscheidung wird durch eine unterschiedliche Einfärbung der Knoten erkennbar.

5.2 Netzwerkelemente an Knoten grafisch und/oder elektrisch verbinden

In der grafischen Ansicht des Netzwerks ist zu unterscheiden, dass Netzwerkelemente an ihren Knoten grafisch aber nicht zwangsweise elektrisch leitend verbunden sind. Werden **Short-Circuit Results** Ergebnisse z.B. mit Tooltips angezeigt, so ist diese Funktion nicht verfügbar.

- Ist ein Knoten (d.h. die beiden grafisch übereinanderliegenden Knoten von zwei verbundenen Netzwerkelementen) in der Farbe des Netzwerkelementes (Grundeinstellung: blau) eingefärbt, so sind beide Netzwerkelemente elektrisch leitend verbunden.

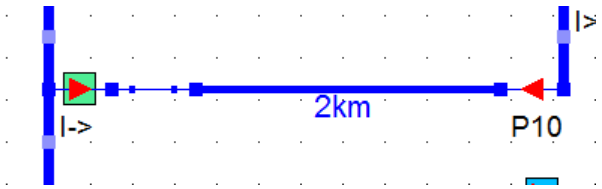


Abbildung 56: Grafisch UND elektrisch leitend verbundene Knoten

- Ist ein Knoten weiß mit rotem Rand eingefärbt, so sind die beiden grafisch verbundenen Netzwerkelemente elektrisch getrennt. Da die Leitung einseitig offen betrieben wird, wird diese **hellblau** gezeichnet

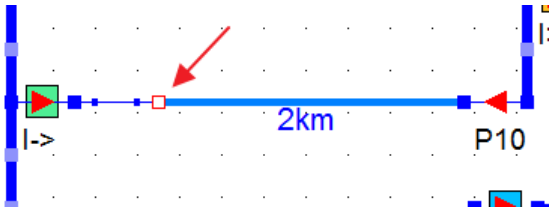


Abbildung 57: Leitung ist links elektrisch NICHT leitend verbunden

Um einen **Knoten als elektrisch nicht leitend** zu definieren, wird

1. Das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markieren.
2. Den Knoten des markierten Netzwerkelementes mit einem **Left Mouse Button Click** anwählen.

Um einen **Knoten wieder als elektrisch leitend** zu definieren, wird

1. Das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markieren.
2. Den Knoten des markierten Netzwerkelementes mit einem **Left Mouse Button Click** anwählen.

Hinweis
Diese Funktion ist derzeit nur für das Netzwerkelement **Line** (Leitung) verwendbar.

5.2.1 Beispiel: Leitungsabgang mit Trennschalter

Mit der Funktion können sehr einfach Leitungsabgänge, die z.B. direkt mit einem Trennschalter an einer Sammelschiene angeschlossen werden, nachgebildet werden.

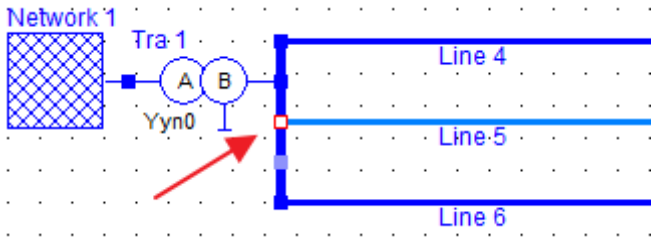
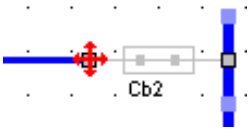


Abbildung 58: Leitungsabgang mit Trennschalter

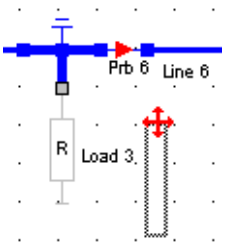
5.3 Netzwerkelemente im Zeichenbereich verschieben

Netzwerkelemente können an einem der vorhandenen Knoten oder auch mit Hilfe des grafischen Abbilds selbst ohne Verwendung eines Knotens im Zeichenbereich verschoben werden.

5.3.1 Verschieben an einem Knoten



- Netzwerkelement markieren
- Cursor zum gewünschten Knoten bewegen
  Wurde der Cursor „über“ einen Knoten positioniert und wurde dieser Knoten von ATPDesigner erkannt, so verändert sich das grafische Abbild des Cursors.

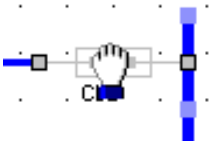


- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten

- Cursor zur Zielposition bewegen
  Das zu verschiebende Netzwerkelement wird während des Verschiebens nur durch einen gestrichelten Rahmen dargestellt. Das eigentliche grafische Abbild verbleibt bis zum Loslassen des Mouse Buttons an der ursprünglichen Position.

- **Left Mouse Button** loslassen

5.3.2 Verschieben mit Hilfe des grafischen Abbildes



- Netzwerkelement markieren
- Cursor über dem Netzwerkelement positionieren
  Wurde der Cursor „über“ dem grafischen Abbild des Netzwerkelementes positioniert und wurde dieser Knoten von ATPDesigner erkannt, so verändert sich das grafische Abbild des Cursors.

- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten

- Cursor zur Zielposition bewegen
  Das zu verschiebende Netzwerkelement wird während des Verschiebens nur durch einen gestrichelten Rahmen dargestellt. Das eigentliche grafische Abbild verbleibt bis zum Loslassen des Mouse Buttons an der ursprünglichen Position.

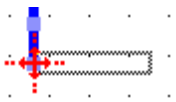
- **Left Mouse Button** loslassen

5.4 Netzwerkelemente verbinden

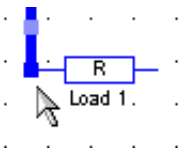
Um ein Netzwerkelement mit einem anderen Netzwerkelement zu verbinden, ist es sehr empfehlenswert, dass zu verschiebende Netzwerkelement an einem Knoten „anzufassen“ und diesen Knoten zu einem anderen Knoten zu verschieben. Damit ist eine exakte Positionierung der beiden Netzwerkelemente zueinander gewährleistet.

- Netzwerkelement markieren
- Cursor zum gewünschten Knoten bewegen
- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten
- Cursor zur Zielposition d.h. über einen **nicht verbundenen Knoten** eines anderen Netzwerkelementes bewegen
- **Left Mouse Button** “loslassen”

ATPDesigner verbindet nun die beiden, bisher nicht verbundenen Knoten sowohl grafisch als auch elektrisch. Wurde ein schon verbundener Knoten angewählt, wird folgende Fehlermeldung angezeigt.



In dem rechts dargestellten Beispiel wurde eine Lastimpedanz **Load** in ein Energieversorgungsnetz eingefügt mit einem nicht verbundenen Knoten einer Sammelschiene **Busbar** verbunden. Der **„aufblinkende“ rote Cursor** zeigt an, dass ein nicht verbundener Knoten gefunden wurde. ATPDesigner verbindet nun die beiden Knoten zentrierend, d.h. die grafischen Rechtecke der beiden Knoten werden deckungsgenau positioniert. ATPDesigner „rastet die Knoten ein“.



5.5 Netzwerkelemente mit flexibler Form: *Line* und *Connection* ,

ATPDesigner stellt die Netzwerkelemente **Line** und **Connection** sowohl mit fester (fixed) oder flexibler Form (Shape) zur Verfügung. Zwischen den Optionen flexible und feste Form kann mit dem Toolbarbutton oder dem Menüpunkt **Lock** im **Right Mouse Button Menu** umgeschaltet werden.

1. Netzwerkelement **Line** oder **Connection** mit **Left Mouse Button Click** markieren
2. Mit dem Toolbarbutton oder dem o.g. Menüpunkt anwählen

Zeichnen einer Leitung in „S“-Form oder Diagonalform
Ist die flexible Form für ein Netzwerkelement **Line** oder **Connection** aktiviert, so kann mit dem Toolbarbutton zwischen der **„S“-Form** und der **Diagonalform** umgeschaltet werden.

1. Netzwerkelement **Line** oder **Connection** mit **Left Mouse Button Click** markieren
2. Mit dem Toolbarbutton oder dem o.g. Menüpunkt die flexible Form auswählen
3. Netzwerkelement **Line** oder **Connection** mit **Left Mouse Button Click** wieder markieren
4. Mit dem Toolbarbutton oder dem o.g. Menüpunkt die flexible Form auswählen

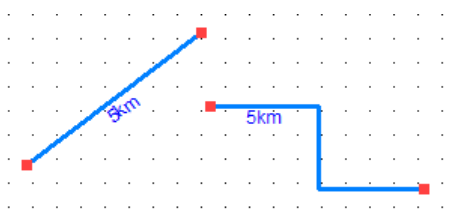


Abbildung 59: Leitungen mit flexibler Form: „S“-Form oder Diagonalform

In der „S“-Form wird nach dem Markieren der Leitung oder der Verbindung ein weiterer Knoten sichtbar. Dieser Knoten kann nur zum Verformen des grafischen Abbildes der Leitung zu verwendet werden, nicht zum Verbinden mit einem anderen Netzwerkelement.

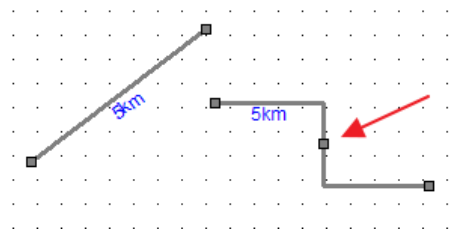


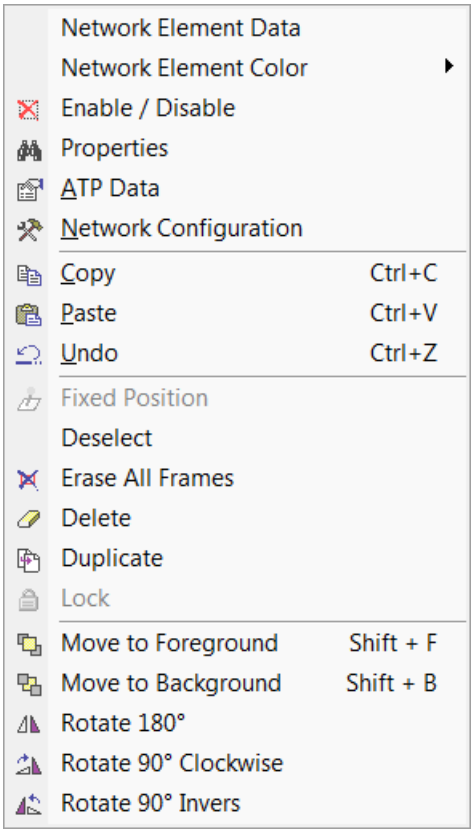
Abbildung 60: Verformen der Leitung mit einem „grafischen“ Knoten

6 Einstelldialoge der elektrischen Betriebsmittel

ATPDesigner bietet dem Anwender für die Betriebsmittel eigene Dialoge zur Einstellung der Betriebsmitteldaten an. Der Einstelldialog kann wie folgt geöffnet werden.

- **Left Mouse Button - Double Click** auf das grafische Symbol des Netzwerkelementes.

- Markieren des Netzwerkelementes durch einen **Left Mouse Button Click** auf das grafische Symbol, anschließendes Öffnen des kontextsensitiven Menüs durch einen **Right Mouse Button Click** und Auswahl das Menüeintrags **Network Element Data** mit abschließendem **Left Mouse Button Click**.



Im Folgenden werden die Einstelldialoge der wichtigsten Betriebsmittel näher erläutert. Detailliertere Informationen können in der .CHM-Hilfedatei von ATPDesigner nachgelesen werden.

Die nachfolgenden Buttons sind in alle Einstelldialoge enthalten.

- **OK**
  Der Dialog wird geschlossen, geänderte Daten werden gespeichert.

- **Cancel**
  Der Dialog wird geschlossen, geänderte Daten werden nicht gespeichert.

- **Default**
  Die Einstellwerte des Dialogs werden mit vordefinierten Werten belegt (Grundeinstellung).

- **Help**
  Die dem Betriebsmittel gehörende Seite in der Hilfedatei wird geöffnet.

6.1 Einstellwerte in einem Tooltip an der Spitze des Mouse-Cursors

Die wichtigsten Einstellwerte eines Betriebsmittels können alternativ zum Öffnen des zugehörigen Einstelldialogs auch in einem Tooltip dargestellt werden, der an der Spitze des Mouse-Cursors eingeblendet werden kann.

1. Die Funktion wird aktiviert oder deaktiviert, in dem der Toolbar-Button in der Toolbar für Netzwerk Elemente oder der Menüeintrag ***Settings of Network*** Element im Hauptmenü ***Power Network*** mit einem ***Left Mouse Button Click*** gedrückt wird.

2. Der Mouse-Cursor muss sich "über" dem grafischen Abbild des Betriebsmittels befinden, um den Tooltip automatisch anzuzeigen. Abbildung 47 zeigt beispielhaft einen Tooltip mit Einstellwerten des Betriebsmittels **Transformer**.

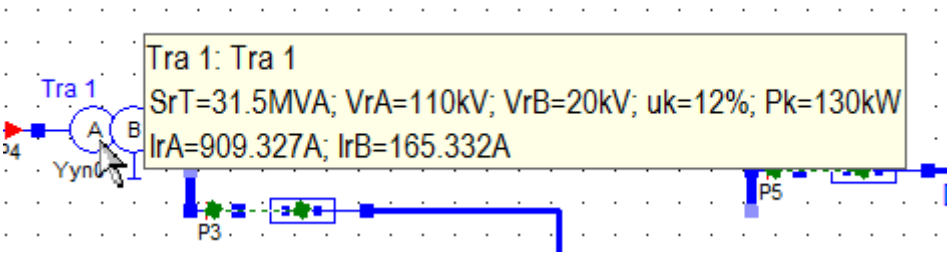
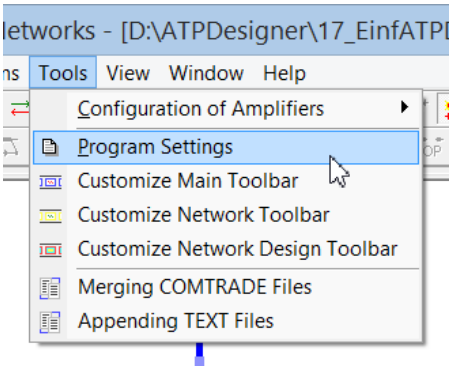


Abbildung 61: Einstellwerte in einem Tooltip an der Position des Mouse-Cursors

6.2 Allgemeine Programmeinstellungen *Program Settings*

Der Einstelldialog kann im Menüpunkt **Tools**, Untermenü **Program Settings** geöffnet werden.

Der Einstelldialog bietet allgemeine Einstellungen an, die unabhängig von den Einstellwerten der Energieversorgungsnetze sind. Es muss unbedingt darauf geachtet werden, dass die Verzeichniseinstellungen im Dialog mit den Verzeichnissen auf dem Massenspeicher z.B. der Festplatte übereinstimmen.



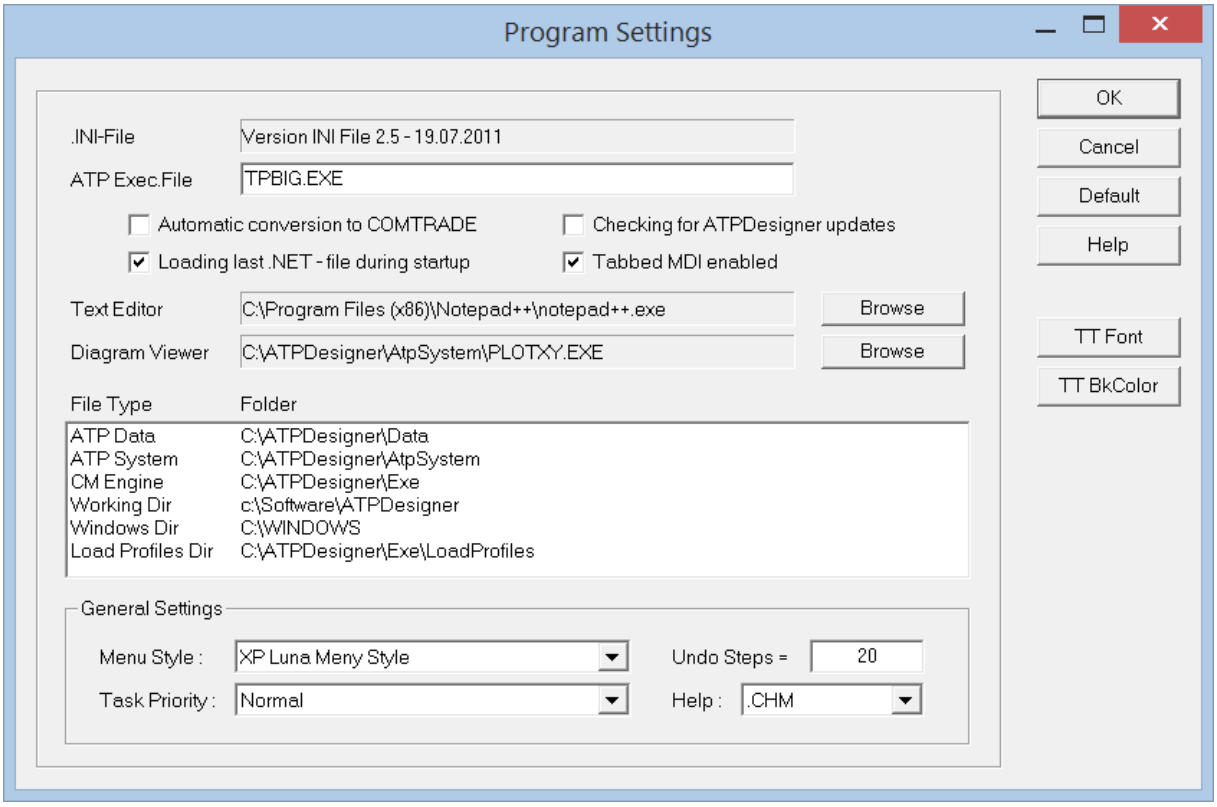


Abbildung 62: Einstelldialog Programmeinstellungen *Program Settings*

Die Einstellwerte des Dialogs werden in der .INI-Datei ***ATPDesigner.ini*** gespeichert.

Einstellwert	Bedeutung
Undo Steps	Maximale Anzahl von Undo-Operationen
Help	Format der zu ladenden Hilfedatei Die aktuelle Hilfedatei verwendet das **.chm**-Format.
INI-File	Version der programmspezifischen Einstelldaten (atpdesigner.ini)
ATP Exec. File	Name des ausführbaren ATP Programms
Text Editor	Texteditor, der zur Anzeige von Textdateien verwendet wird
Diagram Viewer	Beim Öffnen eines Diagramms zur Darstellung der zeitlichen Verläufe der berechneten Spannungen und Ström kann alternativ ein externes Programm verwendet werden.
ATP Data	Arbeitsverzeichnis zur Speicherung temporärer Dateien
ATP System	Verzeichnis für das ATP Programm z.B. TPBIG.EXE und weitere ATP spezifische Dateien z.B. STARTUP
TT Font	Zeichensatz der Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips
TT BkColor	Hintergrundfarbe der Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips
Menu Style	Der optische Stil der Anwendermenüs kann eingestellt werden

Automatic Conversion to COMTRADE

Die .PL4-Datei, welche die Daten zum Aufbau der Diagramme beinhaltet, wird automatisch in eine Datei des Formates **COMTRADE** konvertiert, bevor ein Diagramm erzeugt wird.

Tabbed MDI Interface
Zwischen den Anzeigefenstern der Netzwerkgrafik können durch im unteren Rand des Hauptfensters von ATPDesigner angeordnete Registerkarten umgeschaltet werden.

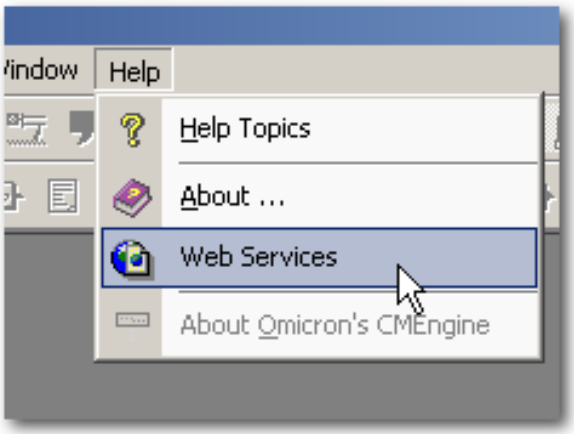
Loading last .NET – file during startup
Wenn diese Option aktiv ist, wird die beim letzten Schließen von ATPDesigner angezeigte .NET- Datei beim nächsten Programmstart automatisch geladen und angezeigt.

Checking for ATPDesigner Updates
Wen diese Option aktiv ist, überprüft ATPDesigner bei jedem Programmstart, ob eine neue Version auf dem Update-Server zum Download zur Verfügung steht.

Hinweis
Ist die Option **Checking for ATPDesigner Updates** aktiv, so kann in Netzwerken, in denen z.B. Proxy-Server eingesetzt werden, der Verbindungsaufbau zum Update-Server erfolglos sein. Dieser erfolglose Verbindungsaufbau kann u.U. mehrere Minuten andauern, bevor er abgebrochen und eine entsprechende Fehlermeldung angezeigt wird. In diesem Fall empfiehlt es sich, die Option zu deaktivieren.

Hinweis
Die Überprüfung, ob neue Updates zur Verfügung stehen, kann wie im Bild gezeigt, auch manuell erfolgen.

Hauptmenü: **Help**
Menüeintrag: **Web Services**



Task Priority

Das Netzberechnungsprogramm ATP wird von der grafischen Benutzeroberfläche ATPDesigner als Hintergrund-Job gestartet. Dabei können vom Anwender unterschiedliche Verfahren gewählt werden. Grundsätzlich sollte während der Arbeitsphase des ATP jegliche Bedienhandlungen in ATPDesigner vermieden werden.

- **High, Normal**
  Das ATP wird als parallele Task (Thread) im Hintergrund gestartet.

- **Dos-Box**
  ATPDesigner erzeugt einen .BAT-Job, speichert diesen auf dem Massenspeicher ab und startet ihn als Konsole-Anwendung im Kommandoprozessor. Der .BAT-Job wird automatisch nach Beendigung geschlossen. Nachfolgend der Inhalt des .BAT-Job.

- **Dos-Box Pause**
  ATPDesigner erzeugt einen .BAT-Job, speichert diesen auf dem Massenspeicher ab und startet ihn als Konsole-Anwendung im Kommandoprozessor. Der .BAT-Job wird automatisch nach Beendigung nicht geschlossen, sondern von einem PAUSE-Kommando angehalten. Der Anwender kann nun ggfs. angezeigte Ausgaben des ATP prüfen.

```
ECHO ON
SET GNUDIR=C:\ATPDesigner\AtpSystem\
%GNUDIR%tpbig.exe DISK C:\ATPDesigner\Data\Network.atp
C:\ATPDesigner\Data\Network.lst -R
PAUSE
DEL dum*.bin
DEL *.tmp
```

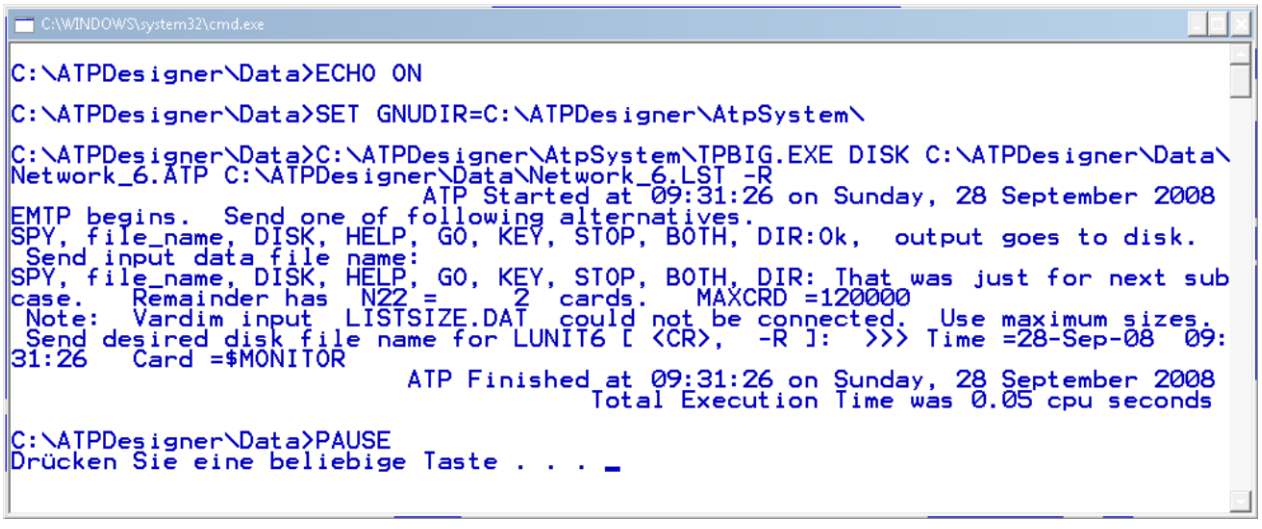


Abbildung 63: Ausgabe von Meldungen des ATP in der Konsole-Anwendung

6.3 Allgemeine Eigenschaften der Einstelldialoge

6.3.1 Anwenderspezifische Kommentare für ein Netzwerkelement

Anwender können in den Einstelldialogen anwenderspezifische Kommentare eingeben. Im Einstelldialog kann im Editierfeld **Name** ein bis zu 256 Zeichen langer Bezeichner oder Name für das Netzwerkelement eingegeben werden. Dieser Name wird direkt in der Netzgrafik an dem Symbol des Netzwerkelementes ausgegeben.

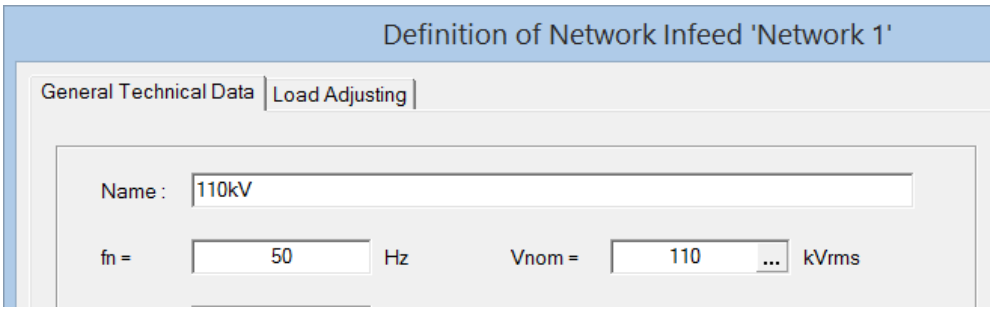


Abbildung 64: Anwenderspezifischer Name für ein Netzwerkelement

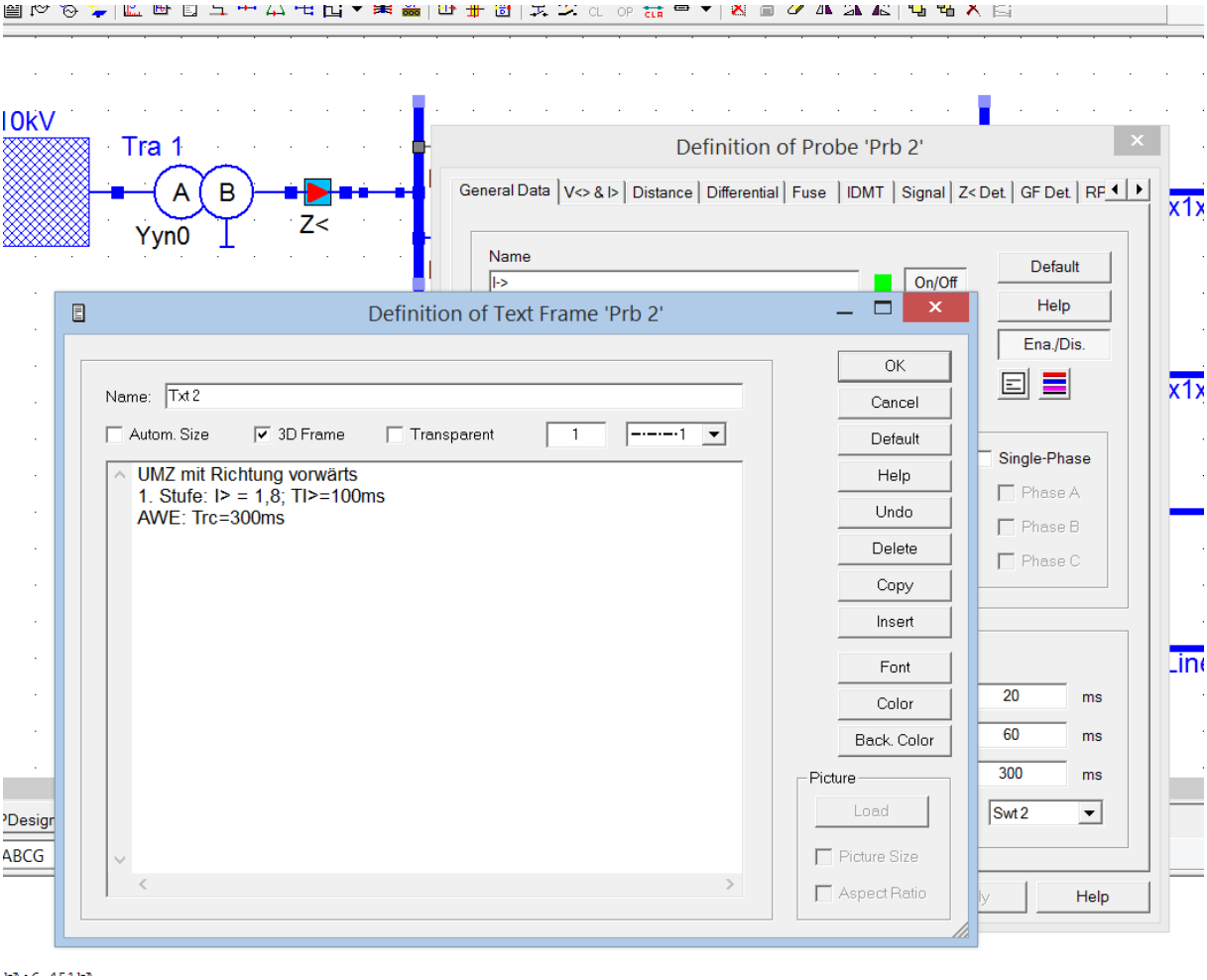


Abbildung 65: Erweiterter anwenderspezifischer Text für Netzwerkelemente

ATPDesigner ermöglicht es darüber hinaus dem Anwender, einen längeren Text spezifisch für das Netzwerkelement einzugeben, der nicht in der Netzgrafik ausgegeben wird. Durch ein **Left Mouse Button Double-Click** in das Editierfeld **Name** oder durch

ein **Left Mouse Button Click** auf den Button im Einstelldialog wird ein Dialog geöffnet, der dem Standardelement **Text Frame** (Kapitel 3.7) entspricht. Hier kann ein erweiterter anwenderspezifischer Text eingegeben werden, Schriftart, Schriftfarbe, etc. verändert werden.

Der anwenderspezifische Text wird in der .NET-Datei gespeichert.

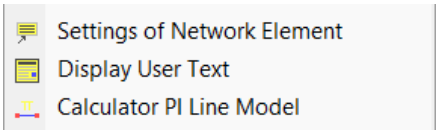
6.3.2 Anwenderspezifische Kommentare für ein Netzwerkelement löschen

Der anwenderspezifische Kommentar eines Netzwerkelementes kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button gelöscht werden.

6.3.3 Ausgabe des anwenderspezifische Kommentars im Tooltip

Der anwenderspezifische Text kann in einem Tooltip in der Netzgrafik angezeigt werden, wenn der Mauscursor „über“ dem Netzwerkelement positioniert ist und die Option zum Anzeigen des anwenderspezifischen Textes aktiviert ist.

- Im Menü **Power Network** der Menüeintrag **Display User Text**



- In der **Network Design Toolbar** der Button

Die Anzeige erfolgt in einem mehrzeiligen Tooltip an der Cursorposition.

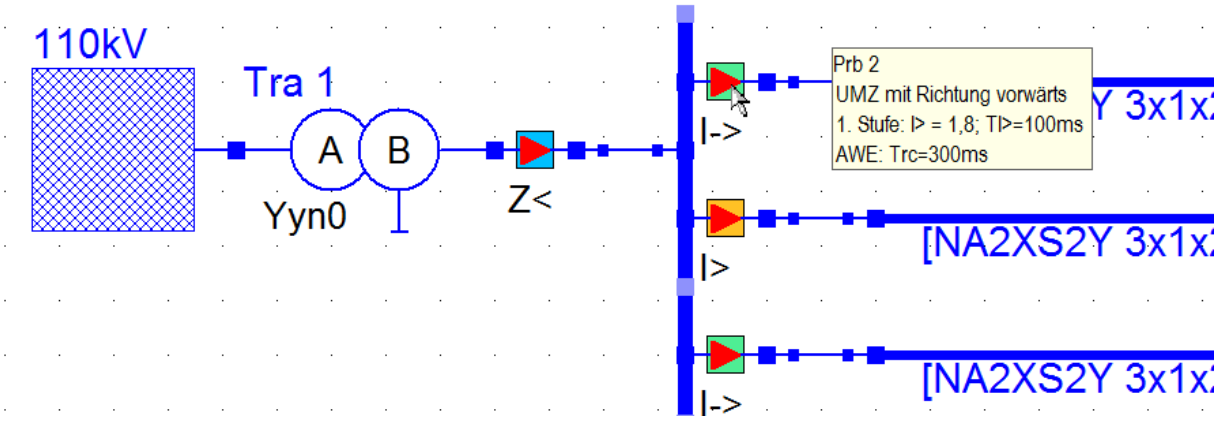


Abbildung 66: Anzeige des anwenderspezifischen Textes in einem Tooltip

6.3.4 Anwenderspezifische Zeichenfarbe für ein Netzwerkelement

Für jedes Netzwerkelement kann im Einstelldialog eine anwenderspezifische Zeichenfarbe eingestellt werden.

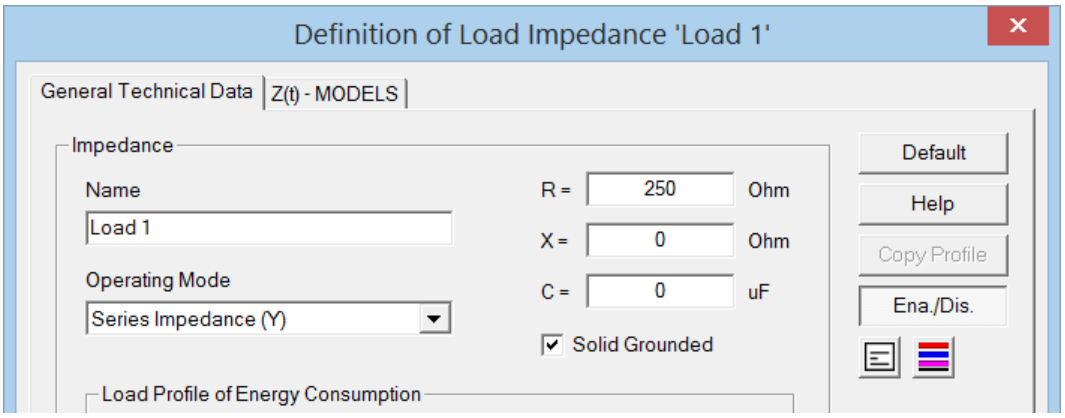


Abbildung 67: Anwenderspezifische Zeichenfarbe im Einstelldialog

6.3.5 Anwenderspezifischer Name *Name* für ein Netzwerkelemente

In der Mehrzahl der Einstelldialoge der Netzwerkelemente gibt es die Möglichkeit, einen max. 256 Zeichen langen anwenderspezifischen Namen ***Name*** (siehe Abbildung 65) zu definieren, der direkt in der Netzgrafik angezeigt wird. Die Position des Namens relativ zu dem gezeichneten grafischen Abbild des Netzwerkelementes kann mit Hilfe des kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu** verändert werden.

- Das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markieren (Kapitel 4.6)
- Das kontextsensitive Menü mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen
- Falls vorhanden, den letzten Menüpunkt mit dem Namen des Netzwerkelementes z.B. **Load Impedance** wir in Abbildung 66 gezeigt öffnen und einen der Menüpunkte mit einem **Left Mouse Button Click** anwählen

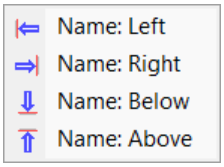


Abbildung 68: Position des anwenderspezifischen Namens *Name* verändern

Es muss dabei beachtet werden, dass die Positionen des Namens **Left**, **Right**, **Below** und **Above** sich in der Netzgrafik relativ zur Zeichenorientierung des grafischen Abbildes des Netzwerkelementes ergeben.

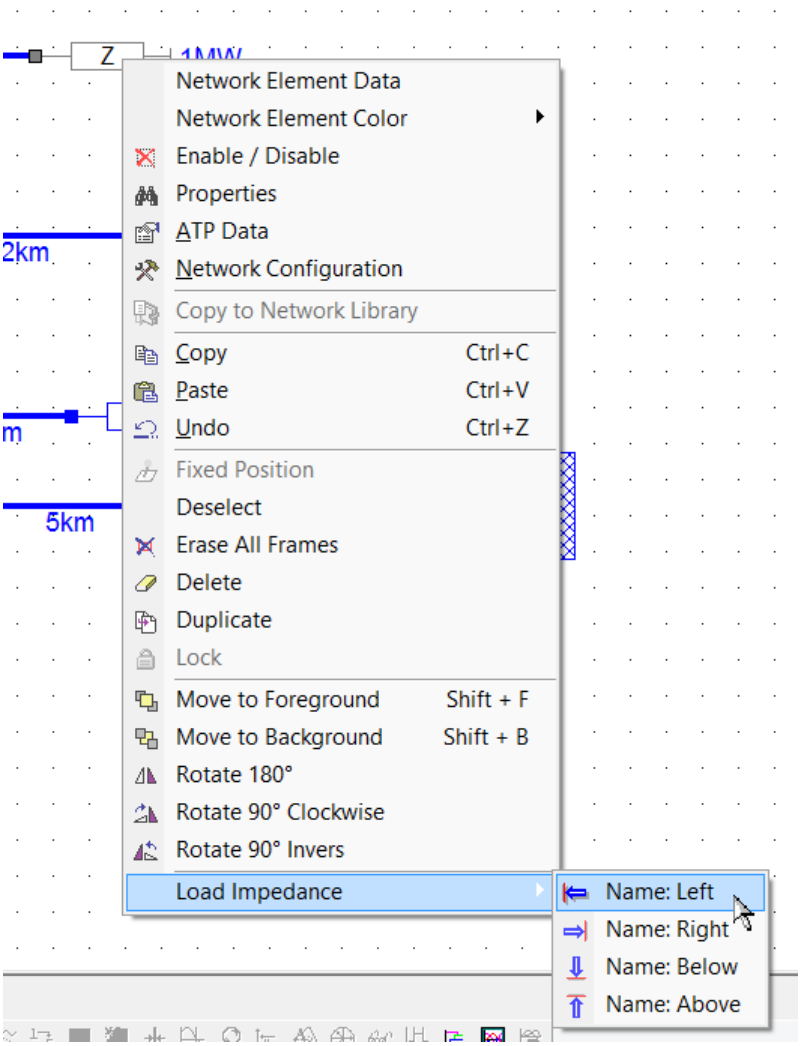


Abbildung 69: Position des anwenderspezifischen Namens *Name* ändern

6.4 Allgemeine Parameter *ATP Related Settings*

Im Einstelldialog **ATP Related Settings** können alle Parameter verändert werden, die für die stationäre und dynamische Netzberechnung mit ATP von Bedeutung sind, aber keinem Netzwerkelement und auch der Netzkonfiguration nicht zugeordnet werden können.

6.4.1 Allgemeine Parameter *ATP Data*

In diesem Einstelldialog können allgemeine Einstellungen für die Netzberechnung insbesondere der dynamischen Netzvorgänge vorgenommen werden. Der Einstelldialog kann alternativ mit einem **Left Mouse Button Double-Click** auf den Eintrag **ATP Settings** in der Registerkarte **Project Information** (Kapitel 2.4.3) geöffnet werden. Es muss darauf geachtet werden, dass einige Einstellwerte nur für die Berechnung stationärer Netzzustände, andere nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet werden. Darüber hinaus wird die Mehrzahl der Einstellwerte für beide Netzberechnungen verwendet.

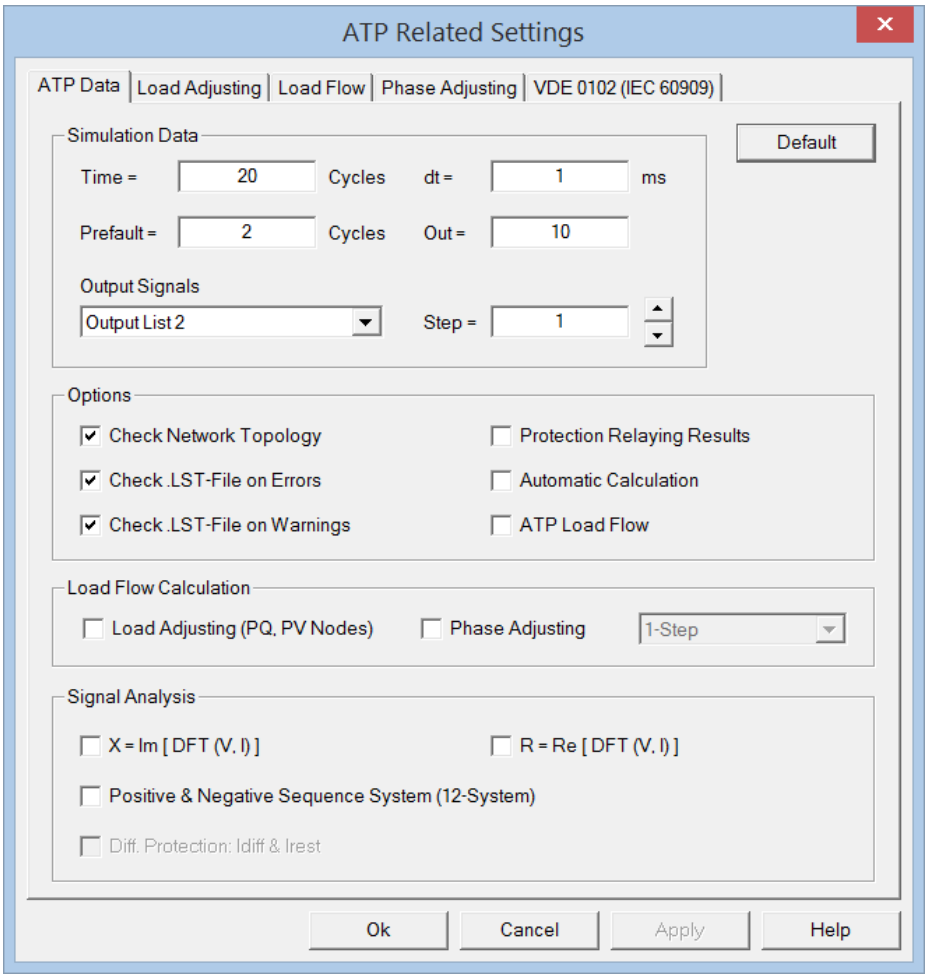


Abbildung 70: Einstelldialog allgemeine Parameter ATP Data

Einstellwert	Bedeutung
Time	Zeitliche Länge der berechneten Signale in Vielfachen einer Netzperiode (= Cycle): Netzperiode (Cycle) [s] = 1 / f_{nom} [Hz]
dt	Die Ausgabeschrittweite der berechneten Abtastwerte in Millisekunden. Die Ausgabeschrittweite wird zur Speicherung der Abtastwerte von Spannungen und Strömen z.B. in der .PL4-Datei oder der COMTRADE-Datei verwendet.
Step	Divisor der eingestellten Ausgabeschrittweite dt zur Einstellung der internen Rechenschrittweite: **ATP interne Rechenschrittweite [ms] = dt / Step** Beispiel nach Abbildung 54: ▪ Ausgabeschrittweite dt = 1ms, d.h. die Abtastwerte werden mit einer Frequenz von 1000Hz ausgegeben. ▪ Interne Rechenschrittweite 1ms / 9 = 0,11ms, d.h. Spannungen und Ströme werden intern mit einer Abtastfrequenz von 9 kHz berechnet. **Hinweis** Die Einstellwerte **dt** und **Step** haben einen direkten Einfluss auf die Berechnung des Betragsspektrums.
Out	Anzahl der Datensatzausgabe über eine angeschlossenes Prüfsysteme der Fa. Omicron z.B. CMC356.

Prefault **Fehlerfreie Vorlaufzeit in Vielfachen einer Netzperiode**

ATPDesigner stellt dem Anwender die Leitungen **Line 1..3** zur Verfügung, für die ein Kurzschluss (Fehlerart, Fehlerort in Kapitel 6.14) definiert werden kann. Der Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts ist nicht auf den Simulationsbeginn t = 0s bezogen sondern auf das Ende der **Prefault**-Zeit. Damit ist gewährleistet, dass zu Beginn der Simulation immer eine definierte Anzahl Netzperioden fehlerfreier Vorlauf berechnet werden, bevor der Kurzschluss aktiv wird. Darüber hinaus ist es möglich, den Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts im Einstelldialog z.B. durch Definition des Fehlereintrittswinkels weiter zu beeinflussen.

Hinweis

ATPDesigner verwendet den Begriff **Cycle** als Übersetzung für den Begriff **Netzperiode**.

Load Adjusting, Phase Adjusting – Lastflussberechnung in ATPDesigner[2]

Mit Hilfe der beiden Funktionen kann eine Lastflussberechnung (**Load Flow Calculation**) nach dem Stromiterationsverfahren aktiviert werden, die u.a. auch dezentrale Energieerzeugungsanlagen mit Netzstromrichtern berücksichtigt.

- Die Funktionen **Load Adjusting (PQ, PV Nodes)** und **Phase Adjusting** werden in Kapitel 6.4.2 näher erläutert.

[2] Nur für die Berechnung stationärer Netzzustände relevant

Automatic Calculation
Ist diese Option aktiv, so wird die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge (siehe Kapitel 9) automatisch durchgeführt.

Output Signals
Mit Hilfe der verschiedenen **Output List x** kann die Anzahl der in die .PL4-Datei (Grafikdatei) auszugebenden Spannungen und Ströme eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Output List 1	wie Output List 2
Output List 2 (Grundeinstellung)	Ausgabesignale von TACS, wichtige MODELS – Signale z.B. des Modells für dezentrale Energieerzeugungsanlagen
Output List 3	Output List 2 + zusätzliche MODELS-Variablen
Output List 4	Output List 3 + Short-Circuit (Kapitel 7.14.1) + Fehlermeldungen der Schutzfunktionen + zusätzliche MODELS-Variablen
Output List 5	Output List 4 + allgemeine Knotennamen des elektrischen Netzwerks

ATP Load Flow[2]
Aktivierung der Lastflussberechnung im ATP (**FIX SOURCE**). Die zugehörigen Einstellwerte sind in der Registerkarte **Load Flow** vorhanden.

Hinweis

Die ATP Lastflussberechnung **ATP Load Flow** ist nicht zu verwechseln mit der Funktion **Load Adjusting**, die von ATPDesigner unter Verwendung des ATP ausgeführt wird. Während der Ausführung der Funktion **Load Adjusting** wird das ATP nur zur Berechnung des stationären Netzzustandes im Sinne einer Knotenpotentialanalyse verwendet. Der iterative Algorithmus der Funktion **Load Adjusting** wird von ATPDesigner direkt nicht vom ATP ausgeführt.

Signal Analysis
ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, für die fünf **Schalter Cb1..5** (Circuit-Breaker), die jeweils mit einem integrierten Messort **M1..5** ausgestattet sind, aus den Leiter-Erd-Spannungen und den zugehörigen Leiterströmen den zeitlichen Verlauf der komplexen Impedanz **Z(t) = R(t) + jX(t)** zu berechnen und in der .PL4-Datei zu speichern. Die zeitlichen Verläufe der Impedanzen können in einem Diagramm dargestellt werden. Darüber hinaus ist es auch möglich, die Spannungen und Ströme des **Mitsystems** (**Positive Sequence System**, 1) und **Gegensystems** (**Negative Sequence System**, 2) zu berechnen und ebenfalls in einem Diagramm darzustellen. Die Berechnung erfolgt mit Hilfe der **Programmiersprache MODELS** des ATP. Der Source-Code wird von ATPDesigner automatisch in die .ATP-Eingabedatei eingegeben.

Einstellwert	Bedeutung
X = Im [DFT (u(t), i(t))]	Reaktanz X für die Messorte M1..5 (Cb1..5)
R = Re [DFT (u(t), i(t))]	Resistanz R für die Messorte M1..5 (Cb1..5)

In der nachfolgenden Abbildung 56 sind die MODELS – Signalnamen dargestellt, die automatisch von ATPDesigner verwendet werden, wenn die **Signal Analysis** Optionen aktiviert sind. Die Signalnamen gelten für die Messorte Mx (x = 1..5).

Spannungen und Ströme in Mit-, Gegen- und Nullsystem bezogen auf die Sekundärseite der dem Messort Mx zugeordneten Spannungs- und Stromwandler

Signalname	Bedeutung
V0S_Mx	Nullsystemspannung $u_0(t)$
V1S_Mx	Mitsystemspannung $u_1(t)$
V2S_Mx	Gegensystemspannung $u_2(t)$
I0S_Mx	Nullsystemspannung $i_0(t)$
I1S_Mx	Mitsystemstrom $i_1(t)$
I2S_Mx	Gegensystemstrom $i_2(t)$

Spitzenwert der Spannungen und Ströme in Mit-, Gegen- und Nullsystem bezogen auf die Sekundärseite der dem Messort **Mx** zugeordneten Spannungs- und Stromwandler

Signalname	Bedeutung
V0AS_Mx	Nullsystemspannung $u_0(t)$
V1AS_Mx	Mitsystemspannung $u_1(t)$
V2AS_Mx	Gegensystemspannung $u_2(t)$
I0AS_Mx	Nullsystemspannung $i_0(t)$
I1AS_Mx	Mitsystemstrom $i_1(t)$
I2AS_Mx	Gegensystemstrom $i_2(t)$

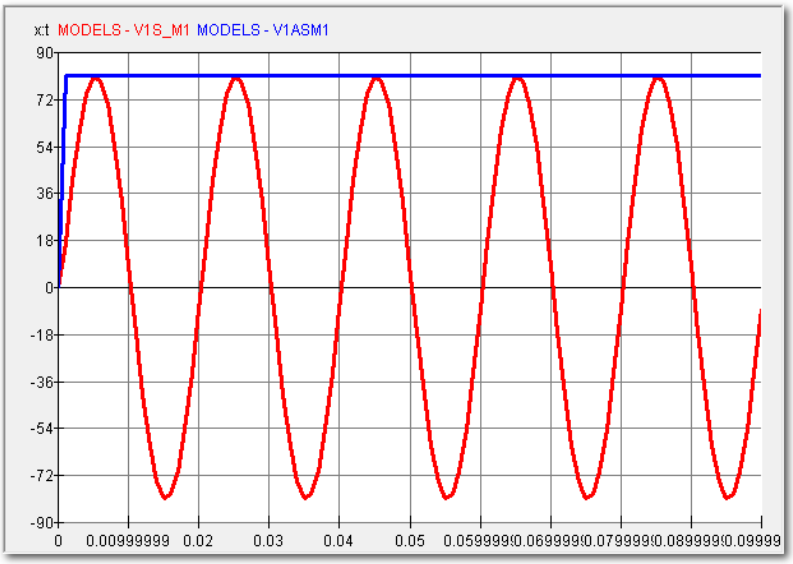


Abbildung 71: Mitsystemspannung $u_1(t)$ als Zeitfunktion *V1S_M1* und Spitzenwert *V1ASM1*

Abbildung 55 zeigt den zeitlichen Verlauf der Mitsystemspannung **MODELS-V1S_M1** von Messort 1 sowie deren Spitzenwert **MODELS-V1ASM1**.

Reaktanzen der Leiter-Erd-Schleifen bezogen auf die Sekundärseite der dem Messort **Mx** zugeordneten Spannungs- und Stromwandler

Signalname	Bedeutung
XAG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter A - Erde
XBG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter B - Erde
XCG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter C - Erde
XAB_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter A – Leiter B
XBC_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter B – Leiter C
XCA_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter C – Leiter A

Resistanzen der Leiter-Erd-Schleifen bezogen auf die Sekundärseite der dem Messort **Mx** zugeordneten Spannungs- und Stromwandler

Signalname	Bedeutung
RAG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter A - Erde
RBG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter B - Erde
RCG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter C - Erde
RAB_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter A – Leiter B
RBC_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter B – Leiter C
RCA_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter C – Leiter A

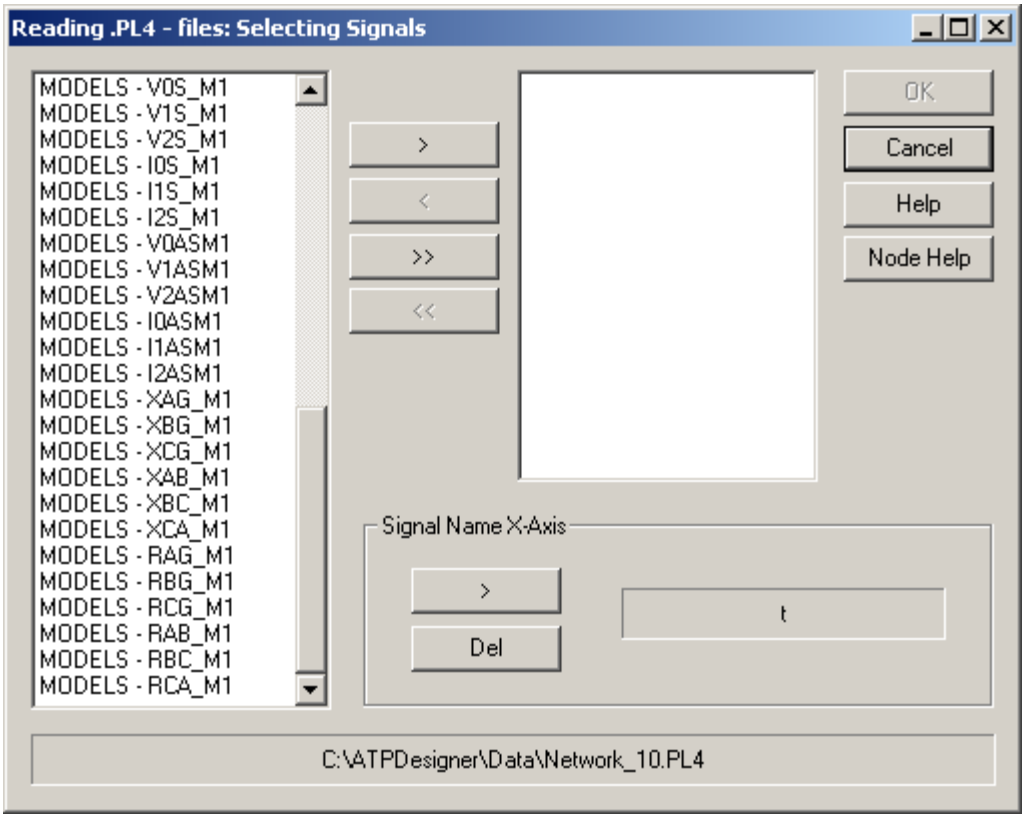


Abbildung 72: Berechnete Signale bei aktivierter Option *Signal Analysis*

Die Berechnung der Leiter-Erde-Impedanzen $\underline{Z}_{LE}$ erfolgt unter Berücksichtigung des Erdstromkompensationsfaktors $\underline{k}_E$ zur Kompensation der Erdimpedanz $\underline{Z}_E$:

$$\underline{Z}_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3} \tag{1.4}$$

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1} = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1} \tag{1.5}$$

$$\underline{Z}_{LE} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_{LE} + \underline{k}_G \cdot \underline{I}_E} \tag{1.6}$$

Der Erdfaktor $\underline{k}_E$ wird im Einstelldialog **Signal Analysis Settings** (Kapitel 9.11) als Einstellwert k_G definiert.

6.4.2 Load Adjusting & Phase Adjusting – Lastflussberechnung in ATPDesigner

Die Funktionen **Load Adjusting (PQ, PV Nodes)** und **Phase Adjusting** ermöglichen es, den stationären Netzzustand iterativ an anwenderspezifische Vorgaben anzunähern. Beide Funktionen werden nur während der **Berechnung des stationären Netzzustandes** (Kapitel 7) berücksichtigt.

Sind beide Verfahren aktiviert, so wird eine **Lastflussberechnung** basierend auf der **Methode der Stromiteration** durchgeführt.

6.4.2.1 Load Adjusting (PQ, PV Nodes)

Ist die Funktion **Load Adjusting (PQ, PV Nodes)** aktiviert und wird eine Berechnung des stationären Netzzustandes gestartet, so wird durch ein iteratives Verfahren ähnlich dem Verfahren der Lastflussberechnung versucht, vom Anwender definierte Einstellwerte von Betriebsmitteln wie z.B. Wirk- und Blindleistung einer Last oder die Wirkleistungseinspeisung einer Netzeinspeisung einzustellen. Da es sich hier um ein Iterationsverfahren handelt, kann es zur Konvergenz oder Divergenz kommen. Im Falle der Konvergenz werden die anwenderspezifischen Einstellwerte mit einer vom Anwender definierbaren Genauigkeit eingestellt, im Falle der Divergenz konnte der gewünschte Netzzustand nicht eingestellt werden.

Nachfolgend sind Betriebsmittel und anwenderspezifische Parameter aufgelistet, die bei aktiver Option **Load Adjusting** im Iterationsverfahren berücksichtigt werden.

1. Lastimpedanz **Load Impedance ➔ PQ Node**
   Durch iterative Korrektur der Impedanz der Verbraucherlasten (**Load Impedance** siehe Kapitel 6.8) wird versucht, die im Einstelldialog vom Anwender definierte Scheinleistung S und den Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ einzustellen. Es ist möglich, für jede Lastimpedanz einzeln einzustellen, ob diese vom Iterationsverfahren berücksichtigt oder ausgeschlossen wird.

   Damit die Impedanz von dem iterativen Algorithmus berücksichtigt wird, muss die Option **Adjusting Load Impedance** im Einstelldialog der **Load Impedance** aktiviert werden.

   Der iterative Algorithmus berücksichtigt sowohl 1-phasige, 2-phasige als auch 3-phasige Impedanzen.

   Die zugehörigen Einstellwerte für die Überwachung des Iterationsverfahrens (Konvergenz- und Divergenzbedingung) sind im Einstelldialog **ATP Related Data** in der Registerkarte **Load Adjusting** vorhanden.

2. Transformatoren **Transformer**
   Ein Transformator kann optional mit einem Stufenschalter und automatischer Spannungsregelung ausgestattet werden. Wurde die automatische Spannungsregelung für einen Transformator aktiviert, wird im Verlaufe des Iterationsverfahrens versucht, die vom Anwender definierte SOLL-Nennspannung an der US- oder OS-seitig einzustellen. Damit der Spannungsregler von dem iterativen Algorithmus berücksichtigt wird, muss im Einstelldialog des Transformators die Option **Voltage Regulator Enabled** aktiviert werden.

3. Netzeinspeisungen **Network Infeed** (Kapitel 6.6) ➔ **PV Node**
   Wenn die Option **Adjusting Network Infeed** in der Registerkarte **Load Adjusting** aktiviert ist, wird während der Ausführung der Funktion **Load Adjusting** die Netzeinspeisung berücksichtigt. ATPDesigner nähert iterativ die ins Netz eingespeiste Wirkleistung sowie die Versorgungsspannung am Netzeinspeiseknoten den vom Anwender eingestellten Werten an.

6.4.2.2 Phase Adjusting

Ist die Funktion **Phase Adjusting** aktiviert und wird eine Berechnung des stationären Netzzustandes (Kapitel 7) gestartet, so wird durch ein iteratives Verfahren die Phasenverschiebung zwischen den Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ und den zugehörigen Leiterströmen $\underline{I}_{L123}$ für 1/2/3-phasige Stromquellen (**3-Phase Source** siehe Kapitel 6.7) und eine als konstant definierte Einspeisewirk- oder Einspeisescheinleistung eingeregelt. Die Funktion **Phase Adjusting** kann u.a. dazu verwendet werden, Strom- oder Leistungseinspeisungen durch Windkraft- oder Solarstromanlagen mit definiertem Verschiebungsfaktor cos φ und definierter Einspeiseleistung (Wirk- oder Scheinleistung) für die Berechnung des stationären Netzzustandes nachzubilden. Die zugehörigen Einstellwerte für die Überwachung des Iterationsverfahrens (Konvergenz- und Divergenzbedingung) sind in der Registerkarte **Phase Adjusting** vorhanden. Der Netzanschlusspunkt (NAP = NCP) kann eingestellt werden.

Hinweis
Der Algorithmus der Funktion **Phase Adjusting** berücksichtigt nur das Netzwerkelement **3-Phase Source**. Zusätzlich muss die Option **Adjusting Phase** bei der jeweiligen Instanz des Netzwerkelementes **3-Phase Source** aktiviert sein (siehe Kapitel 6.7).

6.4.2.3 Lastflussberechnung - *Load Adjusting* & *Phase Adjusting*

Es ist möglich, die Optionen **Load Adjusting (PQ, PV Nodes)** und **Phase Adjusting** gleichzeitig zu aktivieren. ATPDesigner führt dann beide iterative Algorithmen sequentiell aus. Der Abbruch der iterativen Netzberechnung erfolgt im Sinne einer Konvergenz, wenn beide Abbruchbedingungen erfüllt sind.

Sind beide Optionen aktiviert, so kann eine Betriebsart für die kombinierte, iterative Netzberechnung ausgewählt werden. Der Abbruch der iterativen Netzberechnung erfolgt immer dann, wenn die eingestellte Genauigkeit oder die maximale Iterationsschrittanzahl für beide Verfahren erreicht wurde.

- **1-Step**
  Nach einer stationären Netzberechnung werden sequentiell die Verfahren **Load Adjusting (PQ, PV Nodes)** und **Phase Adjusting** ausgeführt, bevor eine erneute stationäre Netzberechnung gestartet wird. Dann erfolgt die gemeinsame Beurteilung der Abbruchbedingungen.

- **2-Step Linear**
  Nach einer ersten stationären Netzberechnung wird zunächst das Verfahren **Load Adjusting (PQ, PV Nodes)** ausgeführt. Nach einer zweiten stationären Netzberechnung wird zunächst das Verfahren **Phase Adjusting** ausgeführt. Dann erfolgt die gemeinsame Beurteilung der Abbruchbedingungen.

- **2-Step Cascade**
  Beide Verfahren werden kaskadiert ausgeführt. Die Abbruchbedingungen werden getrennt überprüft. Das Verfahren **Phase Adjusting** wird unterlagert zu **Load Adjusting (PQ, PV Nodes)** ausgeführt.

Die Arbeitsweise des **Load Adjusting** - Verfahrens mit Zwischenergebnissen wird in einer Textdatei dokumentiert. Diese Textdatei kann im Hauptmenü **View** mit dem Menüpunkt **Open Load Adjusting - File** in einem Texteditor geöffnet werden. In der **Status Bar** werden die Genauigkeiten angezeigt, die im Verlaufe der iterativen Netzberechnung für die beiden Verfahren **Load Adjusting** und **Phase Adjusting** erreicht werden.

- N=7
  Anzahl der Iterationen
  Die iterative Netzberechnung kann im Verlauf durch Drücken der ESC-Taste abgebrochen werden. Der Iterationszähler N beträgt dann N = 999.

- dPh=0.035°
  Absolute Genauigkeit der Regelung der auf den Verschiebungsfaktoren basierenden Phasenverschiebungen (Konvergenzbedingung 1) nach Kapitel 6.4.6

- dS=0.043%
  Relative Genauigkeit der Scheinleistungen (Konvergenzbedingung 2) nach Kapitel 6.4.6

Für die Option **Load Adjusting (PQ, PV Nodes)** werden in dem zweiten Rechteck von links mit dem Wert links des Querstriches die Genauigkeit nach Kapitel 6.4.3 angegeben.

- Wert = 0.001%
  Genauigkeit der Scheinleistungen der Lasten nach 6.4.3

Der Wert rechts des Querstriches im zweiten Rechteck von links gibt den Wert der Spannungen an, die durch die iterative Netzberechnung für PU-Knoten eingestellt wurde.

- Wert = 0.000%
  Genauigkeit der Knotenspannungen an den Netzanschlussknoten der Netzeinspeisungen nach Kapitel 6.6.1

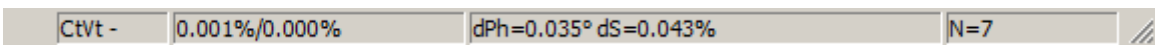


Abbildung 73: Anzeige der Genauigkeiten in der *Status Bar*

Nach erfolgreichem Abschluss der Lastflussberechnung (d.h. Konvergenz der iterativen Netzberechnung) werden im **Messages Window** die Spannungen der Sammelschienen **Busbar** (Kapitel 6.19) und am Netzanschlusspunkt dezentraler Erzeugungsanlagen **3-Phase Source** (Kapitel 6.7) ausgegeben.

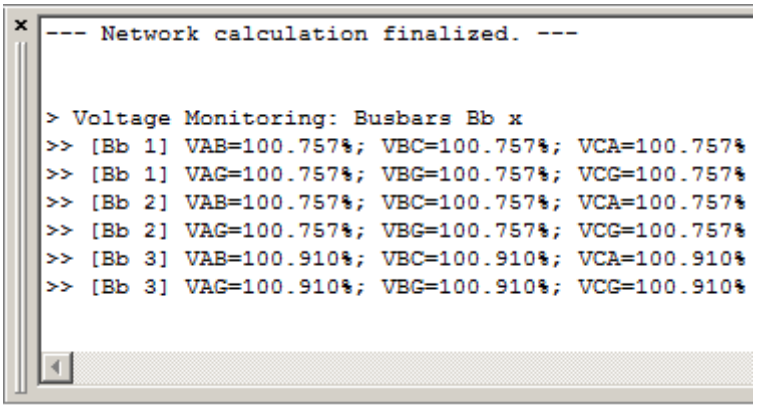


Abbildung 74: Beispiel: Spannungen der Sammelschienen

6.4.3 Registerkarte *Load Adjusting*

Mit Hilfe der Funktion **Load Adjusting**[2] ist es möglich, folgende aus der Lastflussberechnung bekannten Knoten nachzubilden.

- **PQ-Knoten**
  Knoten mit einem konstanten Bezug von Wirk- und Blindleistung

  Der PQ-Knoten wird durch eine Verbraucherlast **Load Impedance** (siehe Kapitel 6.8) konstanter Scheinleistung bei festem Verschiebungsfaktor cos φ nachgebildet.

  Die Funktion **Load Adjusting** verändert iterativ die Impedanz der Verbraucherlasten, so dass die Abweichung der im Energieversorgungsnetz am Netzknoten der Last tatsächlich bezogene Scheinleistung S_{IST} von der vom Anwender vorgegebenen Summe der Scheinleistung der Verbraucherlasten S_{SOLL} geringer als eine vom Anwender vorgegeben Genauigkeit **Accuracy** (Gl. (1.7))wird.

  Es werden nur Verbraucherlasten berücksichtigt, deren Option **Adjusting Load Impedance** im Einstelldialog (siehe Kapitel 6.8) aktiviert ist.

  Die Lastkorrektur wird von ATPDesigner nur während der Berechnung des stationären Netzzustandes **Short-Circuit Analysis** (siehe Kapitel 7) ausgeführt, wenn die Option **Load Adjusting (PQ, PV Nodes)** in der Registerkarte **ATP Data** aktiviert ist. Es werden nur die Verbraucherlasten vom Iterationsverfahren berücksichtigt, deren Option **Adjusting Load Impedance** aktiviert ist.

- **PU-Knoten**
  Knoten mit einer konstanten Wirkleistungseinspeisung P_{nom} bei konstanter Knotenspannung U_{nom}

Die Nachbildung erfolgt mit einer Netzeinspeisung **Network Infeed** (siehe Kapitel 6.6).

Die Registerkarte **Load Adjusting** kann u.a. mit einem Doppelclick den Eintrag **Network / ATP Settings / Load Adjusting** oder **Settings / Load Adjusting** im **Project Information** (Kapitel 2.4.3) Fenster geöffnet werden.

Die Lastflussiteration entsprechend dem Verfahren **Load Adjusting (PQ, PV Nodes)** wird dann als konvergent beendet, wenn jede einzelne der Überwachungen konvergiert nat.

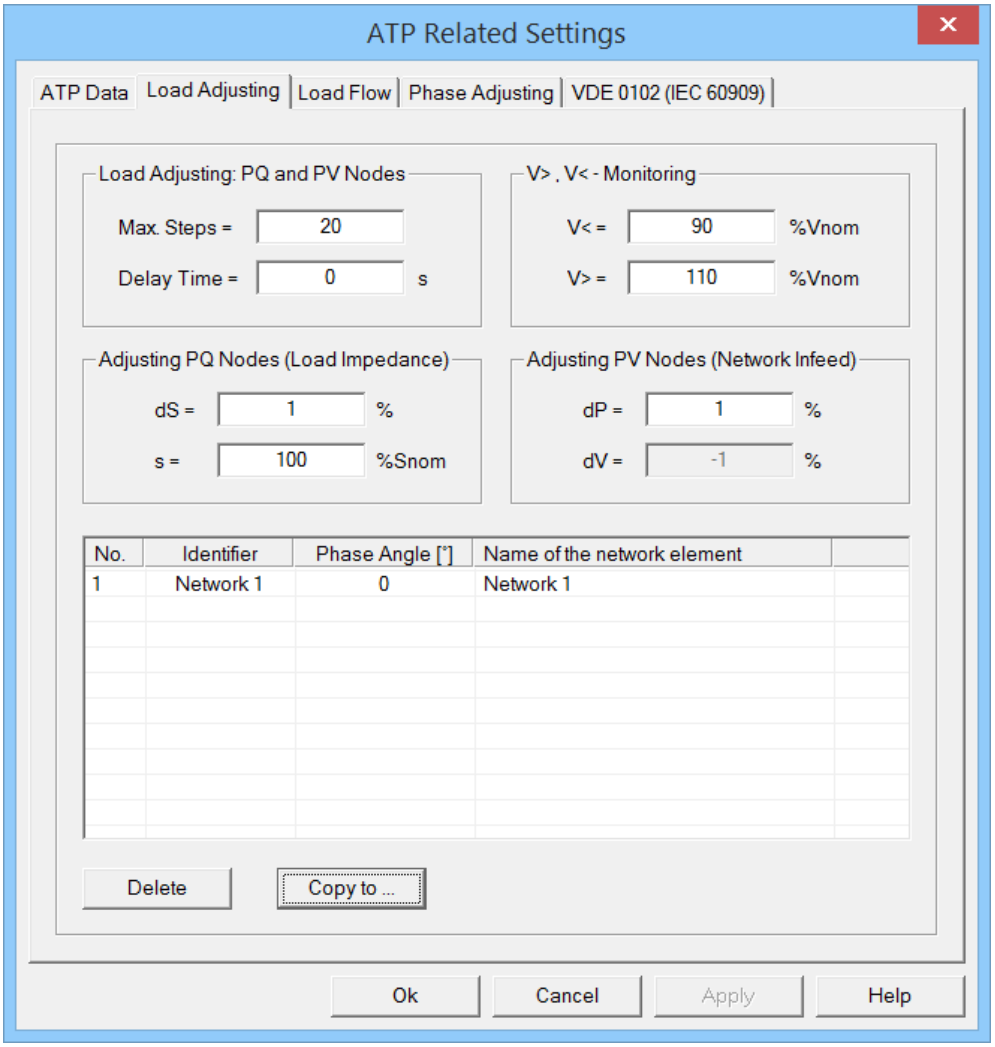


Abbildung 75: Einstelldialog *Load Adjusting*

Load Adjusting: PQ and PV Nodes
Die Einstellwerte sind global für das Iterationsverfahren gültig.

- **Max. Steps**
  Maximale Anzahl Iterationsschritte für die Iteration der Lasten (**Load Impedance** Kapitel 6.8) und der PU-Einspeisungen (**Network Infeed** Kapitel 6.6)

Wir die maximale Iterationsschrittzahl erreicht, ohne alle eingestellten Genauigkeiten zu erzielen, ist das Iterationsverfahren divergent (➔ **Divergenz**).

- **Delay Time**
  Bei Computersystemen mit geringer Performance können bei der schnellen Abfolge der Netzberechnungen der Lastflussiteration zeitbedingte Zugriffsprobleme auf temporäre Dateien auftreten. Mit Hilfe des Einstellwertes kann eine Wartezeit zwischen zwei Iterationsschritten eingestellt werden.

Adjusting PQ Nodes (Load Impedance)
Die Einstellwerte definieren die Abbruchgenauigkeit für das Iterationsverfahren der Verbraucherlasten **Load Impedance** als PQ-Knoten.

- **Konvergenzkriterium dS**
  Ist die Summe der Abweichungen der berechneten Scheinleistungen bezogen auf die Summe der vom Anwender definierten Scheinleistungen der Verbraucherlasten des gesamten Netzes geringer als die hier eingestellte Genauigkeit, so wird die iterative Verbesserung der Lastimpedanzen beendet. Es liegt Konvergenz vor.

$$\frac{\sum_{k=1}^{N}\left|S_{k\ berechnet} - S_{k\ eingestellt}\right|}{\sum_{k=1}^{N} S_{k\,eingestellt}} \le dS \qquad (1.7)$$

mit N = Anzahl Verbraucherlasten mit aktiver Option **Adjusting Load Impedance**

Hinweis
Ist die Option ***Adjusting Load Impedance*** nicht aktiviert, so wird eine Verbraucherlast konstanter Impedanz nachgebildet. Die Berechnung der Verbraucherlast konstanter Impedanz erfolgt nach Gleichung (1.8).

$$\underline{Z}_V = \frac{U_n^2}{P_V - jQ_V} \qquad (1.8)$$

- **Globaler Teillastfaktor s**
  Die wirksame Scheinleistung S_{Last} der im elektrischen Netz vorhandenen Lasten (**Load Impedance** Kapitel 6.8) kann für alle Lasten gleichzeitig durch den **globalen Teillastfaktor** ein Wert zwischen 0% und 100% der Nennscheinleistung eingestellt werden.

$$S_{Last\,k} = S_{nomk} \cdot s \qquad (1.9)$$

Adjusting PV Nodes (Network Infeed)
Die Einstellwerte definieren die Abbruchgenauigkeit für das Iterationsverfahren der Netzeinspeisungen **Network Infeed**.

- **dP**
  Ist die Abweichung der berechneten Einspeisewirkleistung P bezogen auf die vom Anwender definierten Einspeisewirkleistungen der Netzeinspeisungen des gesamten Netzes geringer als die hier eingestellte Genauigkeit dP, so wird die iterative Verbesserung der Netzeinspeisungen beendet. Es liegt Konvergenz vor.

$$\frac{\sum_{k=1}^{N}\left|P_{k\ berechnet} - P_{nom\ k\ eingestellt}\right|}{\sum_{k=1}^{N} P_{nom\ k\ eingestellt}} \leq dP \qquad (1.10)$$

  mit N = Anzahl Netzeinspeisungen mit aktiver Option **Adjusting Network Infeed**

- **dV**
  Die Abweichung der Versorgungsspannung wird als Konvergenzkriterium derzeit nicht überwacht.

Im unteren Teil des Einstelldialogs in Abbildung 59 sind die absoluten Phasenwinkel **Phase Angle** der symmetrischen 3-phasigen Spannungsquellen der Netzeinspeisungen **Network Infeed** dargestellt, die als Ergebnis der Lastflussberechnung ermittelt wurden. Mit Hilfe dieser absoluten Phasenwinkel wird die Wirkleistungseinspeisung der Netzeinspeisungen im Iterationsverfahren eingestellt.

Delete
Die in der Liste angezeigten Phasenwinkel **Phase Angle** werden zu 0 gesetzt.

Copy to ...
Die in der Liste angezeigten Werte werden in die korrespondierenden Einstellwerte phi (V) (Abbildung 73) kopiert. Eine Rücknahme ist nicht möglich.#

Konvergenzbeschleunigung der Lastflussberechnung
Mit Hilfe der Funktion **Copy to ...** ist es möglich, den absoluten Phasenwinkel als Ergebnis der Lastflussberechnung in den Einstelldialog der jeweiligen Netzeinspeisung zu kopieren und dann diesen Wert als Startwert einer erneuten Lastflussberechnung zu verwenden. Dadurch kann sich eine Konvergenzbeschleunigung ergeben.

Überwachung der Sammelschienenspannungen: V>, V< - Monitoring
Die Sammelschienenspannungen werden Leiter-Leiter-selektiv und Leiter-Erd-selektiv durch die beiden Einstellwerte V< und V> nach der Berechnung des stationären Netzzustandes überwacht. Die Ergebnisse werden im **Messages Window** (Abbildung 60 und Kapitel 7.10) und optional in dem Dialog **Load Flow Results** (Kapitel 7.11) ausgegeben. Weitere Informationen sind in Kapitel 6.4.4 enthalten.

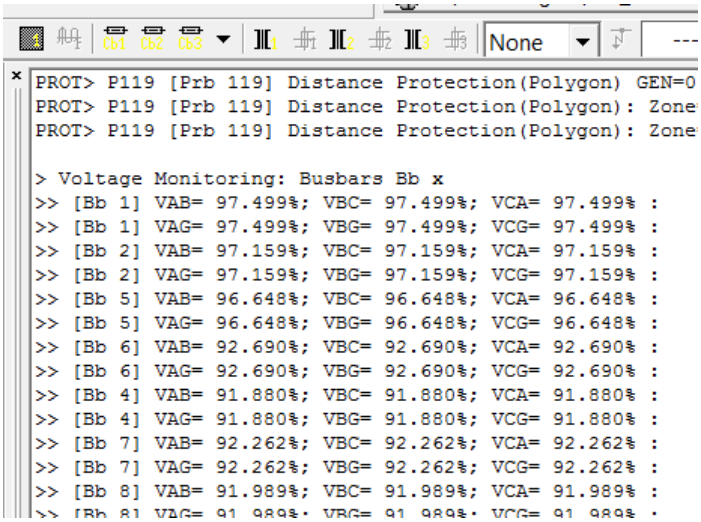


Abbildung 76: Ausgabe der Ergebnisse der Spannungsüberwachung im *Messages Window*

6.4.4 V>, V< - Monitoring - Überwachung der Versorgungsspannung am NAP

Die Leiter-Erd- und die Leiter-Leiter-Spannungen der Sammelschienen **Busbar** (Kapitel 6.19) sowie am Netzanschlusspunkt (NAP) der **3-Phase-Source** (Kapitel 6.7) werden Leiter-Erd-selektiv bzw. Leiter-Leiter-selektiv bezüglich des Auftretens einer unzulässigen Überspannung und Unterspannung überwacht[2]. Für Sammelschienen **Busbar** wird als Referenz die Nennspannung $\mathbf{V_{nom}}$ des Einstelldialogs, für die Einspeisung **3-Phase Source** die Nennspannung $\mathbf{V_{n\ init}}$ des Einstelldialogs verwendet.

- **V<**
  Kleinste zulässige Leiter-Leiter- bzw. Leiter-Erd-Spannung in $\%U_n$ bzw. $U_n/\sqrt{3}$

- **V>**
  Größte zulässige Leiter-Leiter- bzw. Leiter-Erd-Spannung in $\%U_n$ bzw. $U_n/\sqrt{3}$

Wird eine unzulässige hohe oder niedrige Spannung erkannt, wird das Betriebsmittel **rot** eingefärbt.

Die Ergebnisse der Spannungsüberwachung werden in einer Textdatei dokumentiert, die im Hauptmenü **View** mit dem Menüpunkt **Open Load Adjusting - File** in einem Texteditor geöffnet werden kann. Nachfolgend ist die Dokumentation beispielhaft dargestellt. Eine unzulässige Spannung wird mit dem Text **V<>** markiert.

```
No. of Busbars = 5
================================================================================
      Bb 1:         0.4kV     90.7063%     90.7063%     90.7063% -         - ONT1
                              90.7063%     90.7063%     90.7063%
      Bb 2:         0.4kV     89.2145%     89.2145%     89.2145% -    V<> - Bb 2
                              89.2145%     89.2145%     89.2145%
      Bb 3:         0.4kV     92.3839%     92.3839%     92.3839% -         - Bb 3
                              92.3839%     92.3839%     92.3839%
      Bb 4:         0.4kV      88.364%      88.364%      88.364% -    V<> - Bb 4
                               88.364%      88.364%      88.364%
      Bb 5:         0.4kV     92.3834%     92.3834%     92.3834% -         - Bb 5
                              92.3834%     92.3834%     92.3834%
================================================================================
```

Abbildung 77: Ergebnisse der Überwachung der Sammelschienenspannungen

Die Ergebnisse werden auch im Messages Window ausgegeben (Kapitel 7.10).

Für jede Sammelschiene **Busbar** bzw. Einspeisung **3-Phase Source** werden zwei Zeilen ausgegeben:

- In der ersten Zeile ist am Anfang der Referenzname des Betriebsmittels angegeben, am Ende der anwenderspezifische Name falls definiert.
- In der ersten Zeile werden ebenfalls die Beträge der drei Leiter-Leiter-Spannungen U_{L1L2}, U_{L2L3} und U_{L3L1} in $\%U_n$ ausgegeben.
- In der zweiten Zeile werden die Beträge der drei Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3} in $\%U_n$ ausgegeben.

Bei aktiver Option **Load Adjusting** werden im Tooltip der **Short-Circuit Analysis** zusätzliche Ergebnisse der stationären Netzberechnung angezeigt (siehe Kapitel 7.9.7).

Der Iterationsprozess kann mit der **ESC-Taste** abgebrochen werden. In diesem Fall wird in der **Status Bar** die Anzahl Iterationsschritte **N = 999** angezeigt.

Ist die Lastflussberechnung **Load Adjusting** aktiviert, so können weitere Funktionen in die Lastflussberechnung berücksichtigt werden.

- 2-Wicklungs-Transformatoren **Transformer** mit Stufenschalter und Spannungsregler

6.4.5 Registerkarte *Load Flow* (ATP Lastfluss)

Die Einstelldaten der **EMTP Load Flow**[2] Option entsprechen den Einstelldaten im ATP Rule Book (Kapitel X. EMTP Load Flow Cards).

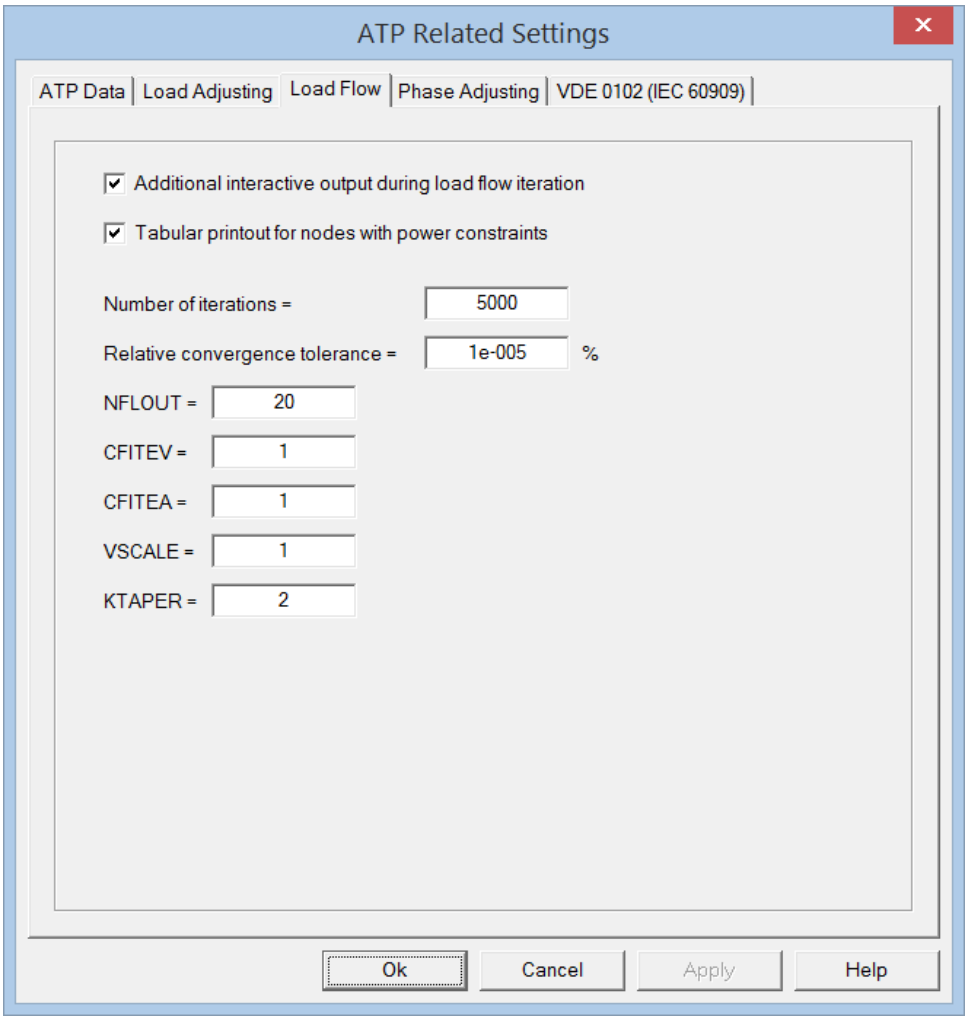
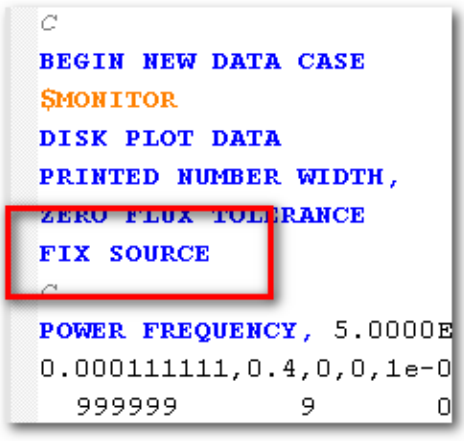


Abbildung 78: Einstelldialog *ATP Load Flow*

Ist die Option **ATP Load Flow** in der Registerkarte **ATP Data** aktiv, wird von ATPDesigner automatisch das Schlüsselwort **FIX SOURCE** in die .ATP-Eingabedatei eingefügt.



Hinweis
Der ATP Lastfluss ist nicht mit der Lastflussberechnung des ATPDesigner identisch, sondern wird von ATP direkt ausgeführt.

6.4.6 Registerkarte Phase Adjusting

Die Funktion **Phase Adjusting**[2] kann dazu verwendet werden, dezentrale Energieerzeuger, die mit Hilfe von Netzumrichter (Wechselrichter) Strom ins Energieversorgungsnetz einspeisen, nachzubilden. Die Nachbildung der Netzumrichter basiert auf einem Stromquellenmodell konstanter Stromamplitude oder einem Stromquellenmodell konstanter Leistung. Der Einstelldialog kann alternativ mit einem Doppelklick den Eintrag **ATP Settings / Settings / Phase Adjusting** im **Project Information** (Kapitel 2.4.3) Fenster geöffnet werden.

Im Niederspannungsnetz finden derzeit fast ausschließlich 1...3x 1-phasige Wechselrichter an einem Netzanschlusspunkt (NAP) Verwendung. Je nach einzuspeisender Leistung werden eine 1- oder 2- oder 3-phasige Einspeisung durch 1...3x 1-phasige Wechselrichter realisiert, die unabhängig voneinander arbeiten. Jeder 1-phasige Wechselrichter erfasst nur die Leiter-Erd-Spannung des Leiters, an dem er angeschaltet ist, und speist in Abhängigkeit dieser Spannung einen Leiterstrom mit eingestelltem Verschiebungsfaktor cos φ ein. Beim Betrieb von 1...3x 1-phasigen Wechselrichtern können daher die drei Leiterströme unterschiedliche Amplituden aufweisen, die Phasenverschiebung untereinander muss nicht zwangsweise symmetrisch sein (d.h. 120° betragen) und kann sich frei einstellen. Es ist sowohl eine symmetrische als auch unsymmetrische Einspeisung realisierbar. Ein 1-phasiger Wechselrichter wird in ATPDesigner durch eine 1-phasige, geregelte Stromquelle nachgebildet.

In Mittelspannungsnetzen werden wegen der größeren Einspeiseleistung ausschließlich 3-phasige Wechselrichter (Vollumrichter) eingesetzt. Zukünftig müssen auch im Niederspannungsnetz nach **VDE-AR-N 4105** für eine Einspeiseleistung >13,8kVA 3-phasige Wechselrichter (Vollumrichter) eingesetzt werden. Vollumrichter speisen immer symmetrische Leiterströme ein d.h. die Amplitude der drei Leiterströme ist immer gleich, die Phasenverschiebung untereinander beträgt 120°. Es ist nur eine symmetrische Einspeisung möglich. Ein 3-phasiger Wechselrichter (Vollumrichter) wird in ATPDesigner durch drei 1-phasige Stromquellen mit gleicher Stromamplitude und einer Phasenverschiebung von 120° nachgebildet.

Die Funktion **Phase Adjusting** dient dazu, die im elektrischen Energieversorgungsnetz verwendeten 3-phasigen Stromquellen **3-Phase Source** (Kapitel 6.7) iterativ so zu verändern, dass die am Einspeiseknoten der 3-phasigen Stromquellen berechnete Phasendifferenz φ_k zwischen Leiter-Erd-Spannung $u_{LE}(t)$ und Leiterstrom $i_L(t)$ der vom Anwender eingestellten Phasendifferenz φ respektive dem Verschiebungsfaktor cos φ entspricht. Darüber hinaus kann zusätzlich eine als konstant definierte Einspeiseleistung durch den Iterationsprozess eingestellt werden.

Die nachfolgende Abbildung 63 zeigt beispielhaft die Definition einer symmetrischen, 3-phasigen Stromquelle konstanter Scheinleistung **Snom (Ip:3p) = const.** mit S_{nom} = 30kVA (siehe Kapitel 6.7), die bei aktiver Option **Adjusting Phase** im Verfahren **Phase Adjusting** berücksichtigt wird. Da die eingestellte Phasendifferenz **Phase = 0°** d.h. der Verschiebungsfaktor cos φ = 1 beträgt, wird in dem Beispiel von Abbildung 63 nur Wirkleistung P eingespeist:

$$P = S_{global} \cdot S_{spezifisch} \cdot P_{nom} \qquad (1.11)$$

Für die eingespeiste Scheinleistung S gilt:

$$S = s_{global} \cdot s_{spezifisch} \cdot P_{nom} / \cos\phi \qquad (1.12)$$

Der globale Teillastfaktor s wird als globaler Faktor gültig für alle **3-Phase Source** verwendet. Darüber hinaus ist es möglich, in dieser Registerkarte einen für jede einzelne 3-Phase Source getrennt einen Teillastfaktor einzustellen (siehe Abbildung 64).

Für Phaseneinstellungen **Phase** ungleich 0° wird sowohl Wirkleistung als auch Blindleistung ein- und/oder ausgespeist. Der Betrieb in allen vier Quadranten ist möglich.

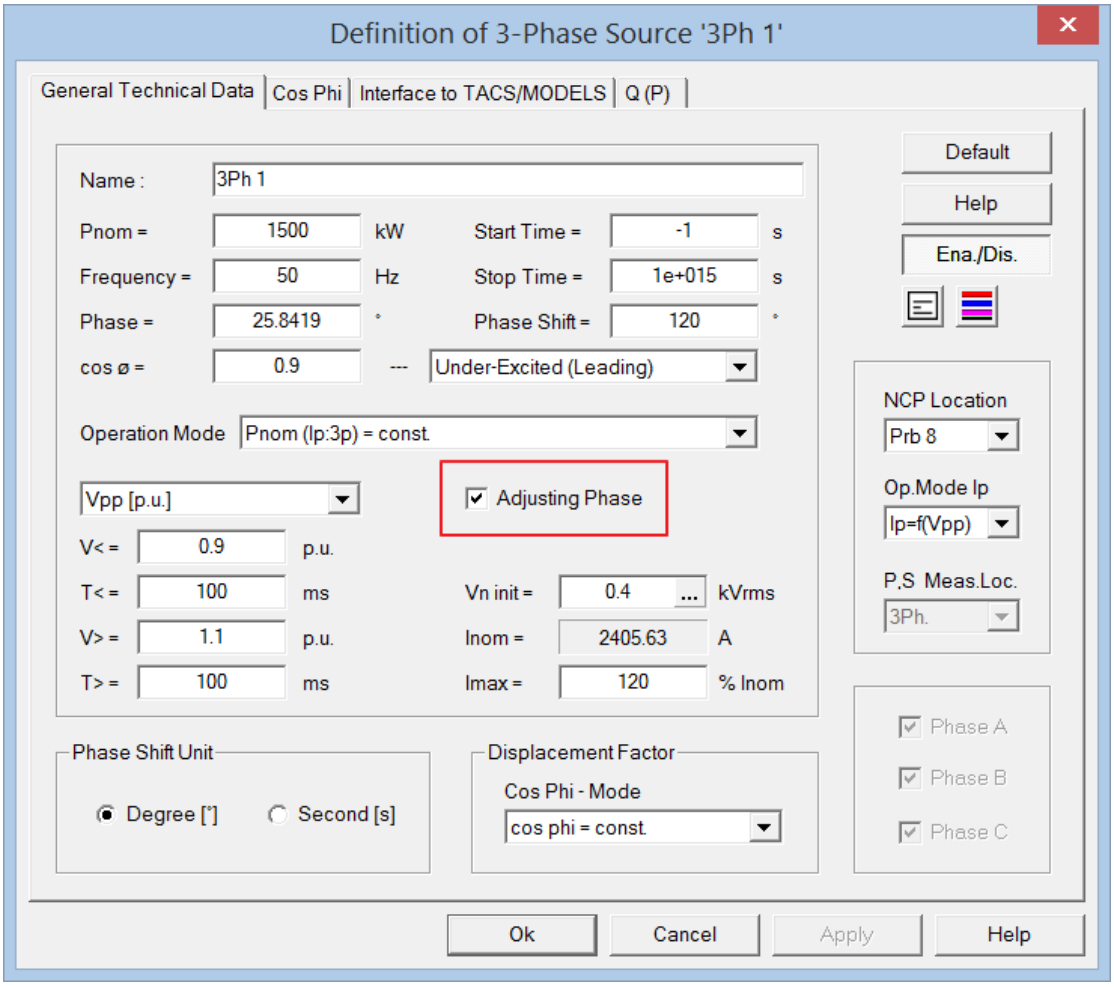


Abbildung 79: Einstelldialog *3-Phase Source* für *Phase Adjusting*

Die Phasenkorrektur wird von ATPDesigner nur während der Berechnung des stationären Netzzustandes **Short-Circuit Analysis** bzw. einer Lastflussberechnung ausgeführt, wenn die Option **Phase Adjusting** in der Registerkarte **ATP Data** aktiviert ist.

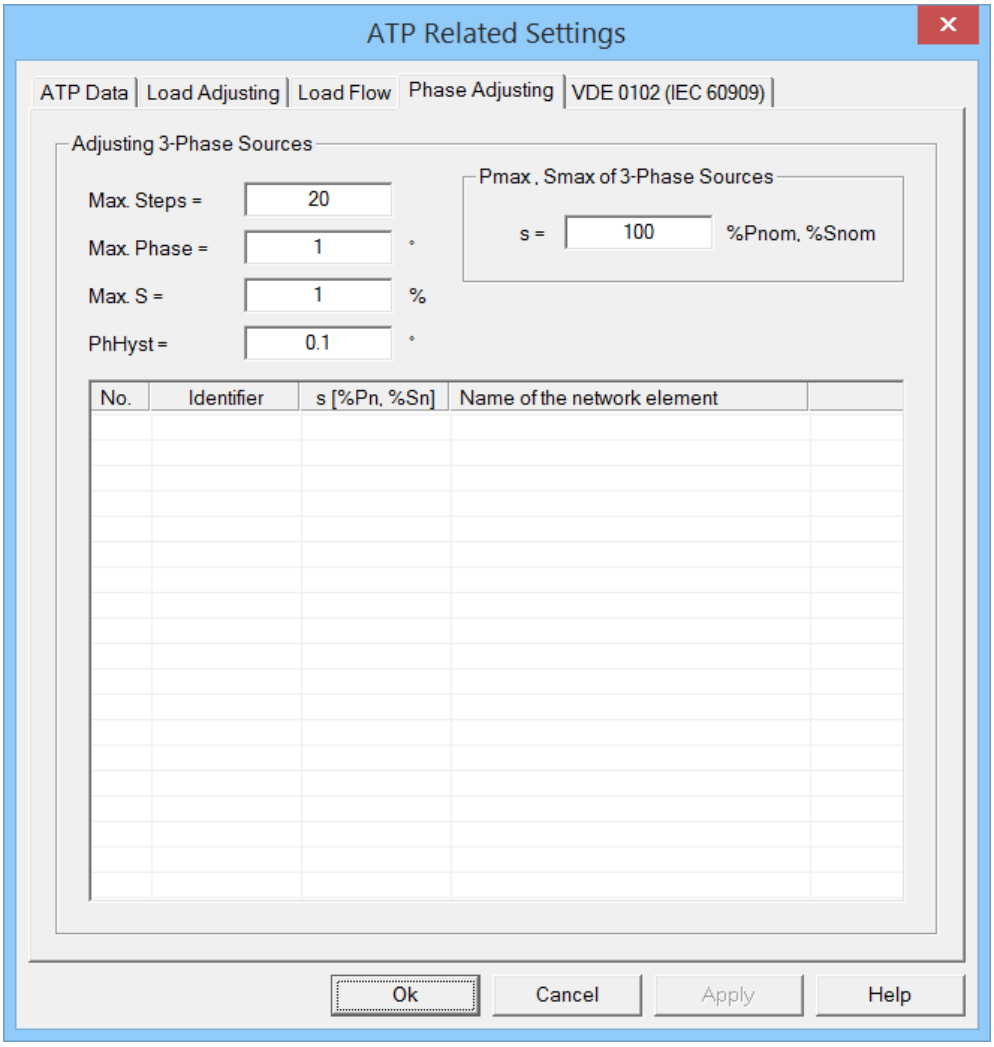


Abbildung 80: Einstelldialog *Phase Adjusting*

Max. Steps Maximale Anzahl Iterationsschritte

Max. Phase **Konvergenzbedingung 1**
Ist der Mittelwert φ_m der im aktuellen Iterationsschritt berechneten N Phasendifferenzen $\Delta\varphi$ kleiner als der Wert **Max. Phase**, so kann die Iteration beendet werden.

$$\varphi_m = \frac{\sum_{k=1}^{N} \Delta\varphi_k}{N} \qquad (1.13)$$

mit N = Anzahl aktiver, 1-phasiger Stromquellen

Hinweis
Im Iterationsverfahren werden nur **3-Phase Source** verwendet, deren Option **Adjusting Phase** aktiviert ist.

Max. S **Konvergenzbedingung 2**

Ist die mittlere, prozentuale Abweichung ΔS der der im aktuellen Iterationsschritt berechneten N Scheinleistungen von der Summe der eingestellten Scheinleistung kleiner als der Einstellwert, so kann die Iteration beendet werden.

$$\Delta S = \frac{\sum_{k=1}^{N}(S_{ber} - S_r)}{\sum_{k=1}^{N} S_r} \Big/ N \qquad (1.14)$$

mit N = Anzahl aktiver, 1-phasiger Stromquellen

Hinweis

Im Iterationsverfahren werden nur **3-Phase Source** verwendet, deren Option **Adjusting Phase** aktiviert ist.

Das Iterationsverfahren wird beendet, wenn Konvergenzbedingung 1 **UND** Konvergenzbedingung 2 gleichzeitig erfüllt sind. In diesem Fall liegt Konvergenz vor.

s **Globaler Teillastfaktor**

Der Einstellwert **s** gibt den Anteil der Nennscheinleistung S_{nom} bzw. der Nennwirkleistung P_{nom} der Konstantleistungsquellen an, der während der Netzberechnung tatsächlich eingespeist wird.

$$S = s \cdot S_{nom} \qquad (1.15)$$

Hinweis

Mit Hilfe des Einstellwertes werden alle aktiven Konstantleistungsquellen gleichzeitig bewertet. Damit sind Szenarien mit Teileinspeiseleistung für alle aktiven Konstantleistungsquellen einfach einstellbar.

Der Iterationsprozess kann mit der **ESC-Taste** abgebrochen werden. In diesem Fall wird in der **Status Bar** die Anzahl Iterationsschritte **N = 999** angezeigt.

Einstellwert PhHyst

ATPDesigner korrigiert die von ATP im Zuge der stationären Netzberechnung berechneten Phasenverschiebungen zwischen den Leiter-Erd-Spannungen und den Leiterströmen so, dass die resultierenden Differenzwinkel im Intervall [0°...360°] liegen. Dazu werden außerhalb des Intervalls liegende Winkel solange um 360° gedreht, bis der resultierende Winkel innerhalb des Intervalls liegt. Der Einstellwert **PhHyst** gibt den Hysteresebereich für die beiden Grenzwerte des Intervalls vor, in dem eine Korrektur um 360° erfolgt. Mit Hilfe der Hysterese können numerische Rundungsprobleme bei der Überprüfung des Abbruchkriteriums der Iteration vermieden werden. Insofern erhöht eine größere Hysterese die Wahrscheinlichkeit der Konvergenz, eine sehr kleine Hysterese führt eher zu Divergenz

Liste der spezifischen Teillastfaktoren s [%Pn, %Sn]
Zusätzlich zu dem globalen Teillastfaktor kann für jede **3-Phase Source** ein spezifischer Teillastfaktor definiert werden. Die Einspeiseleistung ergibt sich unter Berücksichtigung des globalen und des spezifischen Teillastfaktors in Abhängigkeit der Betriebsart **Operation Mode** wie folgt:

$$S = S_{global} \cdot S_{spezifisch} \cdot S_{nom} \quad (1.16)$$

oder

$$P = S_{global} \cdot S_{spezifisch} \cdot P_{nom} \quad (1.17)$$

Betriebsarten Snom (Ip:1/2/3p) = const., Pnom (Ip:1/2/3p) = const.
Die iterative Phasenkorrektur erfolgt in den Betriebsarten leiterselektiv unter Auswertung der Phasenverschiebung zwischen einem Leiterstrom und der zugehörigen Leiter-Erd-Spannung. Daher können sich bei unsymmetrischen Netzzuständen auch unsymmetrische, 1/2/3-phasige Stromquellen ergeben. In dieser Betriebsart muss sich nicht zwangsweise ein symmetrisches Drehstromsystem als dezentrale Erzeugungsanlage ergeben, da die Betrachtung leiterselektiv erfolgt.

Betriebsarten Snom (Ip:3p) = const., Pnom (Ip:3p) = const.
Auf Basis des Mittelwertes der leiterselektiven Phasenkorrekturen wird immer eine symmetrische, 3-phasige Stromquelle verwendet. Die Phasenverschiebung der symmetrischen, 3-phasigen Stromquelle wird aus dem Mittelwert der Phasenverschiebungen der drei Leiterströme zu den jeweiligen Leiter-Erd-Spannungen berechnet.

6.4.7 Registerkarte VDE 0102 (IEC 60909)

siehe Kapitel 8

6.5 Einstellungen zur Netzwerkkonfiguration *Network Configuration*

6.5.1 Registerkarte *Network*

Der nachfolgende Einstelldialog ermöglicht es, zentrale Einstellungen für das Elektroenergieversorgungsnetz zu definieren. Der Einstelldialog kann alternativ mit einem **Left Mouse Double Click** auf den Eintrag **Configuration** im Fenster **Project Information** (Kapitel 2.4.3) geöffnet werden.

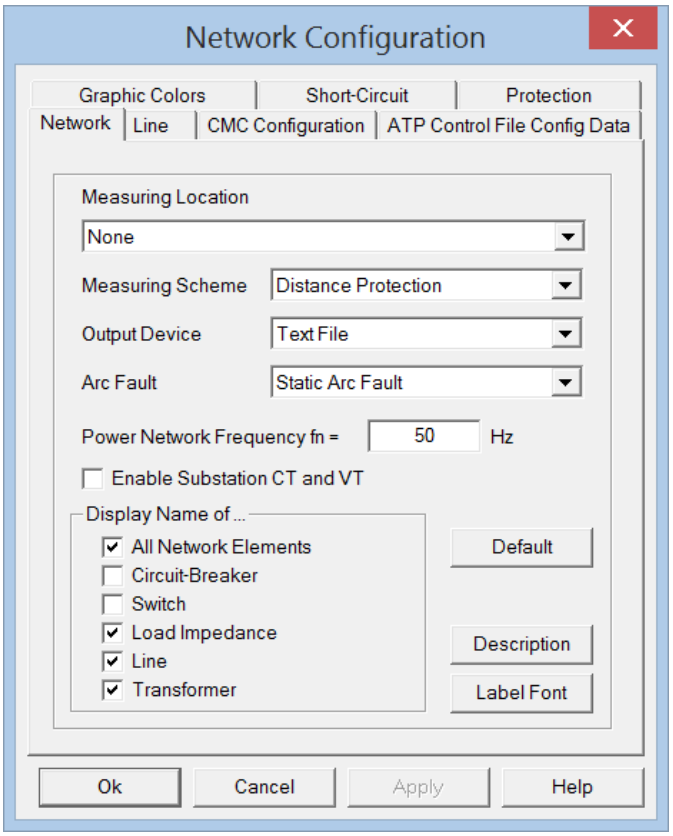


Abbildung 81: Konfiguration des Netzes *Network Configuration*

Einstellwert	Bedeutung
Power Network Frequency	Netznennfrequenz f_{nom}

Hinweis
Die Netznennfrequenz f_{nom} ist immer identisch mit der Netznennfrequenz f_{nom}, die im Einstelldialog der Netzeinspeisung **Network Infeed 1** (siehe Kapitel 6.6) definiert wird.

Einstellwert	Bedeutung
Measuring Location	Aktivierung von **Messorten M1..5** an den zugehörigen Schaltern **Circuit-Breaker Cb1..5**
Arc Fault	Auswahl des Modells für die Lichtbogennachbildung (siehe Kapitel 6.14.1) ▪ **Static Arc Fault** ▪ **Dynamic Arc Fault**
Enable Substation CT and VT	Aktivierung der Strom- und Spannungswandler für die Schalter **Circuit-Breaker Cb1...5**

	Die primären Strom- und Spannungswandler der Anlage (Umspannwerk) sind in Kapitel 6.13 erläutert.

Die nachfolgenden Dialogelemente ermöglichen es, die Bezeichner der Netzwerkelemente in der Netzwerkgrafik anzuzeigen oder nicht anzuzeigen. Der Einstellwert **Display Name of Network Elements** schaltet übergeordnet die Anzeige alle Textelemente aus, unabhängig von den Dialogelementen **Display Name of Circuit-Breaker** und **Display Name of Switch**. Um die Bezeichner der **Circuit-Breaker Cbx** und **Switch Swt** einzuschalten, muss das überlagerte Dialogelement **Display Name of Network Elements** und das spezifische Dialogelement eingeschaltet sein.

Einstellwert	Bedeutung
Display Name of Network Elements	Anwenderspezifische Namen aller Netzwerkelemente werden angezeigt.
Display Name of Circuit-Breaker	Anwenderspezifische Namen der **Circuit-Breaker** (Kapitel 6.13) werden angezeigt.
Display Name of Switch	Anwenderspezifische Namen der **Switch** (Kapitel 6.21) werden angezeigt.
Display Name of Load Impedance	Anwenderspezifische Namen der **Load Impedance** (Kapitel 6.8) werden angezeigt.
Display Name of Line	Anwenderspezifische Namen der **Line** (Kapitel 6.9) werden angezeigt.
Display Name of Transformer	Anwenderspezifische Namen der **Transformer** (Kapitel 6.12) werden angezeigt.

Default
Laden der Grundeinstellung des Einstelldialogs

Label Font
Schriftart der anwenderspezifischen Textelemente

Description
Texteditor zur Definition einer textuellen Beschreibung öffnen (siehe Kapitel)

Output Device
Mit diesem Einstellwert kann ein Ausgabegerät gewählt werden, dass für mehrere Anwendungen verwendet wird. Das Ausgabegerät ist u.a. von Bedeutung, wenn **automatisierte Netzberechnungen** oder **Prüfungen von Schutzgeräten** durchgeführt werden (Kapitel 11).

- **CMC Test System**
  Mit diesem Ausgabegerät können die berechneten Spannungs- und Stromverläufe zu einem angeschlossenen Prüfsystem **CMCxxx** der Fa. Omicron zur Prüfung von Netzschutzeinrichtungen gesendet werden (Kapitel 11).

- **COMTRADE File**
  Mit diesem Ausgabegerät können die im Verlauf einer **Test Procedure** (Kapitel 11.7) berechneten Spannnungs- und Stromverläufe in getrennte COMTRADE-Dateien gespeichert werden.

- **Text File und Text File (Excel)**
  Mit diesem Ausgabegerät können die im Verlauf einer **Test Procedure** (Kapitel 11.6) berechneten Spannnungs- und Stromverläufe in getrennte Textdateien gespeichert werden. Im Falle der Betriebsart **Text File (Excel)** werden die Dezimalpunkte der Zahlwerte zu Dezimalkommas konvertiert, um eine Weiterverarbeitung mit der deutschen Version von Excel zu vereinfachen.

- **Load Flow (Prbx)**
  ATPDesigner führt Lastflussberechnungen (Kapitel 7.16) durch und schreibt die Ergebnisse in tabellarischer Form in eine Textdatei. In dieser Betriebsart werden nur die durch die Messgeräte **Probe** (Kapitel 6.11) ermittelten stationären Spannungs- und Stromwerte verwendet. Ist eine Probe deaktiviert, so werden die Messwerte nicht in die Textdatei ausgegeben.

Measuring Scheme
Das Messverfahren ist von Bedeutung, wenn **Prüfungen von Schutzgeräten** mit Hilfe der Sekundärprüfeinrichtungen CMCxxx der Fa. Omicron durchgeführt werden (Kapitel 11).

- **Distance Protection**
  Dieses Messverfahren ist zu wählen, wenn an einem Messort jeweils die Leiter-Erd-Spannungen und die Leiterströme berechnet und zur Prüfung verwendet werden. Das Messverfahren ist für **Distanzschutz-** oder **UMZ-Schutzeinrichtungen** geeignet.

- **Diff. Protection**
  Dieses Messverfahren ist zu wählen, wenn an zwei oder mehr Messorten die Leiterströme berechnet und zur Prüfung verwendet werden. Das Messverfahren ist für **Transformator-** oder **Leitungsdifferenzialschutzeinrichtungen** geeignet.

6.5.2 Registerkarte *Short-Circuit*

In der Registerkarte können die Einstellungen für den Kurzschluss **Short-Circuit** (siehe Kapitel 7.14.1) eingestellt werden. Der Einstelldialog kann alternativ mit einem Doppelclick auf **Short-Circuit** in der Registerkarte Settings in **Project Information** (Kapitel 2.4.3) Fenster geöffnet werden.

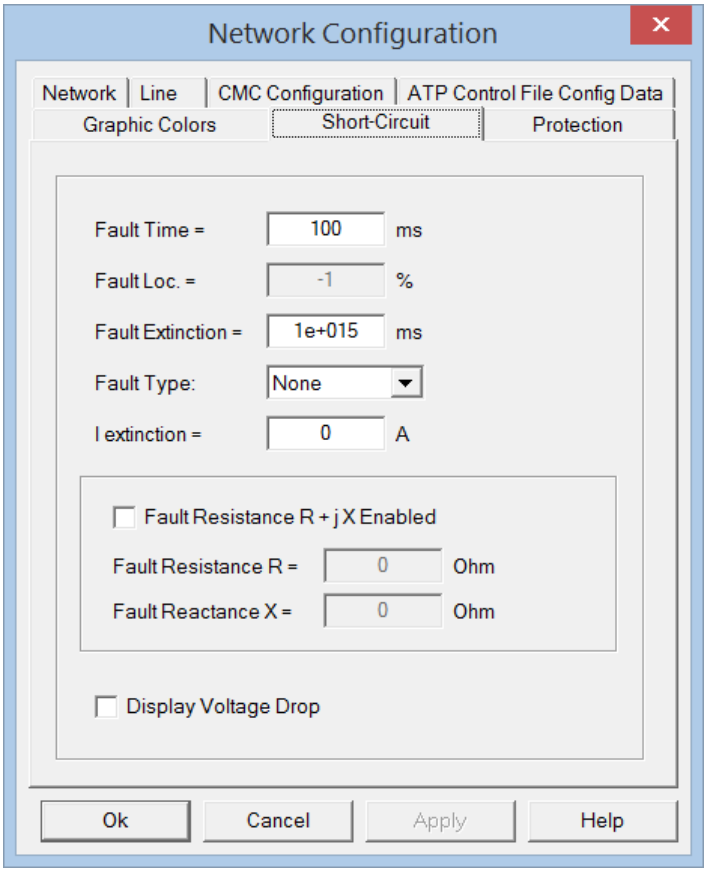


Abbildung 82: Konfiguration *Short-Circuit*

Der Einstelldialog kann auch durch eine Left Mouse Double Click geöffnet werden, wie es vom Öffnen der Einstelldialog in ATPDesigner bekannt ist.

Fault Time Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts

Fault Loc. Fehlerort des Kurzschlusses in % der Leitungslänge
Der Fehlerort kann nur verändert werden, wenn der Kurzschluss schon mit einer Leitung verbunden ist. In allen anderen Fällen ist das Dialogelement deaktiviert. Nach Schließen des Einstelldialogs wird das grafische Symbol des Kurzschlusses neu positioniert.

Hinweis
Der Fehlerort kann auch in der Toolbar verändert werden. Wird der Fehlerort verändert, muss der Fokus des Cursor das Editierfeld verlassen, bevor der neue Fehlerort übernommen wird. Das kann z.B. dadurch erfolgen, dass die Zeichenfläche des Netzes mit der linken Maustaste angeklickt wird.

Fault Extinction Zeitpunkt des Erlöschens des Kurzschlusses

Fault Type Fehlerart AG, AB, ABG, ABC, ABCG, ...

I extinction Der Kurzschlussstrom erlischt, wenn der Augenblickswert i(t) kleiner als der eingestellte Wert $\mathbf{I_{extinction}}$ ist.

Fehlerimpedanz $\underline{Z}$ = R + jX
Mit den Einstellwerte **Fault Resistance R** und **Fault Reactance X** kann eine optionale Fehlerimpedanz als Serienimpedanz am Fehlerort nachgebildet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Fault Resistance R	Resistanz der Fehlerimpedanz Der Wert der Resistanz kann nur auf Werte ≥10^{-11}Ohm eingestellt werden, um mathematische Problem bei der Inversion der Impedanzmatrix im ATP zu vermeiden.
Fault Reactance X	Reaktanz der Fehlerimpedanz Der Wert Reaktanz kann =0Ohm eingestellt werden.

Hinweis
Die Einstellwerte **Fault Time** und **Fault Extinction** sind für die stationäre Netzberechnung ohne Bedeutung und finden nur in der dynamischen Netzberechnung (siehe Kapitel 9) Anwendung.

Wenn der Kurzschluss mit Hilfe der Zeit **Fault Extinction** innerhalb der Simulationszeit abgeschaltet werden soll, so ist ein Wert $\mathbf{I_{extinction} > 0A}$ vorzusehen, um numerische Oszillationen zu vermeiden.

Display Voltage Drop
Darstellung des Spannungsfalls ΔU an den Sammelschienen (siehe Kapitel 7.4)

Fehlerort Short-Circuit an einer Leitung *Line 4..N*
Der Fehlerort kann wie oben beschrieben an eine Leitung gesetzt werden. Die Leitungen **Line 1..3** sind davon ausgenommen, das diese Leitungen ein eigenes integriertes Fehlermodell u.a. mit Lichtbogennachbildung, Fehlerübergangswiderstand haben. Der Fehlerort in % an einer Leitung ist immer auf den linken Leitungsknoten gesehen berechnet. Die Knotenbezeichner L bzw. R an einer Leitung können im Leitungsdialog aktiviert und in der Netzgrafik angezeigt werden.

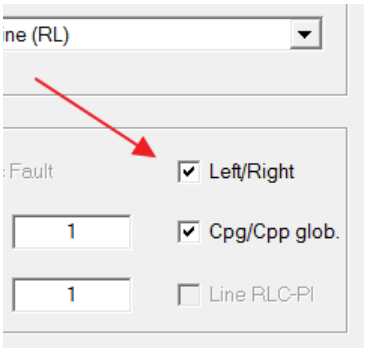


Abbildung 83: Aktivierung der Knotenbezeichner L und R einer Leitung in der Netzgrafik

6.5.2.1 Short-Circuit -Nachbildung der Fehlerimpedanz

Die Fehlerimpedanz des **Short-Circuit** (**roter Blitz**) wird durch eine oder mehrere einstellbare Serienimpedanz(en) $\underline{Z}_F$ = R +jX wie in Abbildung 84 beschrieben am Fehlerort nachgebildet. Die Fehlerimpedanz(en) werden zwischen den Leitern oder Leiter und Erde geschaltet. Der Kurzschlussstrom am Fehlerort wird mit Hilfe von Messsystemen sowohl für die Berechnung stationärer Netzzustände als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge gemessen.

Kurzschlussart	Fehlerimpedanz $\underline{Z}_F$ nachgebildet durch
AG	R_{AG} (Leiter-Erde)
BG	R_{BG} (Leiter-Erde)
CG	R_{CG} (Leiter-Erde)
ABG	R_{AG} (Leiter-Erde) **und** R_{BG} (Leiter-Erde)
BCG	R_{BG} (Leiter-Erde) **und** R_{CG} (Leiter-Erde)
ACG	R_{AG} (Leiter-Erde) **und** R_{CG} (Leiter-Erde)
AB	R_{AB} (Leiter-Leiter)
BC	R_{BC} (Leiter-Leiter)
AC	R_{AC} (Leiter-Leiter)
ABC	R_{AG} (Leiter-Sternpunkt) **und** R_{BG} (Leiter- Sternpunkt) **und** R_{CG} (Leiter-Sternpunkt) **Hinweis** Der Sternpunkt **SCNODE** ist von Erde isoliert.
ABCG	R_{AG} (Leiter-Erde) **und** R_{BG} (Leiter-Erde) **und** R_{CG} (Leiter-Erde)

Abbildung 84: Optionale Fehlerimpedanz $\underline{Z}_F$ des Short-Circuit

Berechnung der dynamischen Netzvorgänge

Der Kurzschlussstrom an der Fehlerstelle kann in einem Diagramm ausgegeben werden. Dazu muss die Option **Output Signals** im Einstelldialog **ATP Related Settings**, Registerkarte **ATP Data** auf **Output List 4** eingestellt werden.

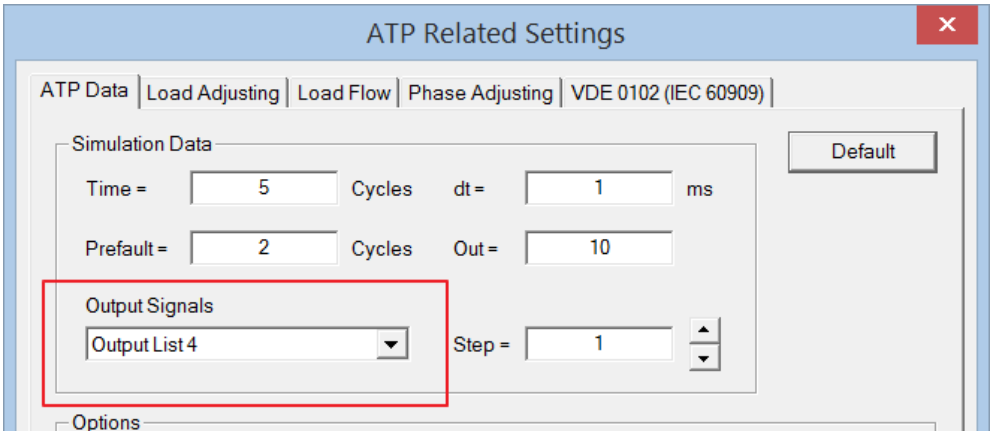


Abbildung 85: Einstellung *Output Signals* im Einstelldialog *ATP Related Settings*

Der Kurzschlussstrom kann dann in einem Diagramm zur Darstellung verwendet werden.

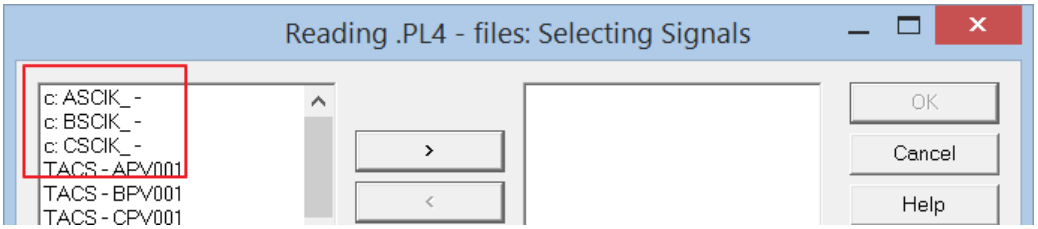


Abbildung 86: Auswahl der Kurzschlussströme des *Short-Circuit* für ein Diagramm

Das nachfolgende Diagramm in Abbildung 87 zeigt die Kurzschlussströme, die im Falle eines 3-poligen Kurzschlusses ABCG von den Leitern gegen Erde fließen.

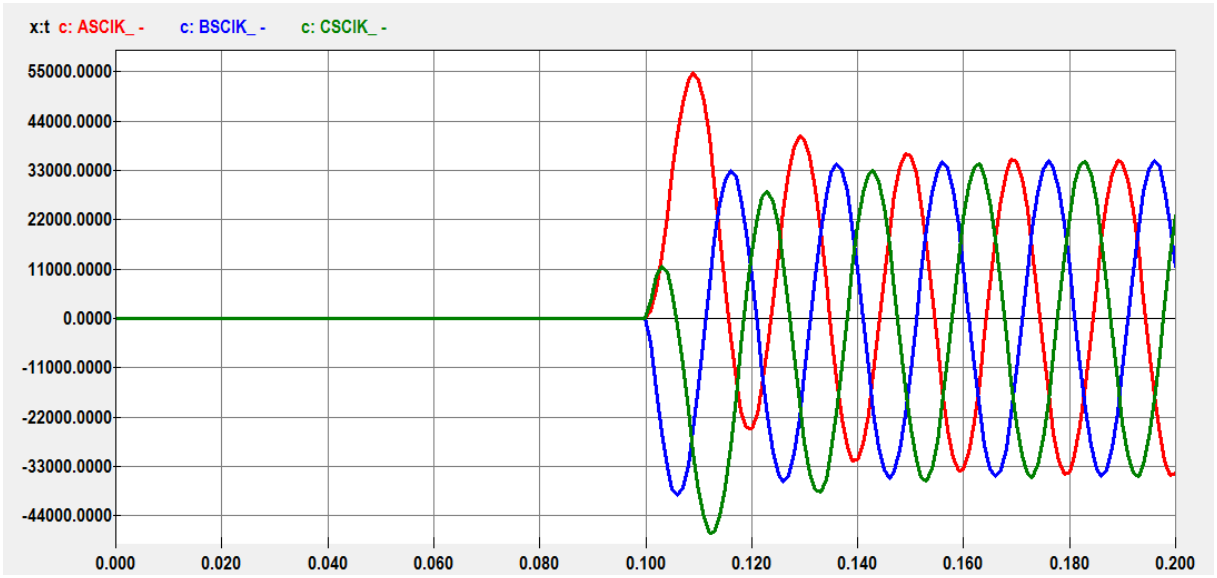


Abbildung 87: Darstellung einer Kurzschlussstroms des Short-Circuit in einem Diagramm

Die Leiterströme können mit Hilfe der in ATPDesigner verfügbaren Verfahren der Signalverarbeitung (Kapitel 9.8) ausgewertet werden um z.B. den Betrag der Leiterströme zu berechnen. Diese Beträge können dann mit den Kurzschlussströmen des stationären Netzzustandes (Kapitel 7) verglichen werden.

6.5.3 Registerkarte *Protection*

In der Registerkarte können Einstellwerte verwendet werden, die für die schutztechnischen Funktionen des Betriebsmittels **Probe** (Kapitel 6.11) gemeinsam für alle im elektrischen Netz vorhandenen Messgeräte **Probe** verwendet werden.

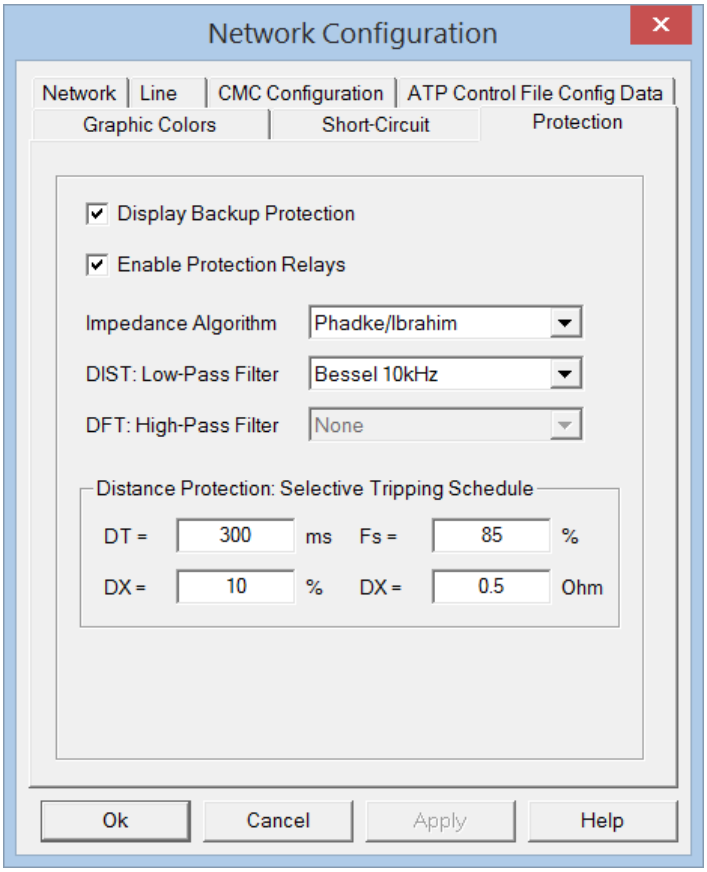


Abbildung 88: Konfiguration *Protection*

Enable Protection Relays
Die Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse werden für die Schutzfunktionen in der Netzwerkgrafik angezeigt.

Display Backup Protection
Wenn die Option **Enable Protection Relays** aktiv ist, werden die Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse werden für den Reserveschutz in der Netzwerkgrafik angezeigt.

Impedance Algorithm
Mit diesem Einstellwert wird für alle **Probe** gleichzeitig der Algorithmus zur Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ zwischen Messort der **Probe** und dem Kurzschlussort ausgewählt. Die angezeigten Einstellwerte im Einstelldialog der **Probe** werden automatisch angepasst (Kapitel 6.11.18).

- **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 **Circuit-Breaker Cbx** verwendet und ist in Kapitel 9.11.1 erläutert.

- **McInnes/Morrison**
  Der Algorithmus basiert auf der Lösung der Differenzialgleichung 1. Ordnung.

Hinweis

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 der jeweiligen Probe definiert.

DIST: Low-Pass Filter

Die Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, und $u_{L3}(t)$ und Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, und $i_{L3}(t)$ können vor der Verarbeitung im Algorithmus des Distanzschutzes mit einem Tiefpass-Filter gefiltert werden. Dadurch können höherfrequente Signalanteile, die den Impedanzalgorithmus im Sinne von Störsignalen negativ beeinflussen, gedämpft werden.

Einstellwert	Bedeutung
None	Keine Filterung der Eingangssignale
Bessel 1kHz	Filterung mit einem Bessel Tiefpass-Filter 2. Ordnung, Grenzfrequenz f_g = 350Hz ▪ **ATP interne Rechenschrittweite = 1ms**
Bessel 10kHz	Filterung mit einem Bessel Tiefpass-Filter 2. Ordnung, Grenzfrequenz f_g = 350Hz ▪ **ATP interne Rechenschrittweite = 0,1ms**
Bessel 100kHz	Filterung mit einem Bessel Tiefpass-Filter 2. Ordnung, Grenzfrequenz f_g = 350Hz ▪ **ATP interne Rechenschrittweite = 10µs**

Es ist unbedingt erforderlich, die ATP interne Rechenschrittweite abhängig von der Wahl des Tiefpassfilters einzustellen, da sonst die Filtereigenschaften verfälscht werden. Die ATP interne Rechenschrittweite wird durch die Einstellwerte **dt** und **Step** im Einstelldialog **ATP Related Settings**, Registerkarte **ATP Data** eingestellt (Kapitel 6.4.1).

DFT: High-Pass Filter

Mit Hilfe des Hochpass-Filters werden niederfrequente Signalanteile und hier insbesondere der exponentiell abklingende Gleichanteil (DC-Komponente) im Kurzschlussstrom aus den Zeitsignale gedämpft, bevor die komplexen Zeiger mit Hilfe einer diskreten Fourier-Transformation (DFT) in den Schutzfunktionen berechnet werden.

Einstellwert	Bedeutung
None	Keine Filterung der Eingangssignale

6.5.3.1 Distance Protection: Selective Tripping Schedule

Darüber hinaus sind Einstellwerte für die automatische Einstellung (Kapitel 6.11.21.14) und Überprüfung von Distanzschutzgeräten vorhanden.

Einstellwert	Bedeutung
Fs	Staffelfaktor in % zur Auslegung der Staffelzonen eines Distanzschutzes
DT	Kleinster zulässiger Wert des zeitlichen Staffelabstandes für die Zeitstaffelkennlinie eines Distanzschutzes unter Berücksichtigung von Folgeleitungen
DX	Kleinster zulässiger Wert des Reaktanz - Staffelabstandes für die Zeitstaffelkennlinie eines Distanzschutzes unter Berücksichtigung von Folgeleitungen sowohl in Prozent der Leitungsreaktanz als auch als absolute Minimalreaktanz.

6.5.4 Registerkarte *Graphic Colors*

In der Registerkarte können verschiedene Zeichenfarben definiert werden. Die Grundeinstellung der Farben kann in der Registerkarte **Network** mit dem Button **Default** geladen werden. **Vorsicht !!!** Dabei werden die Einstellwerte aller Registerkarten mit den Grundeinstellungen überschrieben.

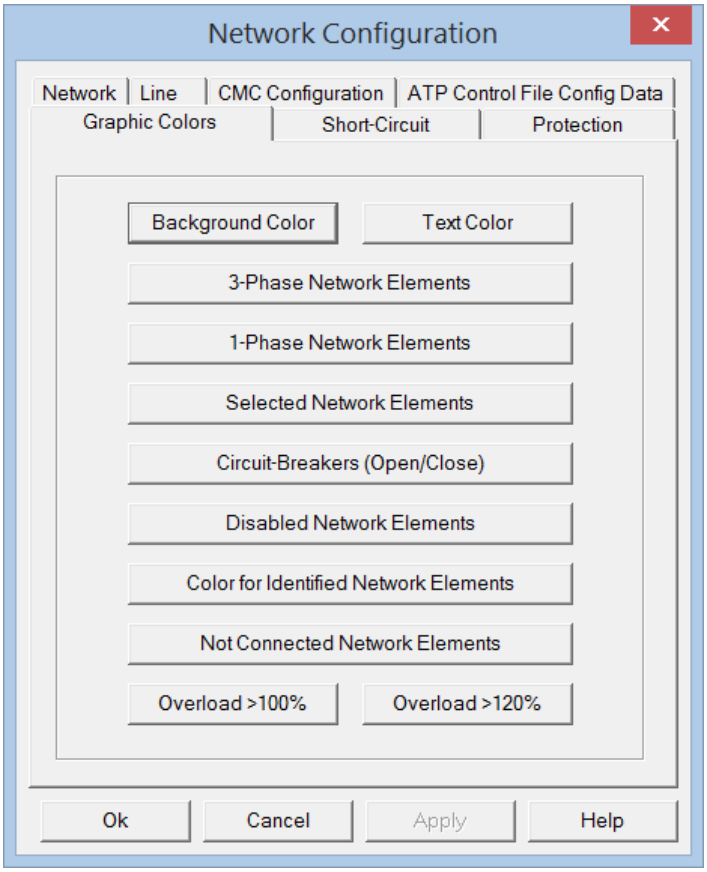
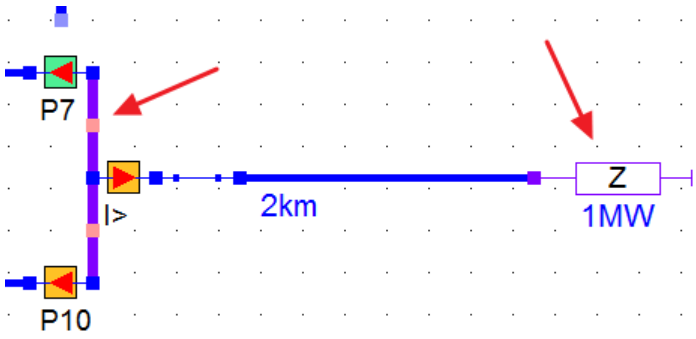
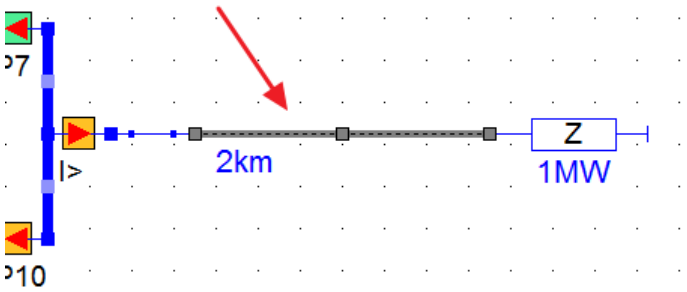


Abbildung 89: Registerkarte *Graphic Colors*

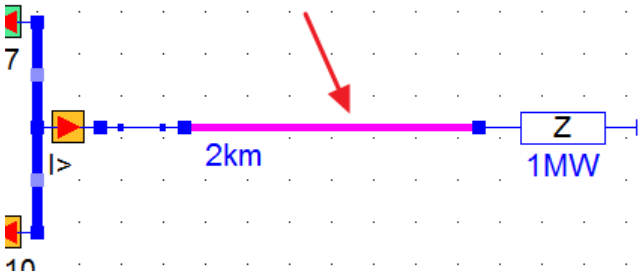
Einstellwert	Bedeutung
Background Color	Hintergrundfarbe
Text Color	Zeichenfarbe für Textausgaben
3-Phase Network Elements	Zeichenfarbe für 3-phasige Netzwerkelemente
1-Phase Network Elements	Zeichenfarbe für 1-phasige oder 2-phasige
Circuit-Breakers (Open/Close)	Zeichenfarbe für Schalter die als Ergebnis einer Netzberechnung geöffnet oder geschlossen wurden
Color for Identified Network Elements	Zeichenfarbe für Netzwerkelemente, die mit der **FIND** – Funktion gesucht und gefunden wurden.



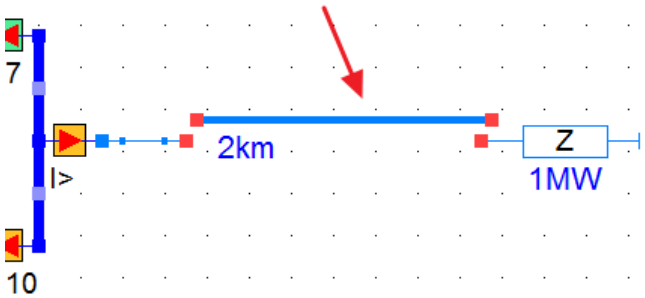
- **Selected Network Elements**
  Ausgewählte (markierte) Netzwerkelemente



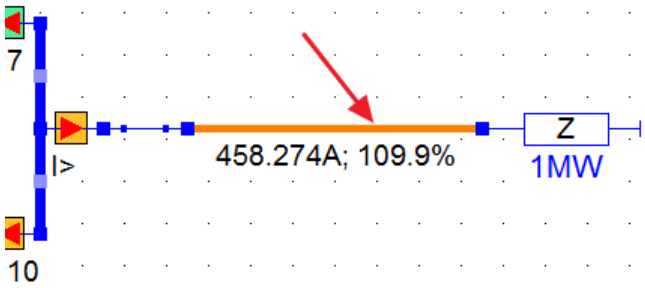
- **Disabled Network Elements**
  Netzwerkelemente, die grafisch vorhanden sind, aber bei der Netzberechnung nicht berücksichtigt werden (Kapitel 4.16)



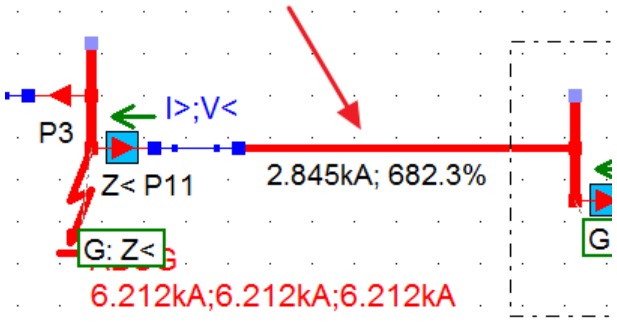
- **Not Connected Network Elements**
  Netzwerkelemente, die mindestens einen grafisch und elektrisch nicht verbundenen Knoten besitzen (Sammelschienen sind davon ausgenommen)



- **Overload > 100%**
  Betriebsmittel wie z.B. Leitungen und Transformatoren, die mehr als 100% ausgelastet sind



- **Overload >120%**
  Betriebsmittel wie z.B. Leitungen und Transformatoren, die mehr als 120% ausgelastet sind



6.5.5 Registerkarte *Line*

Die Einstellwerte der Registerkarte **Line** ermöglicht eine Konfiguration der Leitungen **Line 1..3**, die einen integrierten Fehlerort mit einstellbarer Fehlerart besitzen. Zusätzlich können für diese Leitungen ein Lichtbogen oder ein Fehlerübergangswiderstand eingestellt werden.

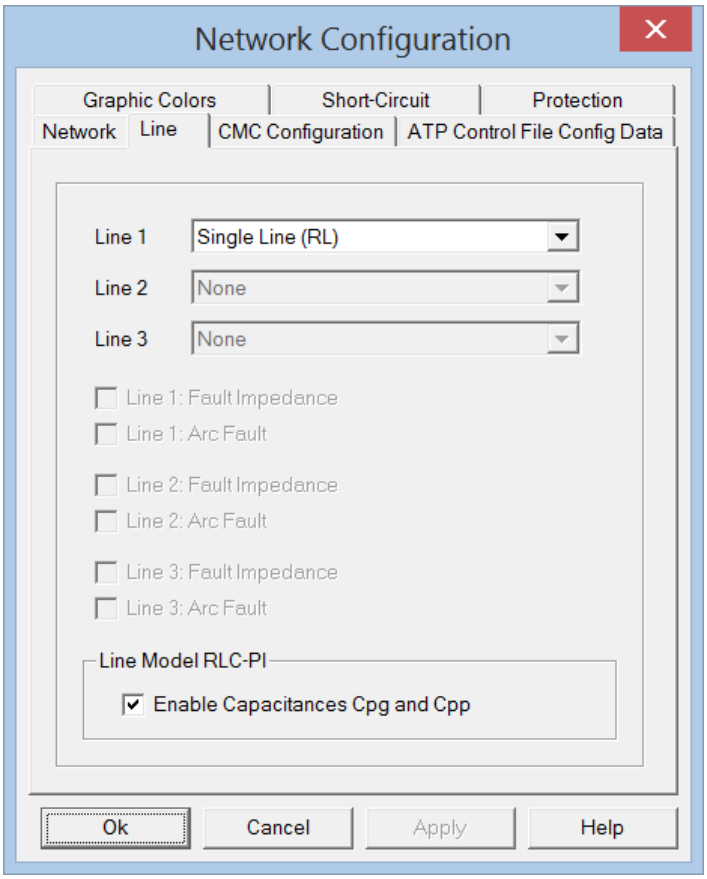


Abbildung 90: Registerkarte *Line*

Einstellwert	Bedeutung
Line 1..3	Leitungsmodell auswählen
Fault Impedance	Fehlerübergangswiderstand aktivieren
Arc Fault	Lichtbogenmodell für eine der Leitungen **Line 1..3** aktivieren (siehe Kapitel 6.14.1)

Line Model RLC-PI
Mit Hilfe des Einstellwertes **Enable Capacitances Cpg and Cpp** kann eingestellt werden, ob die Kapazitäten aller in einem Netz verwendeten Leitungen, die mit einen Leitungstyp aus der Leitungsbibliothek oder dem Leitungsmodell **Single-Line (RLC-PI)** realisiert werden, mit oder ohne Kapazitäten verwendet werden. Im Einstelldialog für Leitungen (Kapitel 6.10.5) wird die Einstellung angezeigt, kann aber dort nicht geändert werden.

6.5.6 Registerkarte ATP Control File Config Data

In der Registerkarte nach Abbildung 71 können einige modellspezifische bzw. ATP spezifische Einstellwerte verändert werden.

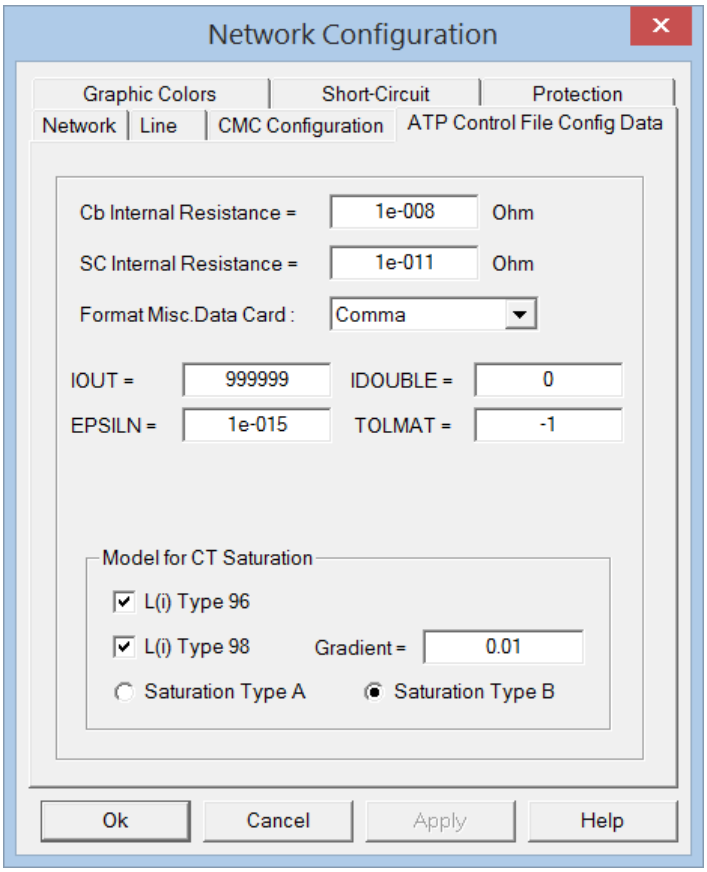


Abbildung 91: Modell und ATP relevante interne Einstellwerte

Einstellwert	Bedeutung
SC Internal Resistance	Wird ein Kurzschluss mit einem **Short-Circuit** (Kapitel 7) verwendet, so kann hier der intern verwendete Kurzschlusswiderstand eingestellt werden. Dieser Widerstand wird nicht verwendet, wenn in dem Einstelldialog des **Short-Circuit** ein optionaler Fehlerwiderstand aktiviert ist.
Cb Internal Resistance	Die ATP basierten Modelle der Circuit-Breaker Cb1..5 verwenden den Längswiderstand im internen Modell.

6.5.7 Anwenderspezifische Beschreibung des elektrischen Netzwerkes

Der Anwender kann zu einem Elektroenergieversorgungsnetz einen textuellen Kommentar eingeben. der in der .NET-Datei gespeichert wird. Dieser Text wird in einem Tooltip an der Cursor-Position angezeigt, wenn im **Browse Files** Dialog (siehe Kapitel 2.6) die Option **Displaying .NET-File Description** aktiviert ist.

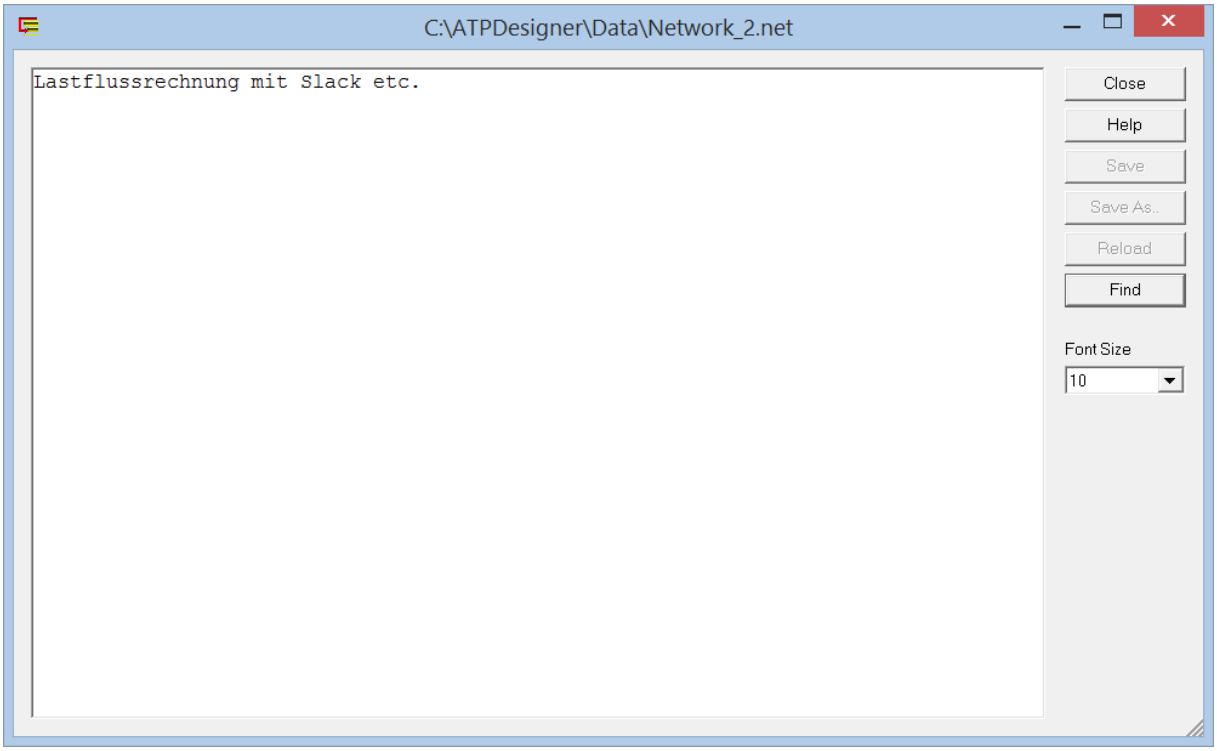


Abbildung 92: Texteditor zur Definition der textuellen Beschreibung des Netzes

6.6 Netzeinspeisung *Network Infeed*

Der nachfolgende Einstelldialog **Network Infeed** kann zur Definition einer 3-phasigen, symmetrischen Netzeinspeisung verwendet werden. Die Netzeinspeisung kann optional in das Verfahren zur Lastflussberechnung mit der Option **Load Adjusting** eingebunden werden. In dieser Betriebsart müssen die Einstellungen in der Registerkarte **Load Adjusting** (siehe Abbildung 73) geeignet gewählt werden.

Damit eine Lastflussberechnung durchgeführt wird, müssen im Einstelldialog **ATP Related Data**, Registerkarte **ATP Data** (Kapitel 6.4.2.3) die Optionen **Load Adjusting** und/oder **Phase Adjusting** aktiviert sein.

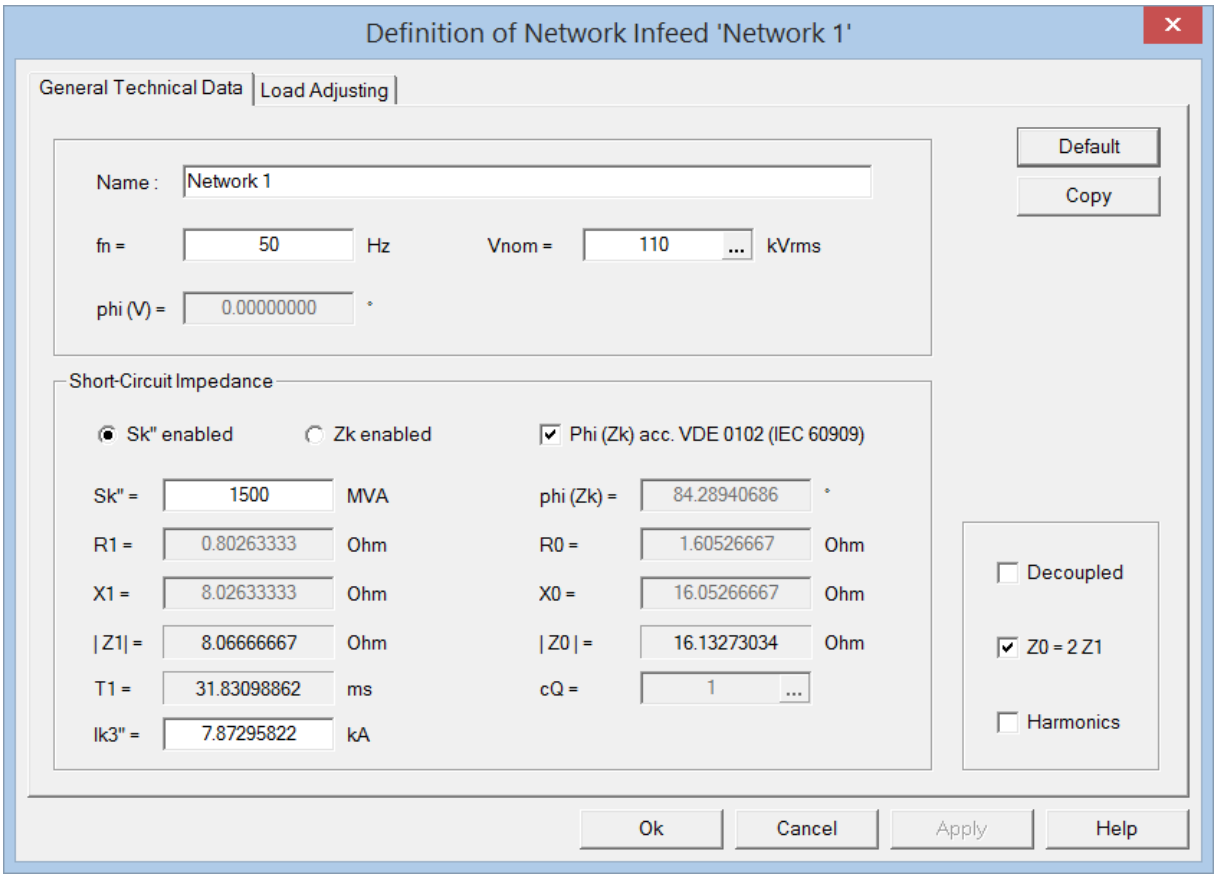


Abbildung 93: Einstelldialog Netzeinspeisung

Einstellwert	Bedeutung
fn	Nennfrequenz
Vnom	Nennspannung
Sk“	Kurzschlussleistung
Ik3"	3-poliger Kurzschlussstrom
R1	Resistanz im Mitsystem
X1	Reaktanz im Mitsystem
|Z1|	Betrag der Mitimpedanz
R0	Resistanz im Nullsystem
X0	Reaktanz im Nullsystem
|Z0|	Betrag der Nullimpedanz
T1	Zeitkonstante der Mitimpedanz
cQ	Spannungsfaktor zur Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (Kapitel 8)

phi (V)	Absoluter Phasenwinkel der internen 3-phasigen Spannungsquelle Dieser Einstellwert definiert den absoluten Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$. Die Leiter-Erd-Spannungen $u_{L2}(t)$ und $u_{L3}(t)$ werden um ±120° im Sinne einer symmetrischen Drehspannungsquelle phasenverschoben nachgebildet.
phi (Zk)	Winkel der internen Kurzschlussimpedanz Der Spannungsfaktor c_Q wird nur zur Werteingabe aktiviert, wenn vorher im Einstelldialog **ATP Data**, Registerkarte **VDE 0102 (IEC60909)** die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 aktiviert wurde.
Default	Laden der Grundeinstellung des Einstelldialogs
Z0 = 2· Z1	Die Nullimpedanz der Netzeinspeisung $\underline{Z}_0 = R_0 + jX_0$ wird als das 2-fache der Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$ angenommen.

Hinweis

Die im Einstelldialog angezeigten Impedanzen werden ohne Berücksichtigung des Spannungsfaktors c_Q berechnet. Der Spannungsfaktor c_Q wird erst bei der Erstellung der .ATP-Eingabedatei berücksichtigt und in dem Tooltip der Netzwerkeinspeisung nach Durchführung der Kurzschlussstromberechnung angezeigt.

Decoupled

- Wenn aktiv, wird die Netzinnenimpedanz der Netzeinspeisung durch drei 1-phasige vollständig entkoppelte Serienimpedanzen $\underline{Z} = R + jX$ nachgebildet.
- Wenn inaktiv, wird die Netzinnenimpedanz der Netzeinspeisung durch drei 1-phasige induktiv gekoppelte Serienimpedanzen mit Mitsystem $\underline{Z}_1$ und Nullsystem $\underline{Z}_0$ (Leitungsmodell: **mutual coupled RL**) nachgebildet.

Harmonics

Für die Netzeinspeisung können zusätzliche Oberschwingungsspannungsquellen definiert werden.

Kurzschlussstrom Ik3"

Die Kurzschlussleistung $S_k"$ und der 3-polige Kurzschlussstrom $I_{k3}"$ werden wie folgt berechnet.

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{k3}'' \leftrightarrow I_{k3}'' = \frac{S_k''}{\sqrt{3} \cdot U_n} \qquad (1.18)$$

Berechnung der Kurzschlussimpedanz *Short-Circuit Impedance*
Die Betriebsart legt fest, wie die Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung berechnet wird.

- **Sk" enabled**
  Die Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung wird aus der Kurzschlussleistung **S_k"**, der Nennspannung **V_{nom}** und dem Kurzschlusswinkel **phi (Zk)** in Anlehnung an VDE 0102 (IEC 60909) berechnet.

$$Z_Q = \frac{V_{nom}^2}{S_k''} \qquad (1.19)$$

  Wenn die Option **Phi (Zk) acc. VDE 0102 (IEC 60909)** aktiv ist, werden Mitresistanz R_1 und Mitreaktanz X_1 wie folgt in Anlehnung an VDE 0102 (IEC 60909) berechnet.

$$X_1 = 0{,}995 \cdot Z_Q \qquad R_1 = 0{,}1 \cdot X_1 \qquad (1.20)$$

  Wenn die Option **Phi (Zk) acc. VDE 0102 (IEC 60909)** inaktiv ist, wird die Mitresistanz R_1 aus dem Wert der Mitreaktanz X_1 und dem Kurzschlusswinkel **phi (Z_k)** berechnet.

$$R_1 = \frac{X_1}{\tan\left(Phi\left(Z_k\right)\right)} \qquad (1.21)$$

- **Zk enabled**
  Die Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$ wird aus den Einstellwerten berechnet.

Unabhängig von der Methode für die Berechnung der Kurzschlussimpedanz wird nach der erneuten Berechnung der Kurzschlussimpedanz der Kurzschlusswinkel **phi (Zk)** neu berechnet und ausgegeben.

Hinweis
Ist die Option **Load Adjusting** (Kapitel 6.4.3) der Lastflussberechnung nicht deaktiviert, so wird unabhängig von den Einstellungen der Registerkarte **Load Adjusting** (Kapitel 6.6.1) der Netzeinspeisung das Modell einer symmetrischen 3-phasigen Drehspannungsquelle mit Innenimpedanz $\underline{Z}_Q$ verwendet. Die Innenimpedanz $\underline{Z}_Q$ wird z.B. aus der Kurzschlussleistung S_k" und der Nennspannung V_{nom} berechnet.

6.6.1 Registerkarte *Load Adjusting*

Bei der Durchführung einer Lastflussberechnung mit der Funktion **Load Adjusting** (siehe Kapitel 6.4.3) kann die Netzeinspeisung wie bei Lastflussberechnungen üblich auf unterschiedliche Art und Weise in der Lastflussberechnung berücksichtigt werden, wenn die Option **Adjusting Network Infeed** aktiviert ist.

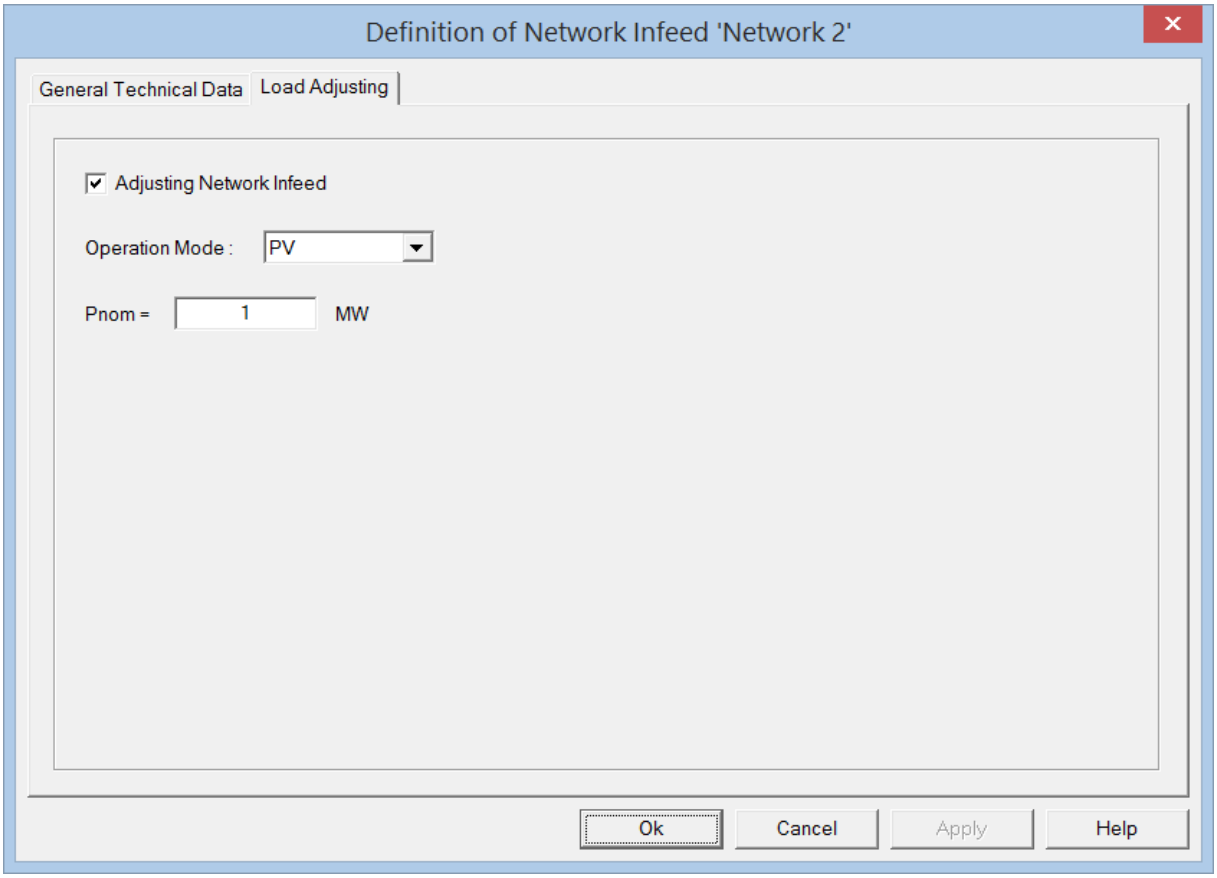


Abbildung 94: Einstelldialog Netzeinspeisung - *Load Adjusting*

Adjusting Network Infeed
Wenn die Option aktiviert ist, wird bei Ausführung einer Lastflussberechnung (siehe **Load Adjusting** Kapitel 6.4.3) die Netzeinspeisung abhängig vom **Operation Mode** in der Lastflussberechnung berücksichtigt.

Operation Mode
Abhängig von dem Einstellwert wird das ATP-basierte Modell der Netzeinspeisung gewählt.

- **Network**
  Die Netzeinspeisung wird mit einer 3-phasigen symmetrischen Spannungsquelle und einer Innenimpedanz $\underline{Z}_Q$ nachgebildet. Die Innenimpedanz $\underline{Z}_Q$ wird z.B. aus der Kurzschlussleistung S_k" und der Nennspannung V_{nom} berechnet. Spannung und Leistungen am Netzanschlussknoten werden durch das Iterationsverfahren nicht verändert sondern ergeben sich durch die Einstellwerte der Netzeinspeisung.

- **Slack**
  Die Netzeinspeisung wird als ideale 3-phasige symmetrische Spannungsquelle mit Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ = 0Ω d.h. mit Kurzschlussleistung $S_k'' = \infty$ und Nennspannung V_{nom} = konst. am Netzanschlusspunkt nachgebildet. Diese Einstellung entspricht dem **Slack-Knoten** einer Lastflussberechnung.

- **PV**
  Die Netzeinspeisung wird wie bei Lastflussberechnungen üblich als **PU-Knoten** mit folgenden Merkmalen am Netzanschlusspunkt (NAP) nachgebildet:

  - **Wirkleistungseinspeisung**
    Die **Wirkleistung P_{nom}** kann im Einstelldialog nach Abbildung 74 eingestellt werden.

  - **Nennspannung**
    Der Betrag der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) wird durch die im Einstelldialog nach Abbildung 73 definierbare **Nennspannung V_{nom}** definiert.

  Der Wert der Kurzschlussimpedanz wird durch das Iterationsverfahren automatisch an das verwendete Modell der Synchronmaschine angepasst.

  - Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ = j0,5Ω
  - Nullimpedanz $\underline{Z}_{0k}$ = j1,0Ω

  Als Startwerte des Iterationsverfahrens werden verwendet:

  - Betrag der interne Mitsystemspannung E = Einstellwert **V_{nom}**
  - Phasenwinkel der internen Mitsystemspannung ϑ = Einstellwert ***phi (V)***

    Hinweis
    Der Einstellwert **phi (V)** kann bei der Netzeinspeisung **Network Infeed 1** nicht manuell verändert werden. Unabhängig davon kann auch **Network Infeed 1** als PV-Knoten verwendet werden.

    Durch eine geeignete Wahl des Phasenwinkels **phi (V)** vor dem Start der Lastflussberechnung kann die Konvergenz des Iterationsverfahrens erheblich beschleunigt werden.

Pnom
Wirkleistung, die in der Betriebsart **PV** am Netzanschlusspunkt eingespeist wird.

6.6.2 Lastflussberechnung - Modell der Netzeinspeisung in der Betriebsart *PV*

In der Betriebsart **PV** wird im Mitsystem für die Netzeinspeisung das dem Synchronmaschine entsprechende Ersatzschaltbild nach Abbildung 75 verwendet.

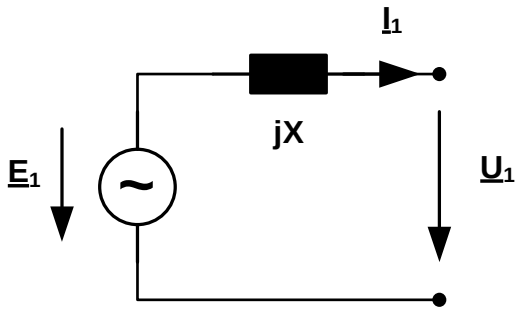


Abbildung 95:Ersatzschaltbild der Netzeinspeisung im Mitsystem

Für die ins Netz eingespeiste Scheinleistung ergibt sich:

$$\underline{S}_1 = 3 \cdot \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_1^* \tag{1.22}$$

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{E}_1 - \underline{U}_1}{jX_1} \tag{1.23}$$

Mit $\underline{U}_1 = U \cdot e^{j0^\circ}$ als Referenzspannung und $\underline{E}_1 = E \cdot e^{j\vartheta}$ gilt:

$$\underline{S}_1 = 3 \cdot U \cdot \left(\frac{\underline{E}_1 - U}{jX_1} \right)^* \tag{1.24}$$

$$\underline{S}_1 = 3 \cdot U \cdot \left(\frac{E \cdot (\cos\vartheta + j\sin\vartheta) - U}{jX_1} \right)^* \tag{1.25}$$

$$\underline{S}_1 = 3 \cdot U \cdot \frac{E \cdot (\cos\vartheta - j\sin\vartheta) - U}{-jX_1} \tag{1.26}$$

Nach der Multiplikation von Zähler und Nenner mit dem Operator j ergibt sich:

$$\underline{S}_1 = \frac{3 \cdot U}{X_1} \cdot \left(E \cdot (\sin\vartheta - j\cos\vartheta) - jU \right) \tag{1.27}$$

Daraus ergibt sich für die eingespeiste Wirkleistung P = Re ($\underline{S}_1$):

$$P = \frac{3 \cdot U \cdot E \cdot \sin\vartheta}{X_1} \tag{1.28}$$

Der Phasenwinkel ϑ entspricht dem Polradwinkel der Synchronmaschine im Mitsystem. Aus Gleichung (1.28) kann die Vorschrift zur Berechnung des absoluten Phasenwinkels ϑ für die interne Mitsystemspannung $\underline{E}$ abgeleitet werden.

$$\vartheta = \arcsin\left(\frac{P \cdot X_1}{3 \cdot U \cdot E}\right) \qquad (1.29)$$

Mit Hilfe Gleichung (1.29) kann ein iteratives Verfahren für die Lastflussberechnung mit Stromiteration abgeleitet werden.

$$\vartheta_k = \arcsin\left(\frac{P_{nom} \cdot X_1}{3 \cdot U_{k-1} \cdot E_k}\right) \qquad (1.30)$$

mit

	Bedeutung
X_1	Reaktanz der Netzeinspeisung im Mitsystem
P_{nom}	Wirkleistung am Netzanschlusspunkt (siehe Abbildung 74)
U_{k-1}	Betrag der Mitsystemspannung des letzten Iterationsschrittes
E_k	Betrag der internen Mitsystemspannung für den k-ten Iterationsschritt nach Korrektur
ϑ_k	Neuer Phasenwinkel für den k-ten Iterationsschritt

Das iterative Verfahren setzt voraus, dass eine symmetrische Einspeisung erfolgt.

Korrektur der internen Mitsystemspannung E

Nach Ausführen des k-1-ten Iterationsschrittes wird der Betrag der internen Mitsystem-spannung E so angepasst, dass sich am Netzanschlusspunkt (NAP) die im Einstelldialog (Abbildung 73) definierte Nennspannung V_{nom} einstellt.

6.7 3-phasige Spannungs-/Strom-/Leistungsquelle *3-Phase Source*

6.7.1 Allgemeine Einstellungen - *General Technical Data*

Der Einstelldialog **3-Phase Source** kann dazu verwendet werden, 1-, 2- und 3-phasige Spannungs-, Strom- oder Leistungsquelle zu definieren. Die Leistungsquellen können als Quellen konstanter Scheinleistung oder konstanter Wirkleistung basierend auf einer geregelten Stromquelle definiert werden. Daher eignet sich dieses Modell auch zur Nachbildung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen, die mit Netzstromrichtern Elektroenergie einspeisen. In Abhängigkeit der Betriebsart ***Operation Mode*** können weitere Einstellwerte verändert werden.

Das Netzwerkelement **3-Phase Source** kann nur für Lastflussberechnungen d.h. für die Berechnung stationärer Netzzustände verwendet werden, nicht für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge.

Das Netzwerkelement **3-Phase Source** beinhaltet auch einen **U<>-Schutz** (Spannungssteigerungs- bzw. Spannungsrückgangsschutz), der zusammen mit den Schutzfunktionen der **Probe** ausgeführt wird. Näheres wird in Kapitel 6.7.5 erläutert.

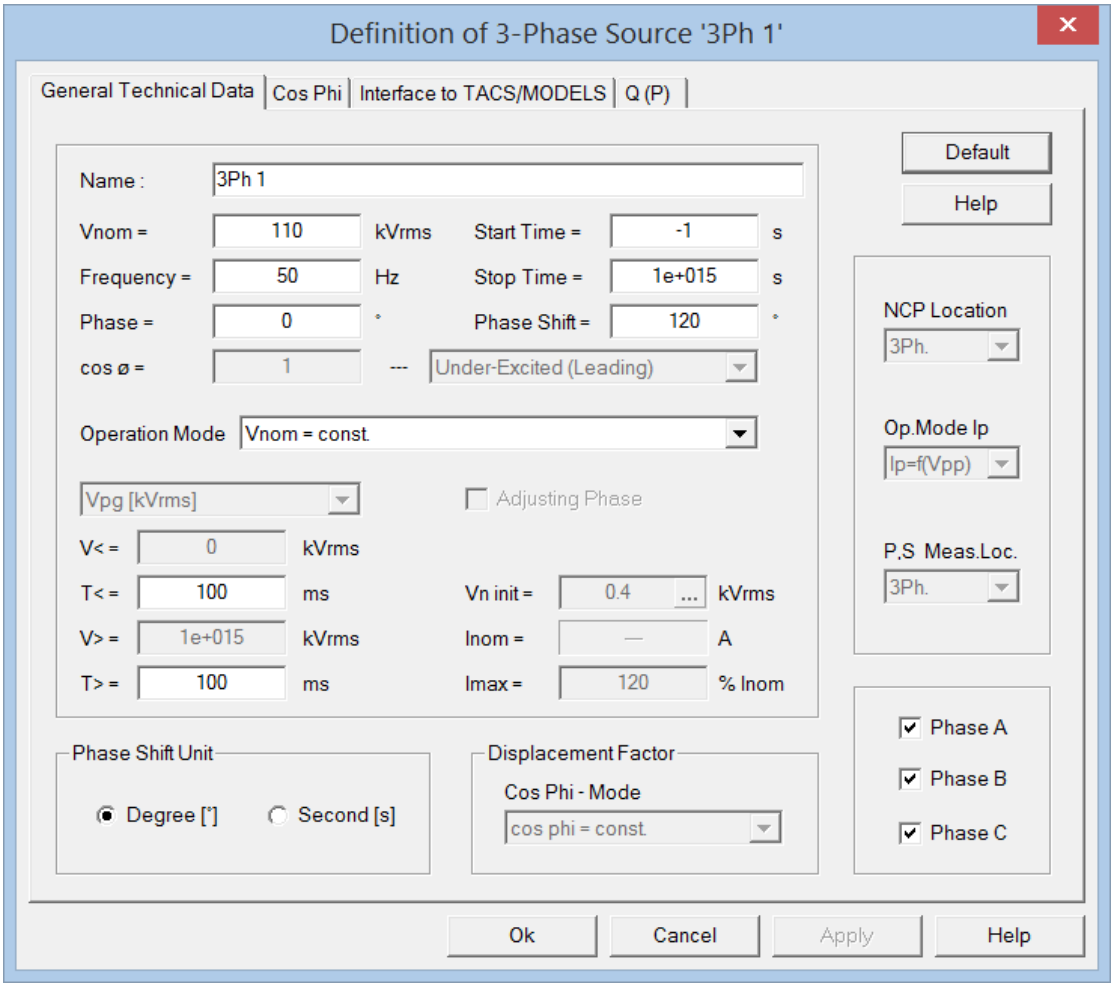


Abbildung 96: Einstelldialog 3-phasige U/I/S/P-Quelle

Einstellwert	Bedeutung
Vnom	Nennspannung [kV]
Inom	Nennstrom [A]
Snom	Nennscheinleistung [kVA]
Pnom	Nennwirkleistung [kW]

Hinweis
Die Textelemente z.B. **Snom** oder **Pnom** werden im Einstelldialog abhängig von der Betriebsart **Operation Mode** dargestellt.

Frequency Frequenz der Spannungs- oder Stromquelle [Hz]

Phase Absolute Phasenlage zu Beginn der Netzberechnung in [Grad] oder [s]

Die Einheit des Einstellwertes ist abhängig von der Auswahl **Degree** oder **Second** im Feld **Phase Shift Unit**.

cos ϕ Verschiebungsfaktor cos φ

Der Verschiebungsfaktor muss in Zusammenhang mit dem Einstellwert **Under-Excited** bzw. **Over-Excited** ermittelt werden.

- **Under-Excited** = untererregt
- **Over-Excited** = übererregt

Start Time Zeitpunkt der Aktivierung der Spannungs- oder Stromquelle [s] (gilt sowohl für die stationäre Netzberechnung (Kapitel 7) als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge (Kapitel 9))

-1: Die Spannungs- oder Stromquelle ist zu Beginn der Netzberechnung aktiv d.h. die **3-Phase Source** wird in der Lastflussberechnung berücksichtigt.

Hinweis

Für die Lastflussberechnung muss der Einstellwerte Start Time = -1s eingestellt sein, da bei allen anderen Werten das Netzwerkelement **3-Phase Source** nicht in der Lastflussberechnung berücksichtigt wird. Insofern kann die **3-Phase Source** im Sinne der Lastflussberechnung vor dem Start der Lastflussberechnung vom Netz getrennt oder am Netz parallel geschaltet werden.

Stop Time Zeitpunkt der Deaktivierung der Spannungs- oder Stromquelle [s] (gilt sowohl für die stationäre Netzberechnung (Kapitel 7) als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge (Kapitel 9))

Phase Shift Phasenverschiebung der drei 1-phasigen Spannungs- oder Stromquellen zueinander [°]

Ausgehend von einem symmetrischen 3-phasigen Spannungs- oder Stromsystem beträgt der Einstellwert 120°.

Phase A, B, C Modell für Phase A, B, C aktivieren / deaktivieren

Op. Mode Ip
Die Berechnung des Betrages der Leiterströme I_p der Stromquelle kann mit Hilfe der Leiter-Erd-Spannungen oder Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) erfolgen. Der Netzanschlusspunkt kann wie in erläutert entweder am Netzknoten der ***3-Phase Source*** oder am Netzknoten einer beliebigen ***Probe Prbx*** liegen.

- **$I_p=f(V_{pg})$**
  Berechnung des Leiterstrombetrages I_p durch die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP)

- **$I_p=f(V_{pp})$**
  Berechnung des Leiterstrombetrages I_p durch die Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP)

P, S
Abhängig von der Betriebsart der Leistungsregelung (**Operation Mode**) wird die Leistung S_{nom} oder P_{nom} am Netzanschlusspunkt (NAP = **NCP**) oder am Netzanschlussknoten des Netzwerkelementes 3-Phase Source (**3Ph.**) von dem iterativen Algorithmus eingeregelt.

Operation Mode

- Vnom = const. **Spannungsquelle mit konstantem Spannungsbetrag**

- Inom = const. **Stromquelle mit konstantem Strombetrag**

  Einstellung des Leiterstroms I_{nom} sowie der Schutzfunktionen Überspannungsschutz V> und Unterspannungsschutz V<

- Snom (Ip:1/2/3p) = const.
  Snom (Ip:3p) = const.

  Geregelte Stromquelle mit konstanter Scheinleistung S_{nom}

  Überwachung des Leiterstroms I_L, Begrenzung auf den maximal zulässigen Leiterstrom I_{max}, Schutzfunktionen Überspannungsschutz V> und Unterspannungsschutz V<

  Es ist hier zu beachten, dass der **Teilleistungsfaktor s** aus dem Dialog ***ATP Data*** - ***Phase Adjusting*** (Kapitel 6.4.6) zur Berechnung der tatsächlich eingespeisten Scheinleistung $S = s \cdot S_{nom}$ verwendet wird.

- Pnom (Ip:1/2/3p) = const.
  Pnom (Ip:3p) = const.

  Geregelte Stromquelle mit konstanter Wirkleistung P_{nom}

Überwachung des Leiterstroms I_L, Begrenzung auf den maximal zulässigen Leiterstrom I_{max}, Schutzfunktionen Überspannungsschutz V> und Unterspannungsschutz V<

Es ist hier zu beachten, dass der **Teilleistungsfaktor s** aus dem Dialog ***ATP Data*** - ***Phase Adjusting*** (Kapitel 6.4.6) zur Berechnung der tatsächlich eingespeisten Wirkleistung $P = s \cdot P_{nom}$ verwendet wird.

- v(t) = MODELS **MODELS gesteuerte 3-phasige Spannungsquelle**
- i(t) = MODELS **MODELS gesteuerte 3-phasige Stromquelle**

Geregelte Stromquelle konstanter Leistung
Unter einer geregelten Stromquelle wird hier eine Stromquelle verstanden,

- deren Amplitude (Strombetrag) abhängig von der eingestellten Leistung S_{nom} oder P_{nom} und der am Netzanschlusspunkt (NAP = NCP) berechneten Netzspannung

UND

- deren Phasenverschiebung der Leiterströme zur Netzspannung am Netzanschlusspunkt (NAP = NCP) entsprechend dem Verschiebungsfaktor cos φ

iterativ mit mehreren Schritten eingeregelt wird. Diese Berechnungsmethode wird im Folgenden **iterative Netzberechnung** genannt.

Vn init
Startwert der Nennspannung [kV] zur Berechnung des Betrags der Stromquelle für die Betriebsarten ***Snom (Ip:1/2/3p) = const.***, ***Snom (Ip:3p) = const.***, ***Pnom (Ip:1/2/3p) = const.*** und ***Pnom (Ip:3p) = const.***

Betriebsarten Snom (Ip:3p) = const. und Pnom (Ip:3p) = const.
Die Betriebsarten können zur Nachbildung eines 3-phasigen, symmetrischen Netzumrichters basierend auf dem Modell der geregelten Stromquelle verwendet werden. Die Amplituden der drei Leiterströme sind immer gleich, die Phasenverschiebung der drei Leiterströme untereinander beträgt fest 120°, auch während der einzelnen Schritte der iterativen Netzberechnung ***Phase Adjusting***. Im Verlauf der iterativen Netzberechnung wird aus den je Leiter berechneten Abweichungen der berechneten zur eingestellten Phasenverschiebung ***Phase*** der Mittelwert berechnet. Mit Hilfe des Mittelwertes wird dann eine symmetrische, 3-phasige Stromquelle gebildet.

Die **Regelung der Leistung** erfolgt mit Hilfe der am Netzanschlusspunkt (NAP) berechneten Leiter-Erd-Spannungen. Die Leistung P oder S wird aus den drei leiterselektiven Leistungen berechnet und vektoriell berechnet. Die Amplitude der drei Stromquellen wird so eingestellt, dass die gemessene Leistung P oder S am NAP gleich der eingestellten Leistung P_{nom} oder S_{nom} entspricht.

Betriebsarten Snom (Ip:1/2/3p) = const. und Pnom (Ip:1/2/3p) = const.
Die Betriebsarten können zur Nachbildung von 1-3 1-phasigen Netzstromrichtern basierend auf dem Modell der geregelten Stromquelle verwendet werden. Im Verlauf der iterativen Netzberechnung **Phase Adjusting** wird versucht, für jeden einzelnen der bis zu drei 1-phasigen Netzstromrichter des Netzelementes die Phasenverschiebung der Leiterströme in Bezug auf die zugehörige Leiter-Erd-Spannung iterativ auf die vom Anwender eingestellte Phasenverschiebung **Phase** einzustellen. Da die Leiter getrennt betrachtet werden, können sich im Verlauf der iterativen Netzberechnung **Phase Adjusting** unsymmetrische Leiterströme einstellen, d.h. die Beträge der drei Leiterströme können verschieden sein, die Phasenverschiebung zwischen den Leiterströmen kann von 120° abweichen.

Für die Betriebsarten **Pnom (Ip:1/2/3p) = const.** und **Pnom (Ip:3p) = const.** wird zunächst die Scheinleistung **S_{nom}** aus der eingestellten Wirkleistung **P_{nom}** und dem eingestellten Verschiebungsfaktor **cos ϕ** berechnet. Es muss hier beachtet werden, dass der Netzanschlusspunkt (NAP = **NCP**) eingestellt werden kann.

$$S_{nom} = \frac{P_{nom}}{\cos\phi} \tag{1.31}$$

- Sollte der Verschiebungsfaktor cos $\varphi = 0$ betragen, wird eine Scheinleistung $S_{nom} = 0$MVA verwendet.
- Die berechnete Scheinleistung S_{nom} wird auf die maximal zulässige Scheinleistung S_r (siehe Kapitel 6.7.7) begrenzt.

Für die Betriebsarten

- **Snom (Ip:1/2/3p) = const.**,
- **Snom (Ip:3p) = const.**,
- **Pnom (Ip:1/2/3p) = const.** und
- **Pnom (Ip:3p) = const.**

wird vor der ersten, stationären Netzberechnung N = 1 (d.h. auch bei aktivierter Option ***Phase Adjusting,*** Kapitel *6.4.6*) der Betrag I_L der Stromquelle(n) als Startwert wie folgt be-rechnet.

$$I_L = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot V_{nominit}} \tag{1.32}$$

für **Pnom (Ip:3p) = const.** und **Snom (Ip:3p) = const.**

$$I_L = \frac{S_{nom}}{N \cdot \frac{V_{nominit}}{\sqrt{3}}} \tag{1.33}$$

für **Pnom (Ip:1/2/3p) = const.** und **Snom (Ip:1/2/3p) = const.**

- N : Anzahl 1-phasiger Stromquellen des Netzwerkelementes 3-Phase Source mit aktiver Option **Adjusting Phase**

Hinweis
Voraussetzung für die Berechnung des Leiterstroms I_L ist die Annahme, dass ein symmetrischer Netzzustand vorliegt. Insofern ist auch ein 3-poliger Kurzschluss ein symmetrischer Netzzustand. Der Leiterstrom I_L wird als Amplitude für die drei Leiter L1, L2 und L3 gleich verwendet.

Im weiteren Verlauf der iterativen Netzberechnung **Phase Adjusting** (Kapitel 6.4.6) für N = 2, 3, ... wird für die o.g. Betriebsarten jeweils vor jeder weiteren Ausführung einer stationären Netzberechnung der Betrag des Leiterstroms I_L der Stromquelle wie folgt neu unter Verwendung der mittleren Versorgungsspannung U_{mittel} am Netzanschluss-punkt (NAP = **NCP**) berechnet.

$$I_L = \frac{S_{nom}}{N \cdot U_{mittel}} \qquad (1.34)$$

- N : Anzahl 1-phasiger Stromquellen des Netzwerkelementes 3-Phase Source mit aktiver Option **Adjusting Phase**

  Snom (Ip:1/2/3p) = const., **Pnom (Ip:1/2/3p) = const.** : N = 1,2,3
  Snom (Ip:3p) = const., **Pnom (Ip:3p) = const.** : N = 3

- U_{mittel} : Mittelwert der Beträge der Leiter-Erd-Spannung oder Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP = **NCP**) als Ergebnis der letzten Berechnung des stationären Netzzustandes

  - für **Op.Mode = I_p=f(V_{pg})**

    $$U_{mittel} = \frac{U_{L1} + U_{L2} + U_{L3}}{3} \qquad (1.35)$$

    Im Falle einer 1/2/3-phasigen Stromquelle werden folgende Leiter-Erd-Spannungen für die Mittelwertbildung verwendet: Phase A ≡ U_{L1}, Phase B ≡ U_{L2}, Phase C ≡ U_{L3}.

  - für **Op.Mode = I_p=f(V_{pp})**

    $$U_{mittel} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{L1L2} + U_{L2L3} + U_{L3L1}}{3} \qquad (1.36)$$

    Im Falle einer 1/2/3-phasigen Stromquelle werden folgende Leiter-Leiter-Spannungen für die Mittelwertbildung verwendet: Phase A ≡ U_{L1L2}, Phase B ≡ U_{L2L3}, Phase C ≡ U_{L3L1}.

Begrenzung des Leiterstroms auf den maximal zulässigen Leiterstrom I_{max}
Vor dem Start einer Netzberechnung wird von ATPDesigner geprüft, ob der Betrag des Leiterstromes I_L den maximal zulässigen Betrag I_{max} überschreitet. In diesem Fall wird der Betrag auf $I_L = I_{max}$ begrenzt. Diese Begrenzung ist für die Nachbildung von Netzstromrichtern in einer stationären Netzberechnung erforderlich, die immer eine maximal zulässige Stromtragfähigkeit der leistungselektronischen Komponenten aufzeigen.

Phase Shift Unit
Die Einheit des Einstellwertes ***Phase*** kann in Grad ***Degree*** oder Sekunden ***Second*** definiert werden.

Displacement Factor - Cos Phi - Mode
Mit diesem Einstellwert wird die Berechnungsgrundlage des **Verschiebungsfaktors cos φ** definiert.

- **cos phi = const.**
  Der Verschiebungsfaktor cos φ wird als konstanter Faktor durch den Einstellwert **cos ϕ** und die Betriebsart **Over-Excited** bzw. **Under-Excited** definiert.

- **cos phi (P/Pnom)**
  Der Verschiebungsfaktor cos φ wird durch die Kennlinie in der Registerkarte **Cos Phi** definiert. Die Registerkarte definiert die Stützstellen [P/P_{nom}, cos φ (P/P_{nom})] sowie die Betriebsart des Verschiebungsfaktors cos φ übererregt oder untererregt.

- **cos phi (V/Vnom)**
  Der Verschiebungsfaktor cos φ wird durch die Kennlinie in der Registerkarte **Cos Phi** definiert. Die Registerkarte definiert die Stützstellen [U/U_{nom}, cos φ (U/U_{nom})] sowie die Betriebsart des Verschiebungsfaktors cos φ übererregt oder untererregt.

Hinweis
In der Betriebsart (Operation Mode) **Inom = const.** wird der Verschiebungsfaktor immer in der Betriebsart **cos phi = const.** berechnet. Die Kennlinien werden nicht berücksichtigt.

6.7.2 Netzanschlusspunkt (NAP) - Messort *NCP*

Der Einstellwert **NCP** (**N**etwork **C**onnection **P**oint) legt den Netzknoten fest, an dem der Verschiebungsfaktor cos φ von dem Iterationsverfahrens eingeregelt wird. Darüber hinaus werden am Netzanschlusspunkt die Leiter-Erd- oder Leiter-Leiter-Spannungen erfasst, die zur Berechnung der mittleren Netzspannung U_{mittel} und damit zur Berechnung der Amplitude Ip der Stromquellen verwendet werden.

- 3Ph. Netzanschlusspunkt = Netzanschlussknoten 3-Phase Source
- Prb x Netzanschlusspunkt = Probe Prb x

Hinweis
Der Messort entspricht dem Netzanschlusspunkt (NAP) im Sinne der Mittelspannungsrichtlinie (MSR2008).

Bei der Verwendung als Modell für eine dezentrale Erzeugungsanlage mit Regelung der Einspeiseleistung und des Verschiebungsfaktors am **Netzanschlusspunkt (NAP = NCP)** muss unbedingt beachtet werden, dass der iterative Regelalgorithmus das **Erzeugerzählpfeilsystem** (EZS) hinsichtlich der Messung von Spannungen und Strömen am Netzanschlusspunkt (NAP) voraussetzt.

- Wird als Netzanschlusspunkt (NAP) der interne Messort des Modells d.h. der Netzanschlussknoten **3-Phase Source** verwendet, so wird das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) automatisch verwendet.
- Wird eine Probe **Prb x** am Netzanschlusspunkt als Messort verwendet, so muss die Messrichtung der Probe **Prb x** aus Sicht des Modells **3-Phase Source** unbedingt dem Erzeugerzählpfeilsystem entsprechen.

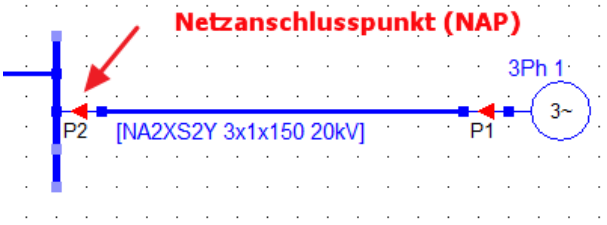


Abbildung 97: Netzanschlusspunkt mit Probe P2 im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)

In Abbildung 77 wird die Probe P2 als Messgerät am Netzanschlusspunkt (NAP) im Sinne des Erzeugerzählpfeilsystems verwendet.

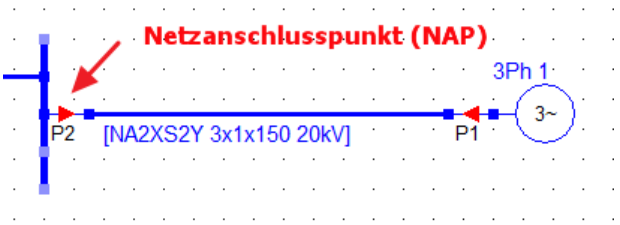


Abbildung 98: Netzanschlusspunkt mit Probe P2 im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS)

In Abbildung 78 wird die Probe P2 als Messgerät am Netzanschlusspunkt (NAP) im Sinne des Verbraucherzählpfeilsystems verwendet. In dieser Messbeschaltung werden die Leistungen invers berechnet.

6.7.3 Betriebsart *cos phi = const.* : Erzeugungsanlagen und Batteriespeicher

Bei der Berechnung des Phasenwinkels **Phase** wird in der Betriebsart **cos phi = const.** die Unterscheidung untererregte Betriebsweise **Under-Excited (Leading)** oder übererregte Betriebsweise **Over-Excited (Lagging)** berücksichtigt.

- **untererregt = Under-Excited** Blindleistung wird vom Netz bezogen.
- **übererregt = Over-Excited** Blindleistung wird ins Netz eingespeist.

Der Verschiebungsfaktor cos ϕ kann im Intervall [0, 1] eingestellt werden. Zusammen mit der Einstellung untererregt oder übererregt wird die **Blindleistungsflussrichtung** eingestellt.

Das Vorzeichen der Wirkleistung P_{nom} bzw. der Scheinleistung S_{nom} definiert die **Wirkleistungsflussrichtung**.

- **$P_{nom} < 0$** Es wird Wirkleistung vom Netz aufgenommen.
- **$P_{nom} > 0$** Es wird Wirkleistung ins Netz eingespeist.

Mit Hilfe der vorzeichenbehafteten Leistungen P_{nom} bzw. S_{nom}, des Verschiebungsfaktors **cos ϕ** und der Betriebsarten **Under-Excited** und **Over-Excited** ist ein Betrieb in allen vier Quadranten der P-Q-Ebene möglich. Es muss dabei berücksichtigt werden, dass das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) vorausgesetzt wird. Daher können mit diesem Modell sowohl Erzeugungsanlagen als auch Batteriespeicher in der Lastflussberechnung berücksichtigt werden.

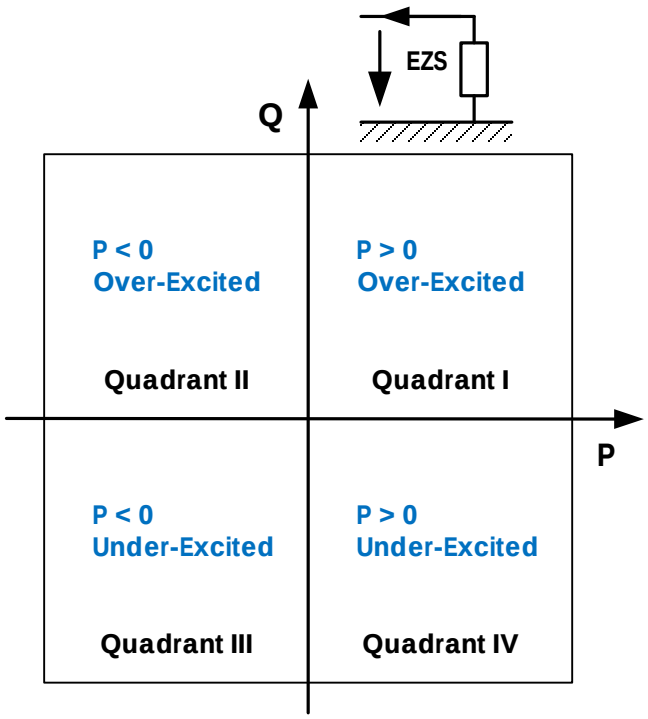
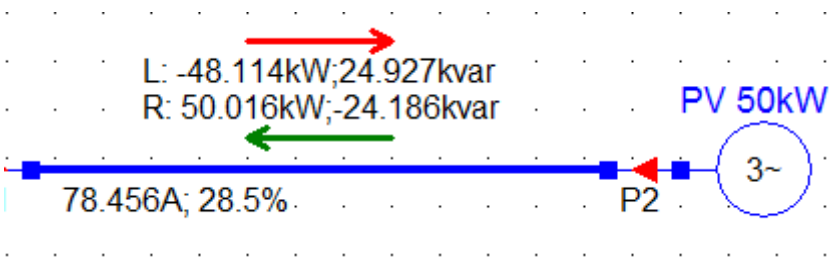


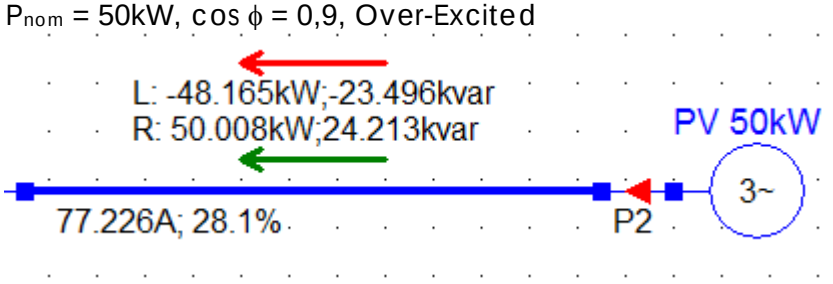
Abbildung 99: 4-Quadranten-Betrieb im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)

Die Wirkleistungs- und Blindleistungsflüsse können einfach an der Leitung, die zu der **3-Phase-Source** führt, abgelesen werden.

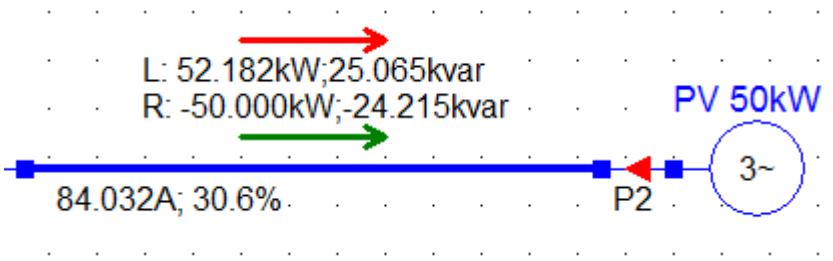
- P_{nom} = 50kW, cos ϕ = 0,9, Under-Excited



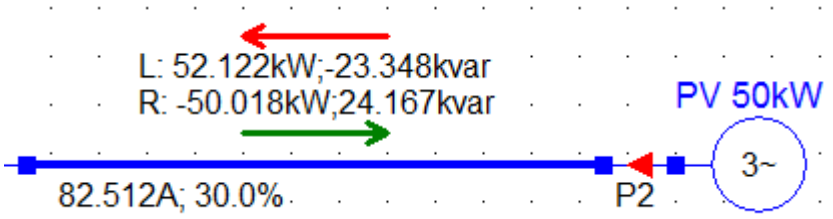
- P_{nom} = 50kW, cos ϕ = 0,9, Over-Excited



- P_{nom} = -50kW, cos ϕ = 0,9, Under-Excited



- P_{nom} = -50kW, cos ϕ = 0,9, Over-Excited



6.7.4 Interface to TACS/MODELS

Strom- oder Spannungsquellen können auch abhängig von Funktionen erzeugt werden, die mit Hilfe von **TACS** oder **MODELS** definiert werden. Dazu muss zunächst der **Operation Mode** in der Registerkarte **General Technical Data** auf

v(t) = MODELS oder **i(t) = MODELS**

eingestellt werden. Die Ausgangsknotennamen der TACS- bzw. MODELS-Funktionen können in dem Einstelldialog nach Abbildung 80 definiert werden.

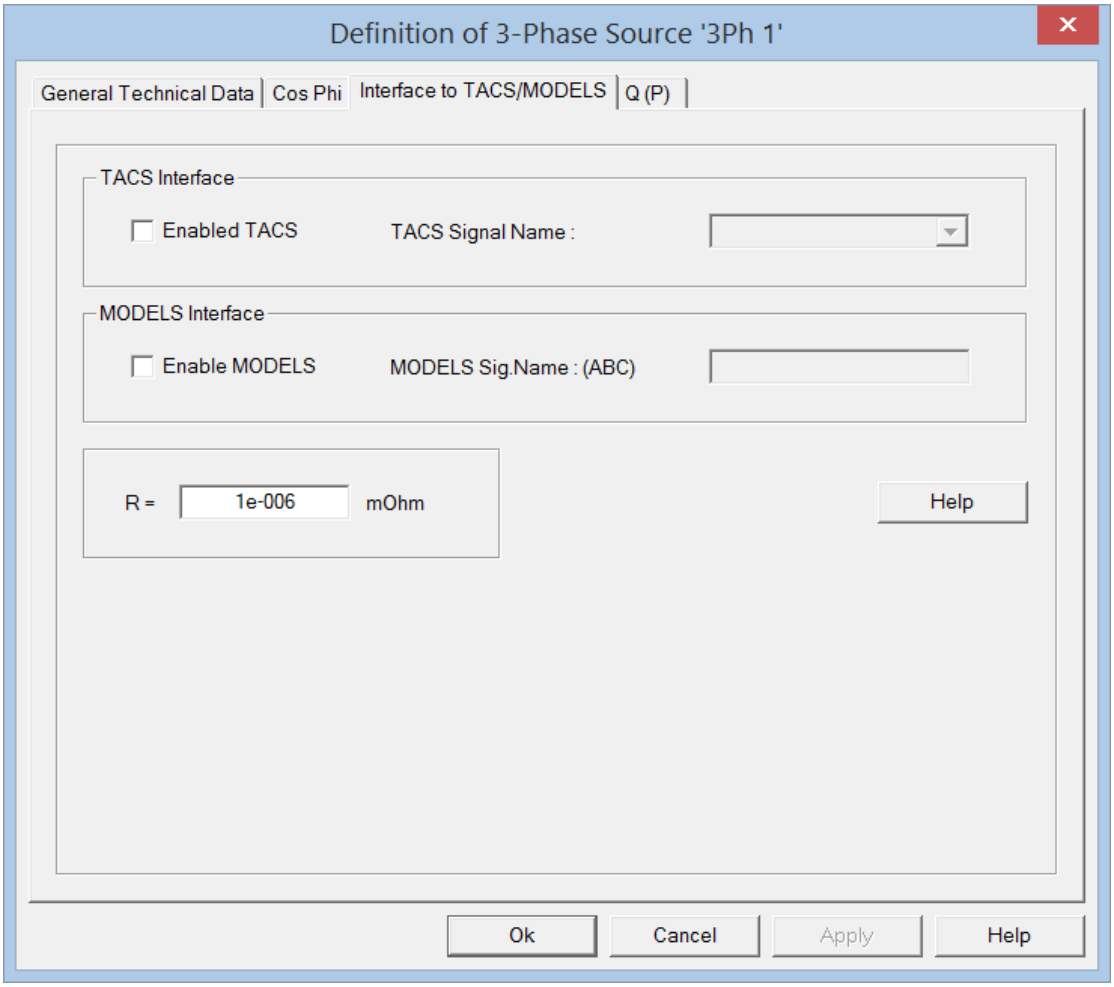


Abbildung 100: Einstelldialog für TACS/MODELS-Interface

Zur Entkopplung der idealen Strom- und Spannungsquellen und zur Vermeidung mathematischer Probleme wird in Serie zu den Quellen eine Resistanz R geschaltet.

Einstellwert	Bedeutung
R	Serienwiderstand zur Entkopplung der idealen Strom- und Spannungsquellen vom elektrischen Netzwerk

6.7.5 Überspannungsüberwachung V>, Unterspannungsüberwachung V<

Die Überwachung des Betrages der Leiter-Erd-Spannungen am Einspeiseknoten des Netzwerkelementes **3-Phase Source** erfolgt immer d.h. unabhängig davon, ob die Option ***Phase Adjusting*** (siehe Kapitel 6.4.2.2) aktiviert wurde oder nicht, allerdings nur für die stromquellenbasierten Modelle mit den folgenden Betriebsarten:

- **Inom = const.**
- **Pnom (Ip:1/2/3p) = const.**
- **Pnom (Ip:3p) = const.**
- **Snom (Ip:1/2/3p) = const.**
- **Snom (Ip:3p) = const.**

Der U<>-Schutz werden zusammen mit den Schutzfunktionen der **Probe** ausgeführt. Die Staffelzeiten des U<>-Schutzes der **3-Phase-Source** werden wie die Staffelzeiten der **Probe** behandelt, um das Schutzgerät mit Generalanregung und der kleinsten Staffelzeit zu identifizieren. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt wie für eine **Probe** sowohl in der Netzgrafik als auch im **Messages Window** (Abbildung 82).

Die Überwachung wird auch dann durchgeführt, wenn die iterative Netzberechnung nicht mit der anwenderspezifischen Genauigkeit beendet wurde (d.h. im Falle der Divergenz der Netzberechnung). Die Einstellwerte der schutztechnischen Funktionen sind in Abbildung 81 dargestellt.

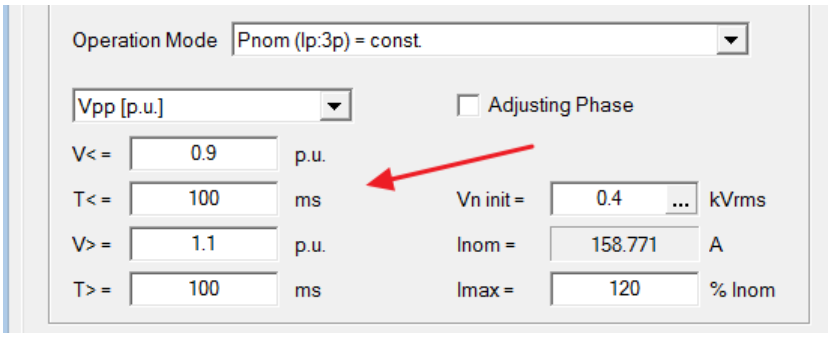


Abbildung 101: Einstellwerte des Über- und Unterspannungsschutzes U<>

Mit Hilfe der Einstellwerte in der Auswahlliste in Abbildung 81 kann festgelegt werden, ob die Schutzfunktionen die Leiter-Leiter- oder die Leiter-Erd-Spannungen überwachen. Darüber hinaus wird die Einheit der Einstellwerte in kV oder in p.u. festgelegt.

- **V_{PG} [kVrms]** Überwachung der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3}.
  Die Einheit der Anregeschwellen V> und V< sind **kV**.

- **V_{PP} [kVrms]** Überwachung der Leiter-Leiter-Spannungen U_{L1L2}, U_{L2L3} und U_{L3L1}.
  Die Einheit der Anregeschwellen V> und V< sind **kV**.

- **V_{PG} [p.u.]** Überwachung der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3}.
  Die Einheit der Anregeschwellen V> und V< sind **p.u. = $V_{n\ init}/\sqrt{3}$**.

- **V_{PP} [p.u.]** Überwachung der Leiter-Leiter-Spannungen U_{L1L2}, U_{L2L3} und U_{L3L1}.
  Die Einheit der Anregeschwellen V> und V< sind **p.u. = $V_{n\ init}$**.

Es muss hier beachtet werden, dass die Abschaltung der **3-Phase Source** nach der letzten Netzberechnung prognostiziert, aber nicht durchgeführt wurde. Die Ergebnisse der zuletzt durchgeführten Netzberechnung berücksichtigen alle **3-Phase Source**. Da es sich hier um eine Lastflussberechnung handelt, ist ein Abschaltvorgang nicht vorgesehen.

In einem weiteren Schritt können jetzt die **3-Phase Source**, die wegen Über- oder Unterspannung vom Netz getrennt würden, nachdem das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markiert wurde manuell mit der Funktionstaste **F5** (siehe Kapitel 4.16) deaktiviert werden. Danach kann der stationäre Netzzustand ohne die deaktivierten **3-Phase Source** erneut iterativ berechnet werden.

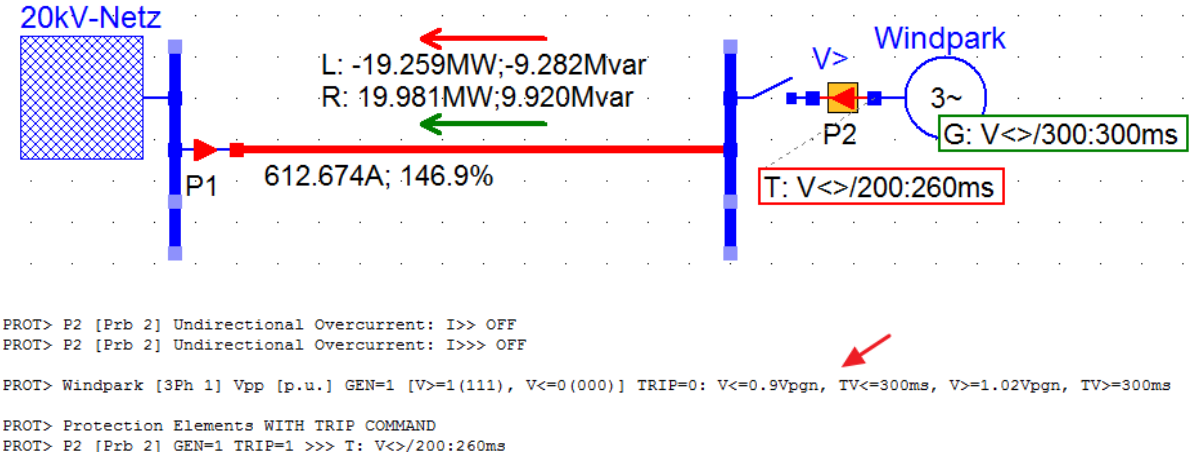


Abbildung 102: 3-Phase-Source abgeschaltet durch den U<>-Schutz

Wird die iterative Lastflussberechnung mit der ESC-Taste abgebrochen, so werden die im Textframe der **3-Phase Source** dargestellten Daten auf Basis der Berechnungsergebnisse des letzten Iterationsschrittes ermittelt. Dies gilt auch, wenn die Lastflussberechnung mit einem Kurzschluss durchgeführt wurde. Wird in diesem Fall für den U<>-Schutz der **3-Phase Source** eine Anregung erkannt, so wird als AUS-Kommandozeit ein sehr großer Zeitwert wie in Abbildung 83 dargestellt ausgegeben.

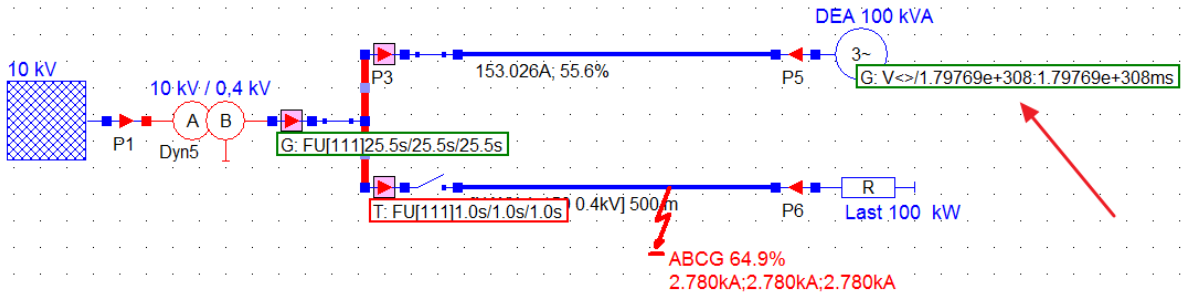


Abbildung 103: AUS-Kommandozeit der 3-Phase Source bei Abbruch der Lastflussberechnung

Imax
Maximal zulässiger Betrag des Leiterstroms [% des Nennstroms I_{nom}]

Inom
Nennstrom der Stromquelle [A]

$$I_{nom} = \frac{S_{nom}/N}{V_{ninit}/\sqrt{3}} \tag{1.37}$$

- **Snom (Ip:1/2/3p) = const.**, **Pnom (Ip:1/2/3p) = const.** : N = 1,2,3
- **Snom (Ip:3p) = const.**, **Pnom (Ip:3p) = const.** : N = 3

6.7.6 Kennlinie des Verschiebungsfaktors cos φ = *f*(P/P$_{nom}$) oder *f*(U/U$_{nom}$)

Der Verschiebungsfaktor cos φ kann auch mit Hilfe einer Kennlinie cos φ = *f*(P/P$_{nom}$) oder cos φ = *f*(V/V$_{nom}$) eingestellt werden. Die Betriebsart muss in der Registerkarte **General Technical Data** mit dem Einstellwert **Displacement Factor - Cos Phi - Mode** ausgewählt werden. Abbildung 84 zeigt den Einstelldialog zur Definition der Kennlinie.

In der Tabelle werden die Punkte der Kennlinie im Sinne eines Polygonzuges mit mehreren Stützstellen [P/P$_{nom}$, cos φ] definiert. Abhängig vom Eingangswert P/P$_{nom}$ identifiziert ATPDesigner zuerst das P/P$_{nom}$ - Intervall des Polygonzuges d.h. die beiden dieses Intervall begrenzenden Punkte der Kennlinie. Zwischenwerte des Verschiebungsfaktors cos φ innerhalb des Intervalls werden durch eine Geradengleichung berechnet d.h. linear interpoliert.

Für jede Stützstelle [P/P$_{nom}$, cos φ] muss zusätzlich eingestellt werden, ob die Stützstelle der Kennlinie für die Betriebsart **übererregt = Over-Excited = 1** oder **untererregt = Under-Excited = 0** definiert ist. Geht die Betriebsart von einer Stützstelle der Kennlinie zur nächsten vom übererregten in den untererregten Betrieb oder umgekehrt, so berücksichtigt ATPDesigner diesen Übergang durch lineare Interpolation bei der Berechnung des Verschiebungsfaktors cos φ.

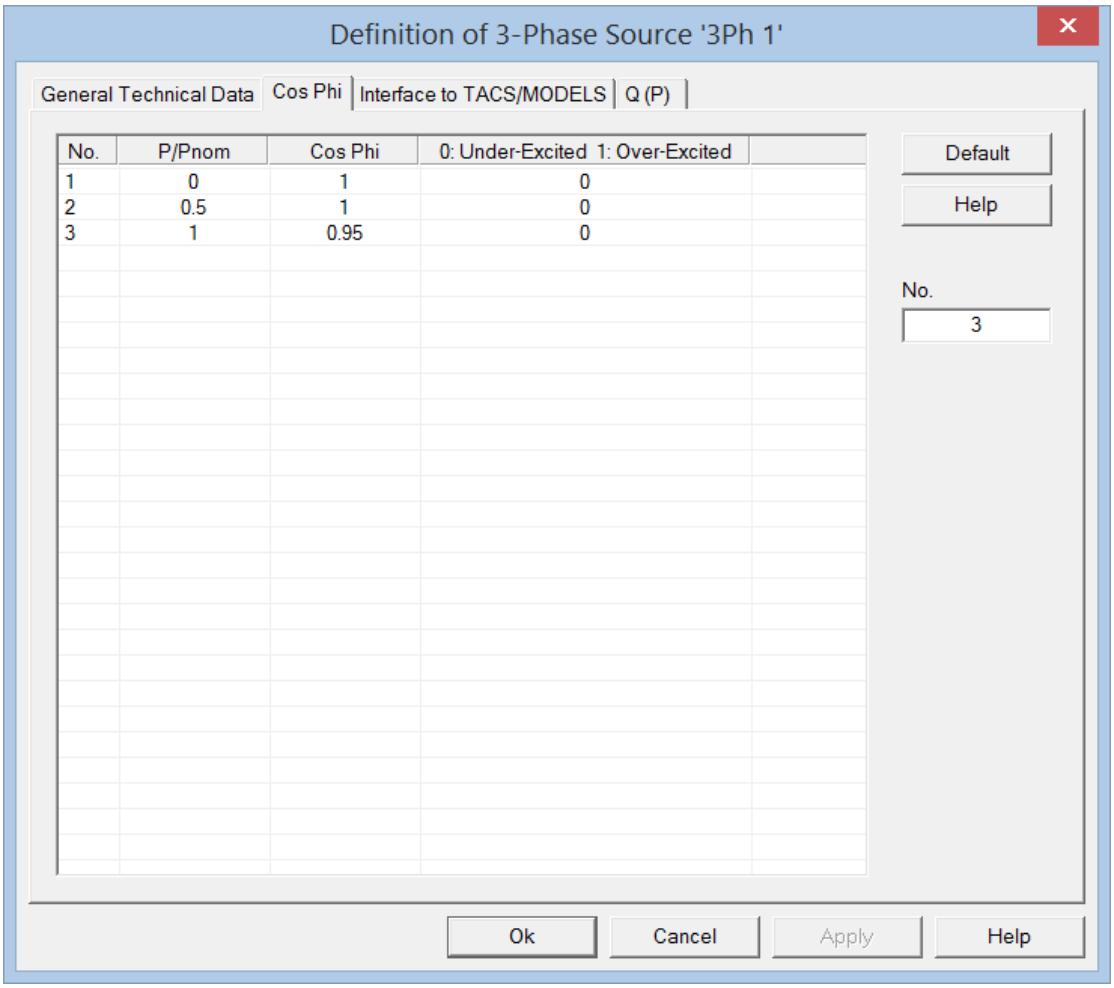


Abbildung 104: Einstelldialog für die Kennlinie des Verschiebungsfaktors

Beispielhaft wird die Einstellung der Kennlinie nach Abbildung 84 durch die in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 aufgeführten Kennlinie (siehe Abbildung 85) erläutert. Der Verschiebungsfaktor cos φ wird in Abhängigkeit der normierten Wirkleistung P/P_{nom} (in Abbildung 85 ist $P/P_{Emax} = P/P_{nom}$), die von der Erzeugungsanlage ins Netz eingespeist wird, durch lineare Interpolation innerhalb der definierten Intervalle berechnet.

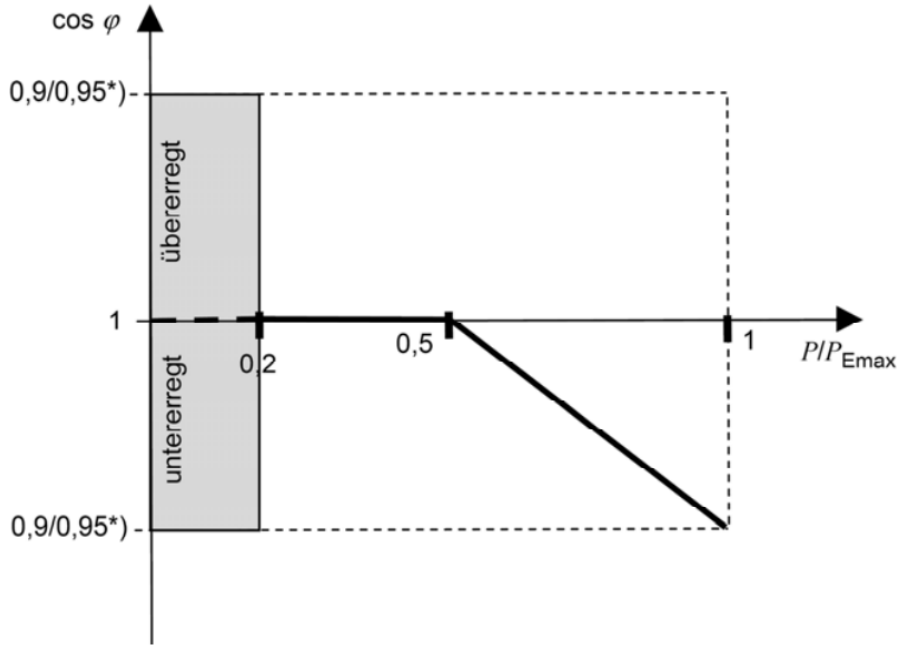


Abbildung 105: Kennlinie des Verschiebungsfaktors nach VDE-AR-N 4105 (Beispiel)

Bei der Berechnung des Verschiebungsfaktors cos φ durch ATPDesigner wird der Einstellwert **s** der Funktion ***Phase Adjusting*** (siehe Abbildung 64) berücksichtigt.

1. **Teilleistungsfaktor s** = 100%
   Die Konstantleistungsquelle speist mit 100% der im Einstelldialog nach Abbildung 76 definierten Wirk- oder Scheinleistung ins elektrische Netz ein. Für s = 100% gilt $P/P_{nom} = s/100\% = 1$ oder $S/S_{nom} = s/100\% = 1$.

2. **Teilleistungsfaktor 0% ≤ s < 100%**
   ATPDesigner berechnet den Verschiebungsfaktor cos φ für $P/P_{nom} = s/100\% < 1$ oder $S/S_{nom} = s/100\% < 1$.

Abhängig von dem Einstellwert der Eingangsgröße P/P_{nom} bzw. S/S_{nom} berechnet ATPDesigner vor jeder Netzberechnung der Lastflussiteration den dann gültigen Verschiebungsfaktor cos φ. Dieses Verhalten ist insbesondere bei der Auswahl der Betriebsart $\cos\varphi = f(U/U_{nom})$ wichtig, da sich die Netzspannung am Netzanschlusspunkt der **3-Phase-Source** sich nach jeder Netzberechnung der Lastflussiteration ändert.

Hinweis
In der Betriebsart $\cos\varphi = f(V/V_{nom})$ berechnet ATPDesigner aus den Beträgen der Leiter-Erd-Spannungen U_{L123} am NAP den Mittelwert U_{mittel} nach Gleichung (1.35). Der Mittelwert wird als Eingangsgröße der Kennlinie verwendet.

6.7.7 Wirk- und Blindleistungskennlinie Q(P)

Mit Hilfe der Einstellwerte der unten gezeigten Registerkarte kann der Bemessungswerte der Scheinleistung S_r für den Betrieb als Quelle konstanter Scheinleistung oder konstanter Wirkleistung eingestellt werden. Darüber hinaus ist es möglich, den zulässigen Q/P-Arbeitsbereich durch einen Polygonzug zu definieren.

Hinweis
Die Überprüfung erfolgt nur für die Betriebsarten als Quelle konstanter Scheinleistung S_{nom} und P_{nom}.

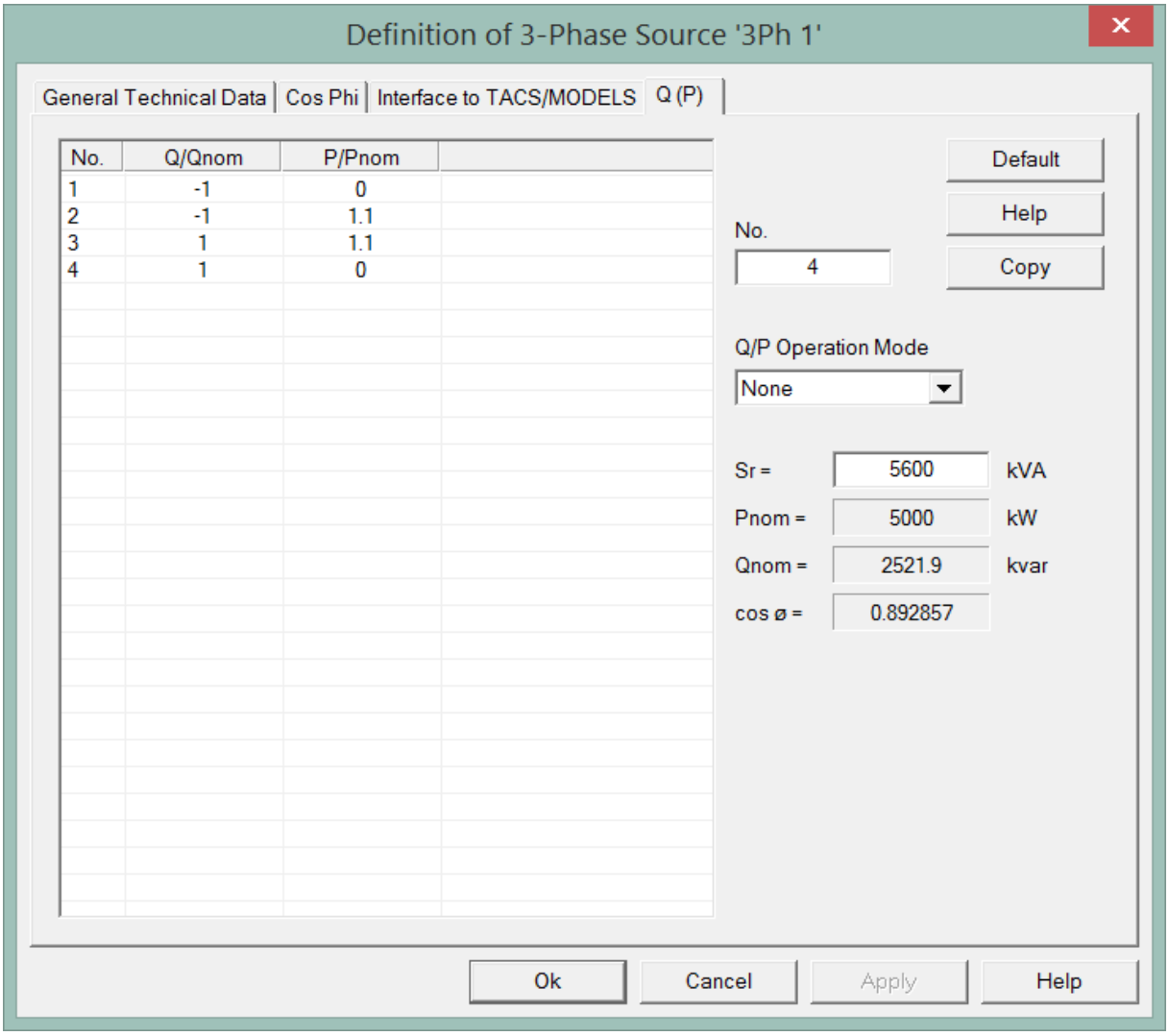


Abbildung 106: Wirk-/Blindleistungskennlinie Q(P)

Aus der Bemessungsscheinleistung S_r und der Nennwirkleistung P_{nom} wird die zulässige Nennblindleistung Q_{nom} und der Verschiebungsfaktor cos ϕ berechnet. Die berechneten Nenndaten werden bei der Überprüfung der Q/P-Kennlinie verwendet.

No. Anzahl Eckpunkte der Q/P-Kennlinie

Grenzkennlinie Q/Qnom, P/Pnom
Die Wertepaare [Q/Q_{nom}, P/P_{nom}] definieren die Eckpunkte eines Polygonzuges zur Definition der zulässigen Q/P-Arbeitsfläche.

Copy
Die Q/P-Kennlinie, die in der Tabelle im Einstelldialog in Abbildung 86 dargestellt ist, wird im Sinne einer .csv-Datei in die Zwischenablage zur weiteren Verwendung z.B. in Excel kopiert.

```
No;Q/Qnom;P/Pnom
1;-0,25;0
2;-0,75;0,25
3;-0,9;0,8
4;0,9;0,8
5;0,75;0,25
6;0,25;0
```

Q/P Operation Mode
Mit diesem Einstellwert kann die Betriebsart der Q/P-Kennlinie im Verlauf der Lastflussberechnung ausgewählt werden. Liegt die Betriebsart nach Abschluss der iterativen Lastflussberechnung außerhalb der Q/P-Kennlinie oder außerhalb des Scheinleistungskreises S_r, so wird das grafische Symbol der **3-Phase Source** rot eingefärbt.

- **None**
  Im Verlaufe der iterativen Lastflussberechnung wird nach jedem Iterationsschritt geprüft, ob der berechnete Q/P-Arbeitspunkt innerhalb der polygonalen Q/P-Kennlinie (inkl. der Grenzkennlinie) liegt. Die Ergebnisse werden für jeden Iterationsschritt in der Ausgabedatei **Phase Adjusting File** (Kapitel 7.16.3) gespeichert und im ***Messages Window*** (Abbildung 87) ausgegeben.

- **Smax = Sr**
  Nach jedem Iterationsschritt der Lastflussberechnung wird geprüft, ob die tatsächlich eingespeiste oder aufgenommene Scheinleistung größer ist als die Bemessungsscheinleistung S_r. Im Falle einer Überschreitung wird als Startwert des nächsten Iterationsschritts die Bemessungsscheinleistung verwendet und mit der berechneten Netzspannung der neue Leiterstrom der Stromquelle berechnet. Es muss hier beachtet werden, dass hier nur der Betrag der Scheinleistung überprüft wird. Eine Meldung wird im **Messages Window** ausgegeben.

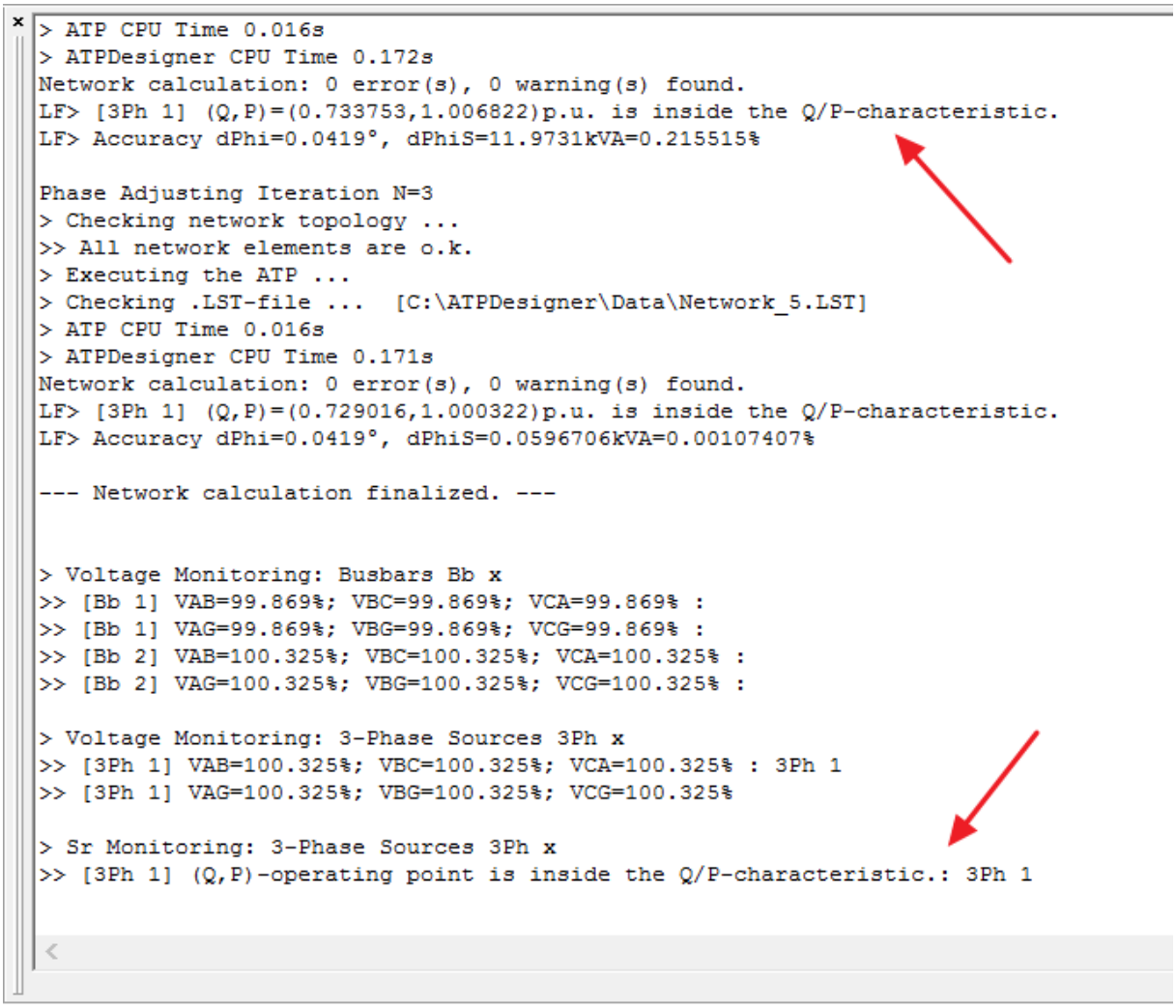


Abbildung 107: Ausgabe des Ergebnisses der Überprüfung der Q/P-Kennlinie

6.8 Lastimpedanz *Load Impedance*

Das Netzwerkelement **Load Impedance** ermöglicht es, 1-phasige, 2-phasige und 3-phasige Lastimpedanzen in Parallel- oder Serienschaltung, in Stern- oder Dreieckschaltung zu verwenden. Der Sternpunkt kann für eine Sternschaltung geerdet werden. Der Wert der Impedanz kann optional aus vorhandenen Lastprofilen z.B. einem H0-Lastprofil berechnet werden.

Für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge (Kapitel 9) kann alternativ zu einer Last konstanter Impedanz eine Last mit zeitlich konstanter Leistung, ein zeitabhängiges Leistungsprofil oder ein **Batteriespeicher für einen Windpark** (Kapitel 6.22) in der Registerkarte **Z(t) - MODELS** definiert werden. Dieses Profil wird mit Hilfe der ATP-Programmiersprache MODELS direkt in die .ATP-Datei eingefügt (Kapitel 6.8.1).

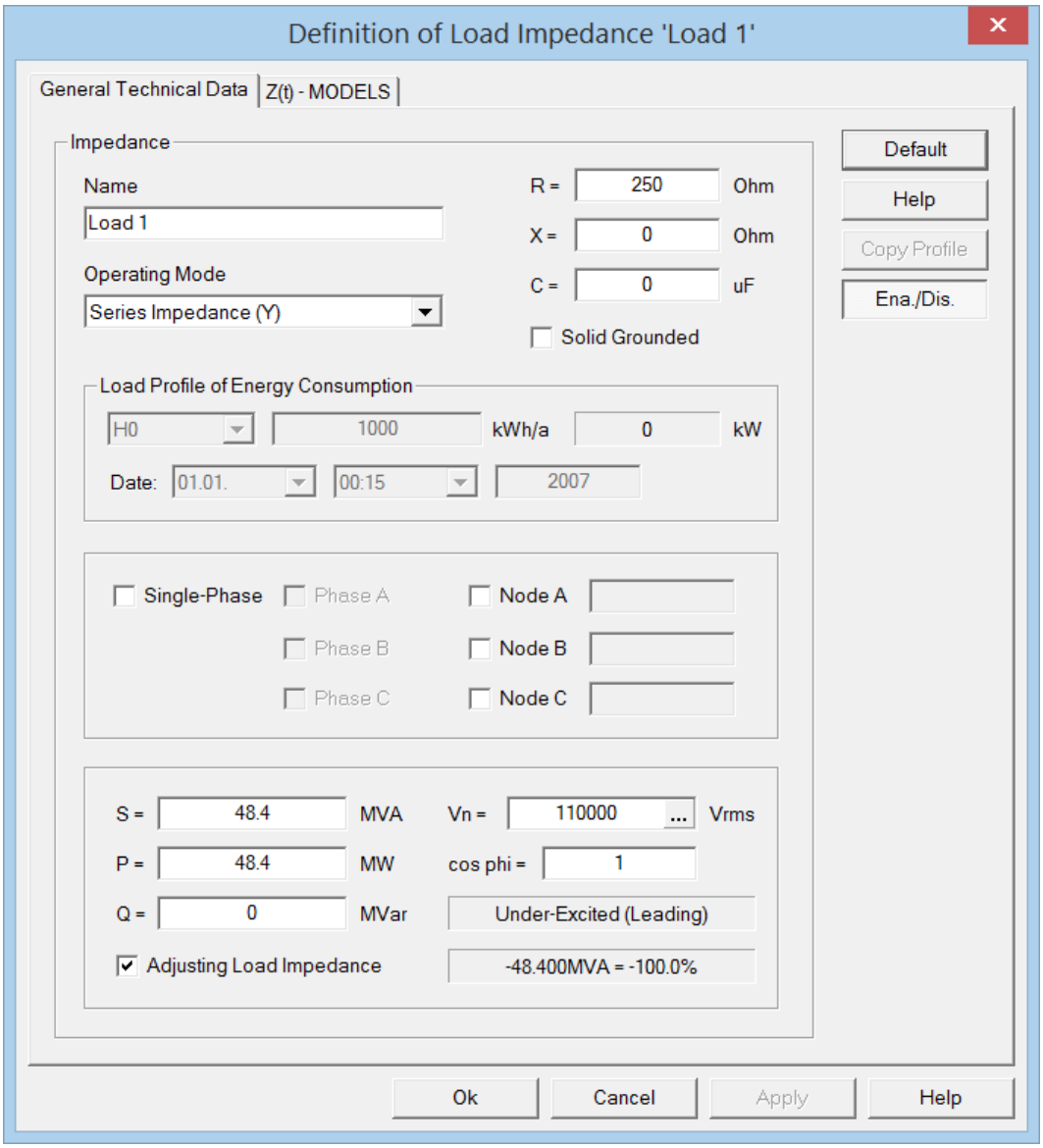


Abbildung 108: Einstelldialog Lastimpedanz *Load Impedance*

Für das Netzwerkelement **Load Impedance** wird für jede Betriebsart das **Verbraucherzählpfeilsystem** (VZS) verwendet, um Leistungen zu definieren: Die zur Last fließenden Leistungen werden mit einem positiven Wert definiert.

Einstellwert	Bedeutung
R	Resistanz in Ohm
X	Reaktanz X in Ohm
C	Kapazität C in µF
Solid Grounded	Sternpunkt geerdet / nicht geerdet
S	Scheinleistung der 3-phasigen Lastimpedanz in MVA
P	Wirkleistung der 3-phasigen Lastimpedanz in MW
Q	Blindleistung der 3-phasigen Lastimpedanz in Mvar
Vn	Nennspannung für die Leistungsberechnung in V
cos phi	Verschiebungsfaktor cos φ der 3-phasigen Lastimpedanz

Die Lastimpedanz kann wahlweise durch die Parameter R, X und C oder durch die Angabe der Nennspannung V_n und der Leistungen P und Q bzw. dem Verschiebungsfaktor cos φ definiert werden.

Es ist möglich, die die Wirkleistung P und die Blindleistung Q in den vier Quadranten I-IV der komplexen Scheinleistungsebene einzustellen. Bezogen auf das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) gilt:

- P oder Q > 0 : Bezug von Leistung
- P oder Q < 0 : Einspeisung von Leistung

Einstellwert	Bedeutung
Single-Phase	Auswahl für ein phasenselektives Modell aktivieren / deaktivieren
Phase A, B, C	Modell für Phase A, B, C aktivieren / deaktivieren

Wird die Option **Single-Phase** aktiviert, so wird die Impedanz für **Phase A** automatisch aktiviert. Der Wert der Impedanz wird aus den Leistungen S, P und Q bzw. dem Verschiebungsfaktor cos φ je nach Anzahl der aktivierten Phasen berechnet. Die Leistungswerte und der Verschiebungsfaktor bleiben dabei unverändert.

Copy Profile
Die im Dialog eingestellten Lastprofildaten werden zu allen Lasten kopiert.

Load Profile of Energy Consumption
Lastprofile können dazu benutzt werden, um den Energieverbrauch für jede 15 Minuten eines Jahres zu berechnen.

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, B oder C voran.

Node A, B, C Anwenderspezifische Knotennamen, max. 5 Zeichen

Operation Mode

- **Series Impedance (Y)**
  Modell der Serienimpedanz RLC in Sternschaltung, die Einstellwerte für R, L und C gelten für die drei Serienimpedanzen gemeinsam.

- **Series Impedance (D)**
  Modell der Serienimpedanz RLC in Dreieckschaltung, die Einstellwerte für R, L und C gelten für die drei Serienimpedanzen gemeinsam.

- **Series Impedance (1-Phase Y)**
  Modell der Serienimpedanz RLC in Sternschaltung, die Einstellwerte für R, L und C können getrennt eingestellt werden.

  Um den Einstelldialog zur phasenspezifischen Einstellung von R, L und C zu öffnen, muss die Betriebsart ausgewählt und danach mit OK bestätigt werden. Der neue Einstelldialog wird automatisch angezeigt.

- **Parallel Impedance (Y)**
  Modell der Parallelimpedanz RLC in Sternschaltung, die Einstellwerte für R, L und C gelten für die drei Parallelimpedanzen gemeinsam.

- **Load Profile (Y)**
  Modell der Serienimpedanz RLC in Sternschaltung.

- **Load Profile (D)**
  Modell der Serienimpedanz RLC in Dreieckschaltung.
  Die Werte R, L und C werden mit Hilfe von Lastprofilen berechnet. Die Lastprofile werden aus einer Textdatei im .csv-Format eingelesen. Für jede ¼h des Jahres muss ein Leistungswert bezogen definiert werden. Die Jahresenergie des Lastprofils beträgt 100kWh. Der Aufbau der Lastprofildaten ist in Abbildung 89 dargestellt.

  - Zeile 1-3: Kopfzeilen (werden überlesen)
  - Zeile 4: Jahresenergiemenge
  - Zeile 5: Bezugszeitraum
  - Zeile 6... : Wirkleistung für die jeweilige ¼h

```
(Kunde-)Name:;;
(Kanal-)Beschreibung:;;
(Kanal-)Ident3:;;
Summe (kWh):;1000;
Winterzeit;kW;
01.01.07 00:15;0,109;
01.01.07 00:30;0,1009;
01.01.07 00:45;0,0933;
```

Abbildung 109: Aufbau der .csv-Datei für ein Lastprofil

- **Z(t) = MODELS**
  In dieser Betriebsart werden die Lasten nicht durch Impedanzen sondern mit Hilfe von Software-Modellen unter Verwendung der ATP-Programmiersprache **MODELS** implementiert (siehe Kapitel 6.8.1).

Lastflussberechnung: Adjusting Load Impedance
Wenn die Funktion aktiv ist, wird die Impedanz während des ***Load Adjusting*** Verfahrens (siehe Kapitel 6.4.3) iterativ so verändert, damit bei sich verändernder Knotenspannung die eingestellte Wirk- und Blindleistung erreicht wird. Damit wird ein PQ-Knoten der Lastflussberechnung realisiert. In dem Anzeigefeld in Abbildung 90 wird die Abweichung der berechneten Scheinleistung zu der vom Anwender im Einstelldialog definierten Scheinleistung angezeigt. Wurde das Lastkorrekturverfahren nicht verwendet, so wird hier die vom Anwender definierte Leistung S als negativer Wert angezeigt. In Abbildung 90 beträgt die Abweichung 0%.

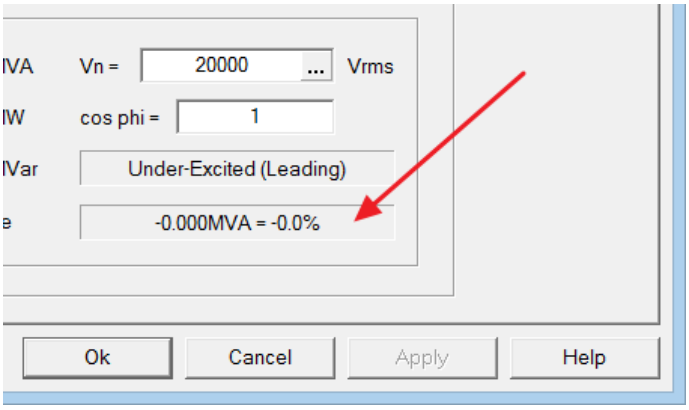


Abbildung 110: Abweichung SOLL – IST Wert der Scheinleistung

Das **Load Adjusting** Verfahren ist Teil der in ATPDesigner implementierten **Lastflussberechnung** (Kapitel 6.4.2). Die Lastflussberechnung kann durch das **Phase Adjusting** Verfahren (Kapitel 6.4.2.2) ergänzt werden, um dezentrale Erzeugungsanlagen (Kapitel 6.7) zu berücksichtigen.

6.8.1 MODELS basierte Last, Batterie für einen Parkregler

Mit Hilfe des in Abbildung 91 dargestellten Einstelldialogs kann eine MODELS-basierte Last mit ihrem zeitlichen Verhalten definiert werden. Diese Last kann nur für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge (Kapitel 9) verwendet werden. Diese Lastmodelle können nur in Sternschaltung 3-phasig oder 1/2/3-phasig verwendet werden.

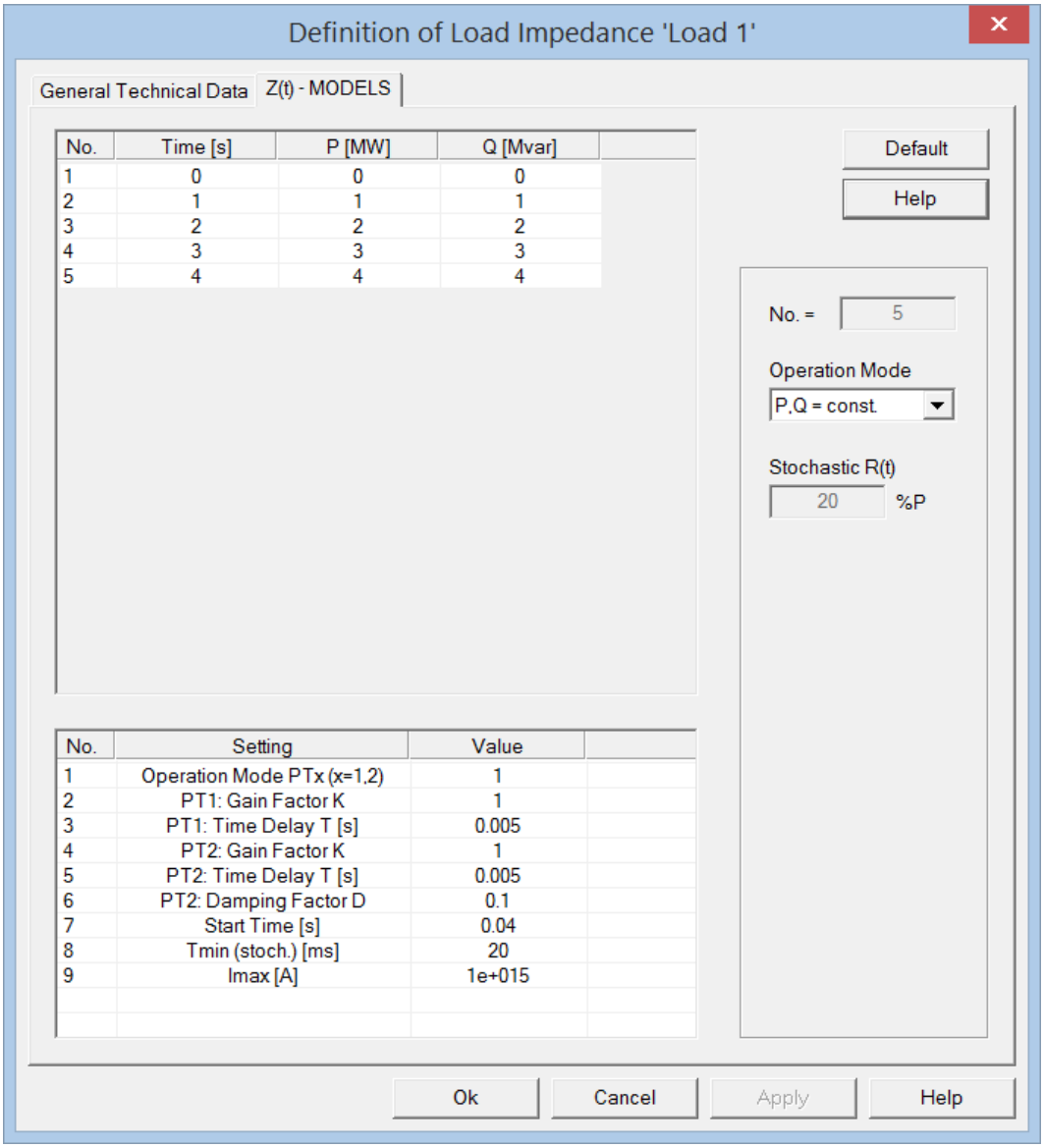


Abbildung 111: Einstelldialog für eine MODELS basierte Last

Für das Netzwerkelement **Load Impedance** wird für jede Betriebsart das **Verbraucherzählpfeilsystem** (VZS) verwendet, um Leistungen zu definieren: Die zur Last fließenden Leistungen werden mit einem positiven Wert definiert.

No Anzahl der Stützstellen in der Liste

Default Es werden die Werte der Grundeinstellung (Default) der Einstellwerte der Registerkarte in Abbildung 91 geladen. Alle übrigen Einstellwerte der anderen Registerkarten bleiben unverändert.

Operation Mode
Die MODELS-basierte Last kann in mehreren Betriebsarten verwendet werden.

- **P, Q = const.**
  Es wird eine Last mit konstanter Wirk- und Blindleistung nachgebildet. Das Modell verwendet eine geregelte Stromquelle. Der Verschiebungsfaktor cos φ (cos phi in Abbildung 88) wird am Netzanschlusspunkt der Last über einen PLL (phase-locked loop) eingeregelt. Im Sinne der Lastflussberechnung wird ein "dynamischer" PQ-Knoten nachgebildet.

  Imax [A]
  Der Betrag der Leiterströme wird auf den maximal zulässigen Betrag I_{max} begrenzt. Die Begrenzung kann z.B. im Falle einer geringen Versorgungsspannung z.B. im Kurzschlussfall wirksam werden.

  Nur mit geerdetem Sternpunkt
  Da das Lastmodell eine geregelte Stromquelle (ATP-Rule Book: Type 60 Connection to TACS Variable) verwendet, kann die Last nur mit geerdetem Sternpunkt nachgebildet werden.

  3-phasige Last
  Der Betrag der Stromquelle $\underline{I}_L$ je Leiter (hier Stromsenke) wird aus dem Betrag der Scheinleistung S = |P + jQ| (siehe Abbildung 88) und dem Betrag des Grundschwingungsmittelwertes U_{LEM} der drei Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$, die am Netzanschlusspunkt mit Hilfe eines DFT-Filters (Diskrete Fourier Transformation) ermittelt werden, in Echtzeit berechnet. Der DFT-Filter verwendet eine Netzperiode als Messintervall.

$$U_{LEM} = \frac{U_{L1} + U_{L2} + U_{L3}}{3} \tag{1.38}$$

$$I_L = \frac{S}{3 \cdot U_{LEM}} \tag{1.39}$$

  1/2/3-phasige Last
  Zunächst wird die Anzahl aktivierter Phasen N = 1..3 der Last ermittelt. Die Scheinleistung S wird auf diese aktivierten Phasen der Last gleichmäßig verteilt. Der Betrag der mittleren Leiter-Erd-Spannung U_{LEM} wird nur aus den Leiter-Erd-Spannungen der aktivierten Phasen berechnet.

$$U_{LEM} = \frac{b_{L1} \cdot U_{L1} + b_{L2} \cdot U_{L2} + b_{L3} \cdot U_{L3}}{N} \tag{1.40}$$

  mit b_{Lx} = 1 falls Phase Lx aktiviert, sonst = 0 (x = 123)

$$I_L = \frac{S}{N \cdot U_{LEM}} \tag{1.41}$$

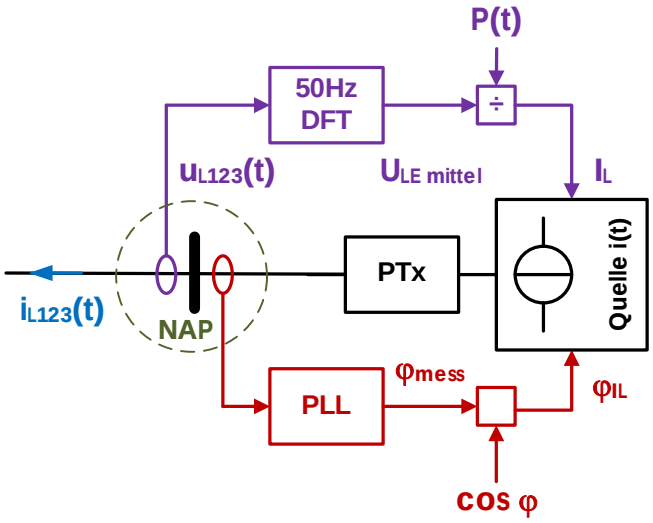


Abbildung 112: Interne Struktur der Lastmodelle *P, Q = const.* und *Battery*

- **Stochastic R(t)**
  Die Last wird als zeitgesteuerter Wirkwiderstand R(t) nachgebildet (ATP-Rule Book: Type 91 TACS/MODELS-Controlled R(t)). Daher ist die Nachbildung eines Blindleistungsanteils nicht möglich. Die Resistanz R je Leiter wird aus Nennspannung V_n und Nennwirkleistung P der Last sowie der Anzahl der aktiven Leiter N = 1,2,3 (siehe Abbildung 88) wie folgt berechnet:

$$R = N \cdot \frac{V_n^2}{3 \cdot P} \; mit \; N = 1,2,3 \qquad (1.42)$$

Mit/ohne geerdetem Sternpunkt
Das Lastmodell kann mit und ohne geerdeten Sternpunkt verwendet werden.

Stochastic R(t) in %P
Anteil der stochastisch gesteuerten Last an der Gesamtlast
Zusätzlich kann ein stochastisch schwankender Wirkleistungsanteil in %P definiert werden. Die durch eine Resistanz nachgebildete Last schwankt in der Wirkleistungsaufnahme um ±%P um den Betrag der Nennwirkleistung P. Die stochastische Schwankung wird durch einen Zufallsgenerator realisiert, der näherungsweise einem weißen Rauschen entspricht. Ist der Einstellwert zu 0%P eingestellt, so implementiert die Last eine konstante Wirkleistungsquelle nach.

Tmin (stoch.)
Darüber hinaus kann festgelegt werden, welche Mindestzeit zwischen zwei stochastischen Laständerungen vergehen muss.

Hinweise

- Bei der Berechnung der Grundschwingungsleistung mit Hilfe einer Probe (Kapitel 6.11) muss beachtet werden, dass der dafür verwendete DFT-Filter die stochastischen Lastschwankungen, die auf weißem Rauschen basieren, bei kurzen Zeiten ***Tmin (stoch.)*** kleiner einer Netzperiode fast vollständig ausfiltern.

- Dieses Lastmodell ist keine Last konstanter Wirkleistung, da die Last durch einen Wirkwiderstand nachgebildet wird. Die Zeitsteuerung ist nicht als Leistungsregelung zu verstehen.

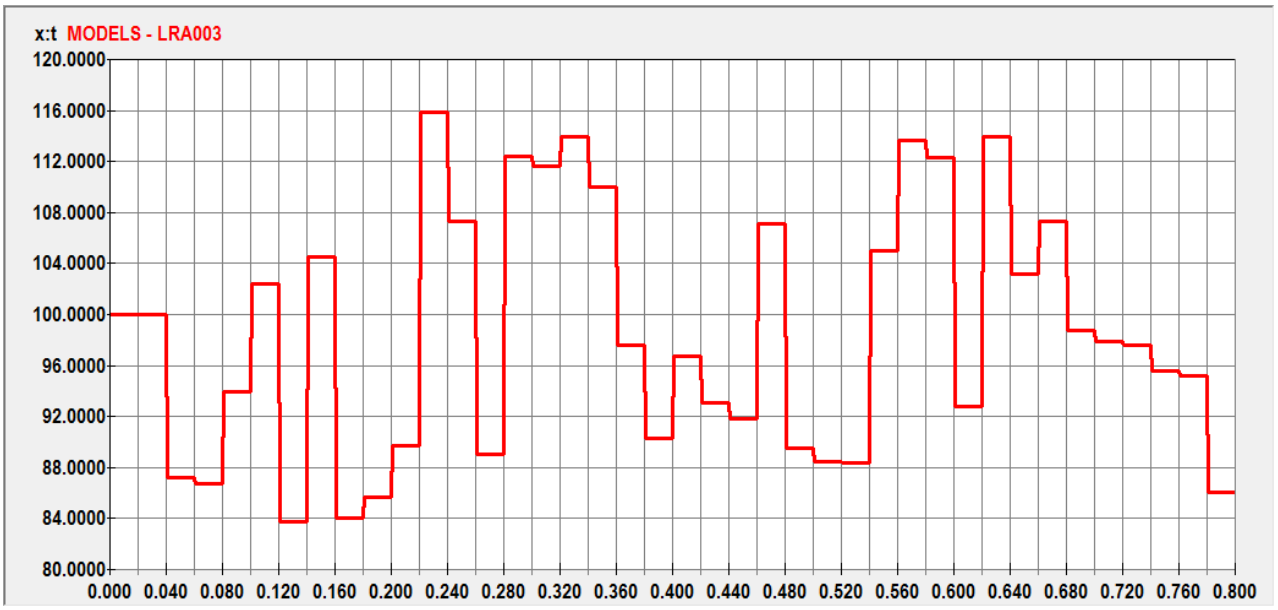


Abbildung 113: Verlauf der stochastischen Last R(t): 4MW, 20%P, 20kV, Tmin=20ms

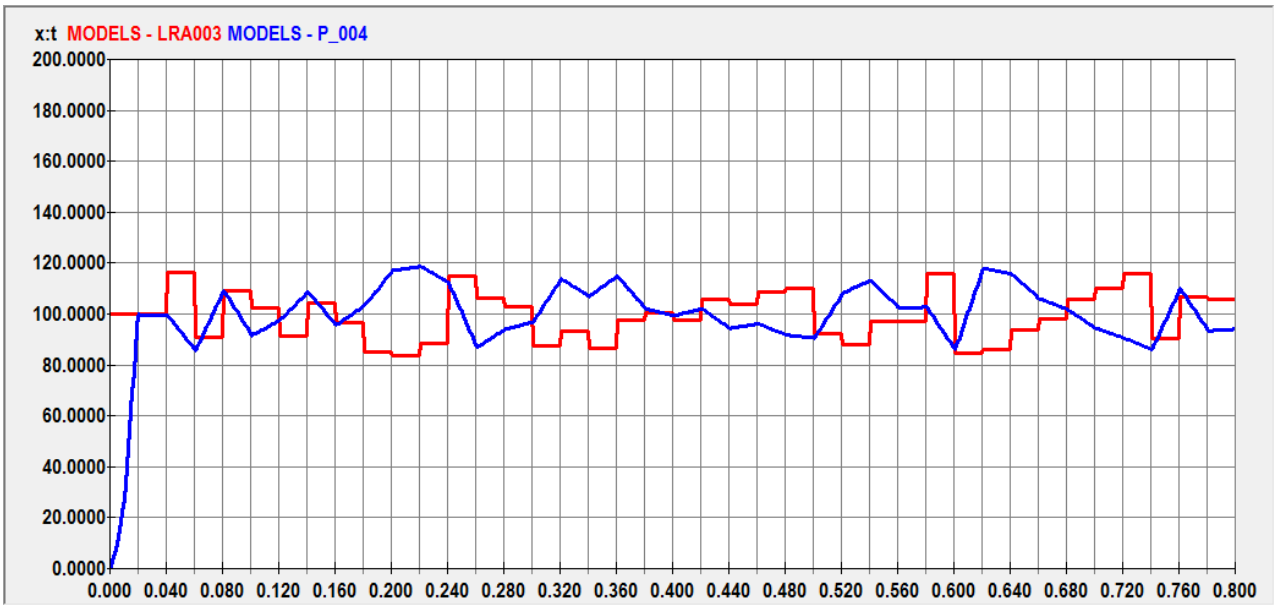


Abbildung 114: Verlauf der Wirkleistung (blau, skaliert ·25) berechnet mit einer Probe

- **Battery**
  In Kombination mit einem Parkregler (Kapitel 6.22) für eine dezentrale Erzeugungsanlage (EZA) kann ein Batteriespeicher nachgebildet werden, der vom Parkregler gesteuert wird.

  Die im Einstelldialog **Load Impedance** enthaltenen Einstellwerte werden in der Betriebsart **Battery** nicht verwendet sondern von den Einstellwerten des Parkreglers bzw. durch dessen Ausgangssignale ersetzt.

  In der Betriebsart **Battery** wird das Netzwerkelement **Load Impedanz** als Leistungssenke oder Leistungsquelle mit Hilfe eines stromquellenbasierten Modells wie für die Betriebsart **P, Q = const.** (siehe Abbildung 92) implementiert. Wirk- und Blindleistung werden als zeitabhängige Größen P(t) und Q(t) vom Parkregler kontinuierlich berechnet und dem stromquellenbasierten Modell der **Load Impedance** vorgegeben. Der Betrieb ist in den vier Leistungsquadranten möglich.

Start Time
Zeitpunkt der Aktivierung des MODELS-basierten Lastmodells. Vor diesem Zeitpunkt ist die Last netzphysikalisch nicht aktiv.

PTx - Übertragungsverhalten
Wird eine Last basierend auf einer geregelten Stromquelle verwendet, so kann das Zeitverhalten der Last durch ein PT1- oder PT2-Glied mit den nachfolgenden Parametern eingestellt werden.

Operation Mode PTx (x=1,2)

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

$$\frac{\hat{\imath}_{OUT}}{\hat{\imath}_{INP}} = \frac{K}{1+T\cdot s} \tag{1.43}$$

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

$$\frac{\hat{\imath}_{OUT}}{\hat{\imath}_{INP}} = \frac{K}{1+2DT\cdot s+T^2\cdot s^2} \quad \text{mit } \omega_0 = \frac{1}{T} \tag{1.44}$$

Einstellwert	Bedeutung
PT1: Gain Factor	Verstärkungsfaktor (Proportionalbeiwert)
PT1: Time Delay T [s]	Zeitkonstante T
PT2: Gain Factor	Verstärkungsfaktor (Proportionalbeiwert)
PT2: Time Delay T [s]	Zeitkonstante T
PT2: Damping Factor D	Dämpfungsfaktor D

In den nachfolgenden Tabellen sind die Bedeutungen der in der .PL4-Datei ausgegebenen Signale erläutert. Die Ausgabe in die .PL4-Datei (Grafikdatei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Output Signals** auf den Wert **Output List 3 oder höher** eingestellt ist (siehe Kapitel 6.4.1).

Signal	Bedeutung
LPHxxx	**P, Q = const:** Absolute Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ [rad]
LDPxxx	**P, Q = const:** Abweichung der Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ vom SOLL-Wert [rad]
LIAxxx	**P, Q = const:** Laststrom $i_{L1}(t)$ [A]
LIBxxx	**P, Q = const:** Laststrom $i_{L2}(t)$ [A]
LICxxx	**P, Q = const:** Laststrom $i_{L3}(t)$ [A]
LVAxxx	**P, Q = const:** Mittelwert der Leiter-Erd-Spannungen [p.u./$\sqrt{3}$ = $V_{pg\ nom}$ = $V_{nom}/\sqrt{3}$] Es werden nur die Leiter-Erd-Spannungen der Leiter berücksichtigt, die im Einstelldialog in Abbildung 88 aktiviert sind.
LRBxxx	**Stochastic R(t):** Zeitlicher Verlauf der Resistanz R(t) Leiter L2 = B
LRCxxx	**Stochastic R(t):** Zeitlicher Verlauf der Resistanz R(t) Leiter L3 = C

Die nachfolgenden Signale werden ab **Output List 1 oder höher** in der .PL4-Datei (Grafikdatei) ausgegeben.

Signal	Bedeutung
LIPxxx	**P, Q = const:** Amplitude der Leiterströme (Ausgang des PT1-Gliedes)
LRAxxx	**Stochastic R(t):** Zeitlicher Verlauf der Resistanz R(t) Leiter L1 = A

6.9 Serienimpedanz *RLC Impedance*

Das Netzwerkelement **RLC Impedance** ermöglicht es, eine Serienimpedanz in das Elektro-energieversorgungsnetz einzufügen. Die Serienimpedanz kann symmetrisch (Abbildung 95) oder unsymmetrisch (Abbildung 96) definiert werden.

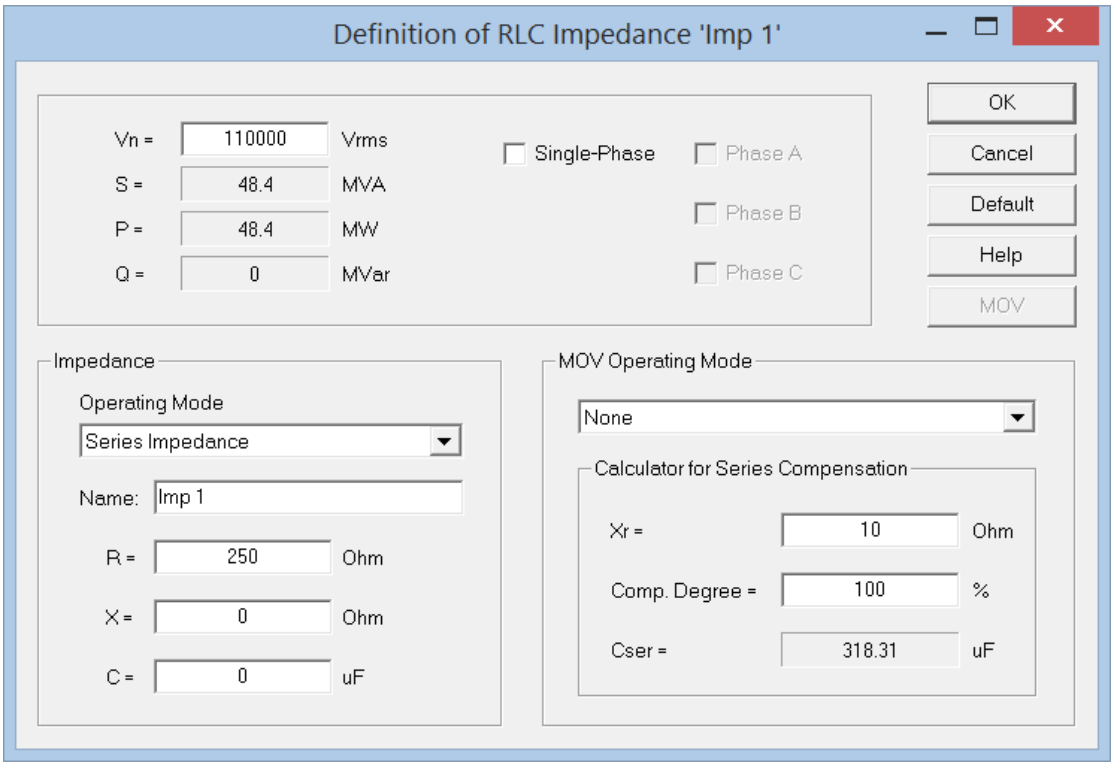


Abbildung 115: Einstelldialog Serienimpedanz *RLC Impedance* (symmetrisch

Einstellwert	Bedeutung
R	Resistanz in Ohm
X	Reaktanz X in Ohm
C	Kapazität C in µF

Die Lastimpedanz kann wahlweise durch die Parameter R, X und C oder durch die Angabe von Spannungsebene und Leistungen P und Q bzw. cos φ definiert werden.

Einstellwert	Bedeutung
Single-Phase	Auswahl für ein phasenselektives Modell aktivieren / deaktivieren
Phase A, B, C	Modell für Phase A, B, C aktivieren / deaktivieren
MOV	Einstelldialog zur Definition der Kennlinie des Metal Oxyd Varistors (MOV) öffnen

Operation Mode

- **Series Impedance**
  Modell der Serienimpedanz RLC in Sternschaltung, die Einstellwerte für R, L und C gelten für die drei Serienimpedanzen gemeinsam.

- **Series Impedance (1-Phase)**
  Modell der Serienimpedanz RLC in Sternschaltung, die Einstellwerte für R, L und C können getrennt eingestellt werden.

  Um den Einstelldialog zur phasenspezifischen Einstellung von R, L und C zu öffnen, muss die Betriebsart ausgewählt und danach mit OK bestätigt werden. Der neue Einstelldialog wird automatisch angezeigt.

- **Parallel Impedance (Y)**
  Modell der Parallelimpedanz RLC in Sternschaltung, die Einstellwerte für R, L und C gelten für die drei Parallelimpedanzen gemeinsam.

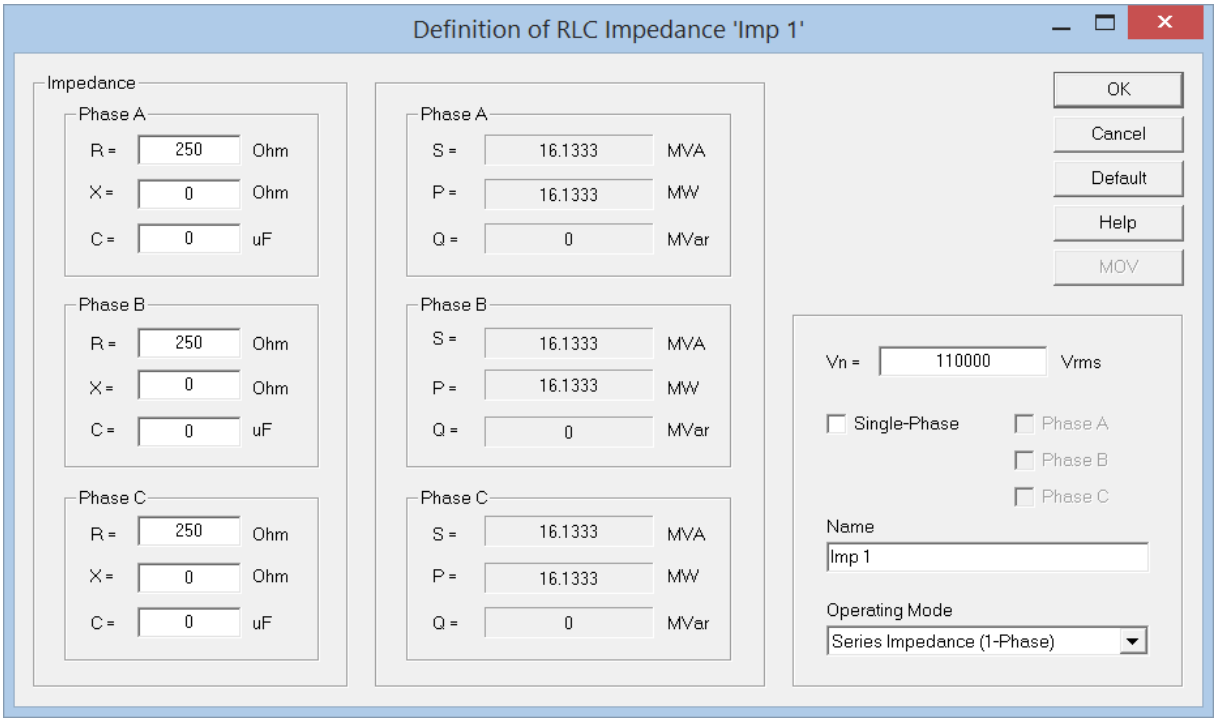
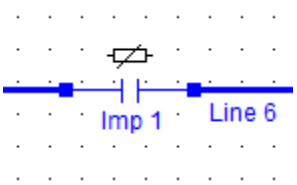


Abbildung 116: Einstelldialog Serienimpedanz *RLC Impedance* (unsymmetrisch)

MOV Operating Mode

Optional kann parallel zur Serienimpedanz ein Metal Oxyd Varistor (MOV) zur Spannungsbegrenzung geschaltet werden. Damit können z.B. Kapazitäten nachgebildet werden, die für serienkompensierte Leitungen benötigt werden und durch einen MOV gegen zu hohe Spannungen geschützt werden. Der Metal Oxyd Varistor ist nur für die symmetrische Serienimpedanz verfügbar.



Einstellwert	Bedeutung
None	Ohne MOV
MOV Model 1	nicht-lineares Modell eines MOV

MOV Model 2	nicht-lineares Modell eines MOV
ZNO Fitter	nicht-lineares Modell eines MOV, das mit Hilfe der ATP Supporting Routine ZNO Fitter berechnet wird.

Calculator for Series Compensation

Mit Hilfe der Berechnungsfunktionen kann aus dem Kompensationsgrad einer Serienkompensation die benötigte Kapazität berechnet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Xr	Reaktanz, die durch eine Serienkapazität teilweise oder vollständig kompensiert werden soll
Comp. Degree	Kompensationsgrad in % Für einen Kompensationsgrad von 100% gilt: $X_r = X_c$
Cser	Kapazität der Serienkompensation in µF

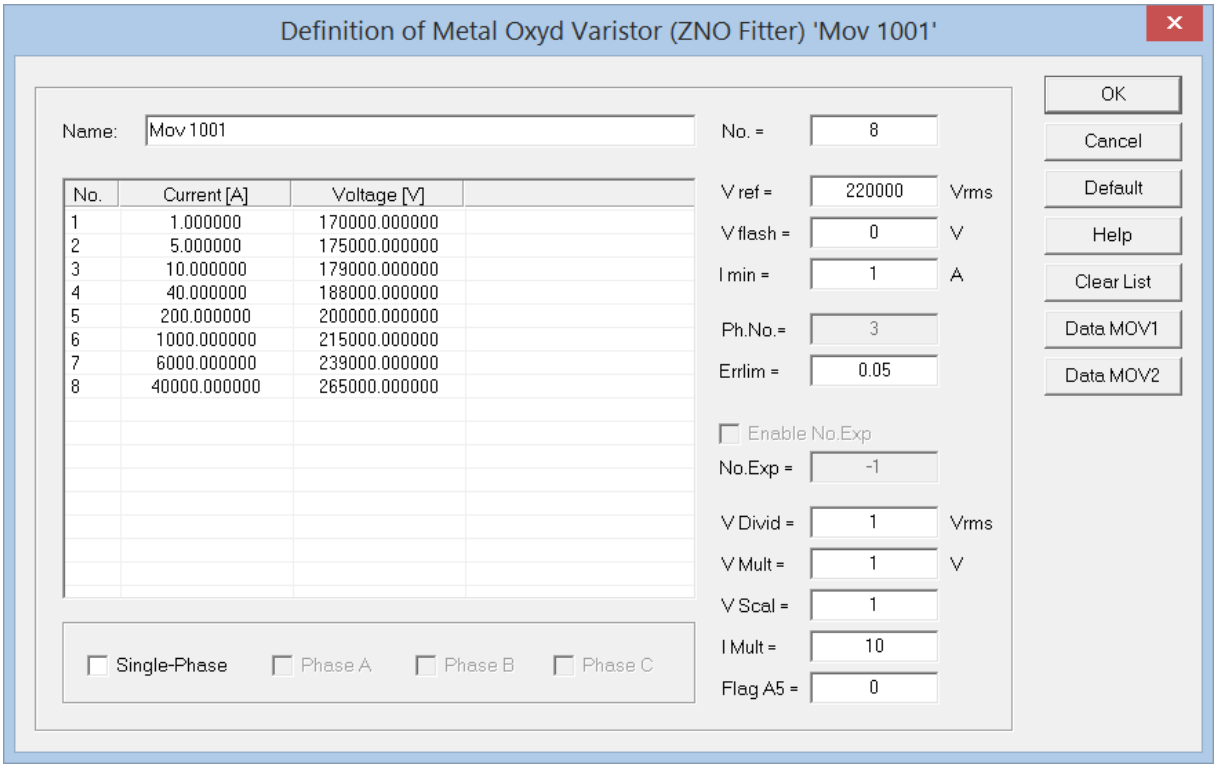


Abbildung 117: Einstelldialog für die Kennlinie des Metal Oxyd Varistor (MOV)

6.10 Leitung *Line*

Das Netzwerkelement ***Leitung*** stellt unterschiedliche Leitungsmodelle sowie Leitungstypen wie z.B. **NAYY 4x150mm²** zur Verfügung. Die Einstellwerte des Dialoges werden in Abhängigkeit vom gewählten Leitungsmodell aktiviert oder deaktiviert. Das grafische Abbild der Leitung ist als eine Linienverbindung realisiert, die entweder als fixierte Linie **Locked** oder als flexible Line **Unlocked** verwendet werden kann. Zwischen den beiden Zuständen kann z.B. mit dem Toolbar-Button umgeschaltet werden, wenn die Leitung zuerst markiert wurde.

Das grafische Abbild einer Leitung kann zwischen der „Z"-Form und der „Diagonal"-Form mit dem Toolbar-Button umgeschaltet werden, der aktiviert wird, wenn eine Leitung mit einem **Left Mouse Button Click** ausgewählt wurde.

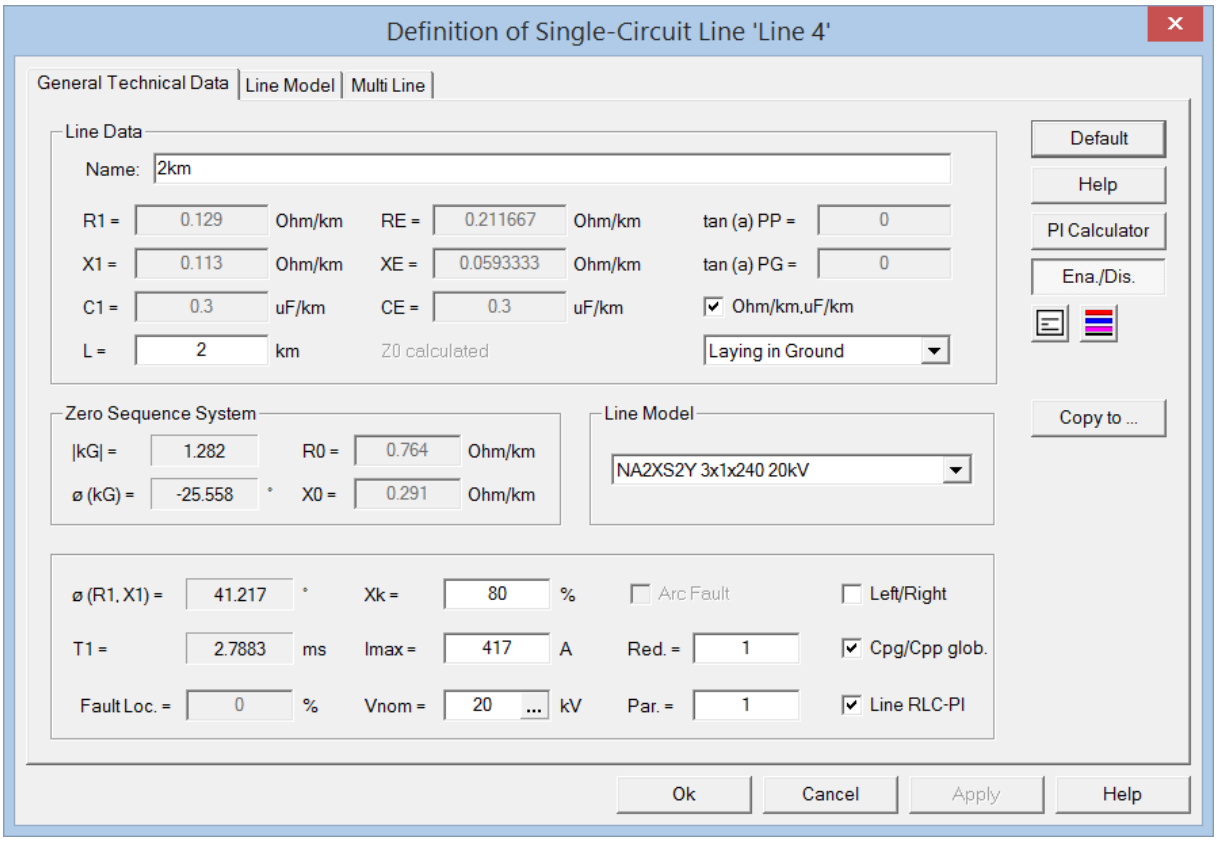


Abbildung 118: Einstelldialog Leitung *Line* – Registerkarte *General Technical Data*

Einstellwert	Bedeutung
R1	Resistanz im Mitsystem in Ohm
X1	Reaktanz im Mitsystem in Ohm
C1	Kapazität im Mitsystem in µF
R0	Resistanz im Nullsystem in Ohm
X0	Reaktanz im Nullsystem in Ohm
RE	Resistanz der Erdrückleitung des 4-Leiter-Modells in Ohm
XE	Reaktanz der Erdrückleitung des 4-Leiter-Modells in Ohm
tan(a) PP	Verlustwinkel α der Leiter-Leiter-Kapazitäten
tan(a) PG	Verlustwinkel α der Leiter-Erd-Kapazitäten
L	Länge der Leitung in km

Einstellwert	Bedeutung
Xk	Reaktanz-Reichweite einer Distanzschutzeinrichtung in % der Leitungslänge Dieser Einstellwert hat für die netzphysikalischen Eigenschaften des Leitungsmodells keine Bedeutung.
Vnom	Nennspannung der Leitung in kV
Imax	Maximal zulässiger Leiterstrom in A
Red.	Reduktionsfaktor des maximal zulässigen Leiterstroms I_{max} unter Berücksichtigung der parallelen Verlegung von Leitungen z.B. in einem gemeinsamen Kabelkanal ohne Berücksichtigung der induktiven und kapazitiven Kopplungen **Hinweis** ATPDesigner ermittelt den resultierenden, maximal zulässigen Leiterstrom **$I_{max\,res}$**, um die Auslastung der Leitung nach der Berechnung des stationären Netzzustandes zu beurteilen. $I_{maxres} = I_{max} \cdot Red.$ (1.45)
Par.	Anzahl elektrisch parallel geschalteter Leitungen gleichen Leitungstyps ohne Berücksichtigung der induktiven und kapazitiven Kopplungen ATPDesigner ermittelt die Ersatzimpedanz der Leitung bei Parallelschaltung wie folgt: $R_{ges} = \frac{R}{n}\quad X_{ges} = \frac{X}{n}\quad C_{ges} = C \cdot n$ (1.46) mit n = Anzahl parallel geschalteter Leitungen
Left/Right	Wenn aktiv, werden der rechte (**R**) und linke (**L**) Knoten der Leitung durch ein nahe dem Knoten angezeigtes **R** oder **L** in der Netzgrafik angezeigt (siehe auch unten).
Laying System	Verlegeart der Leitung ▪ **Laying in Ground** : Verlegung in Erde ▪ **Installation in Free Air** : Verlegung in Luft

Z0 calculated

- **rot**
  Die Nullimpedanz $\underline{Z}_0$ wurde aus Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ und Erdimpedanz $\underline{Z}_E$ berechnet.
- **grün**
  Die Nullimpedanz $\underline{Z}_0$ wurde aus einer internen Leitungsbibliothek dem eingestellten Leitungstyp entsprechend entnommen.

Ena./Dis.
Mit dem Schalter kann die Leitung aktiviert oder deaktiviert werden (Kapitel 4.1.3).

Ohm/km, µF/km
Die Eingabe der Resistanzen, Reaktanzen und Kapazitäten kann wahlweise in Ohm bzw. µF oder Ohm/km bzw. µF/km erfolgen. Die Einheiten werden im Einstelldialog umgeschaltet.

Copy to ...
In Kapitel 6.10.3 ist erläutert, wie mit Hilfe der Betriebsart **Multi Line** eine „logische" Leitung zwischen zwei Netzknoten durch mehrere als Serienschaltung aufgebaute „physikalische" Leitungsabschnitte nachgebildet werden kann. Durch Drücken des Buttons **Copy to ...** werden die in den Registerkarten **General Technical Data** und **Line Model** enthaltenen Leitungsdaten in eine neue Zeile der Liste kopiert, die in der Registerkarte **Multi Line** enthalten ist. Beim Schließen des Dialogs wird die angehängte neue Leitung zunächst intern und auch in der .NET-Datei gespeichert.

Left/Right
Wenn aktiv, werden der rechte (**R**) und linke (**L**) Knoten der Leitung durch ein nahe dem Knoten angezeigtes **R** oder **L** in der Netzgrafik angezeigt.

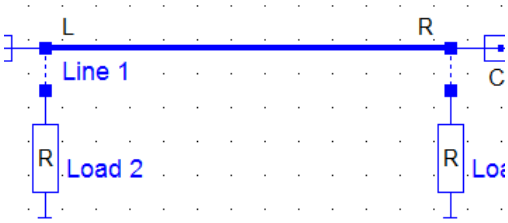


Abbildung 119: Anzeige des linken und rechten Knotens einer Leitung

6.10.1 Auswahl des Leitungsmodells und des Leitungstyps

Das Leitungsmodell bzw. der Leitungstyp kann in den Registerkarten **General Technical Data** und **Line Model** ausgewählt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Single Line (RL)	Induktiv gekoppelte RL-Serienimpedanzen
Single Line (RLC)	Modell der homogenen Leitung
Single Line (RLC-PI)	PI-Ersatzschaltbild
Decoupled RL	Nicht gekoppelte RL-Serienimpedanz je Phase A, B und C
Decoupled RL (AB)	Nicht gekoppelte RL-Serienimpedanz je Phase A und B. Die Phase C wird nicht ausgegeben.
Double Line	Einfach-/Doppelleitung basierend auf der Mastgeometrie Für dieses Leitungsmodell wird automatisch ein anderer Einstelldialog verwendet.
Multi Line (RLC-PI)	Leitung wird durch eine Serienschaltung mehrerer Teilleitungen auf Basis des Leitungsmodells **Single Line (RLC-PI)** nachgebildet

Darüber hinaus ist es möglich, Leitungstypen wie z.B. **NAKBA 3x95mm²** auszuwählen. Die Leitungsimpedanzen sind im Programm vorgegeben. Nur die **Leitungslänge L** muss vom Anwender definiert werden.

6.10.2 Registerkarte *Line Model*

In der Registerkarte **Line Model** können **Shunt Impedances** und zusätzliche Knoten an den beiden Leitungsenden, die **Additional Nodes** aktiviert werden. Darüber hinaus ist es möglich, das Leitungsmodell oder den Leitungstyp auszuwählen.

Add. Nodes
Zur Nachbildung z.B. von typischen Niederspannungsnetzen ist es möglich, an beiden Leitungsenden der Einfachleitung **L = LINKS**, **R = RECHTS** zusätzliche Knoten zu aktivieren um z.B. eine Verbraucherlast anzubinden. Dadurch ist die Verwendung einer Sammelschiene zur Anbindung einer Verbraucherlast nicht erforderlich.

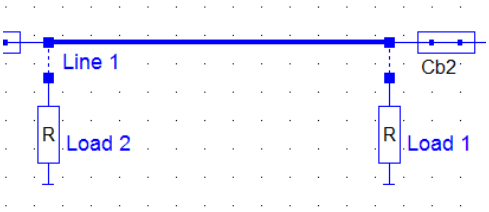


Abbildung 120: Additional Nodes für Leitungen

Hinweis
Der linke Knoten einer Leitung kann daran erkannt werden, dass der anwenderspezifische Name der Leitung nahe diesem Knoten beginnt. Eine andere Möglichkeit besteht darin, die Option **Left/Right** zu aktivieren.

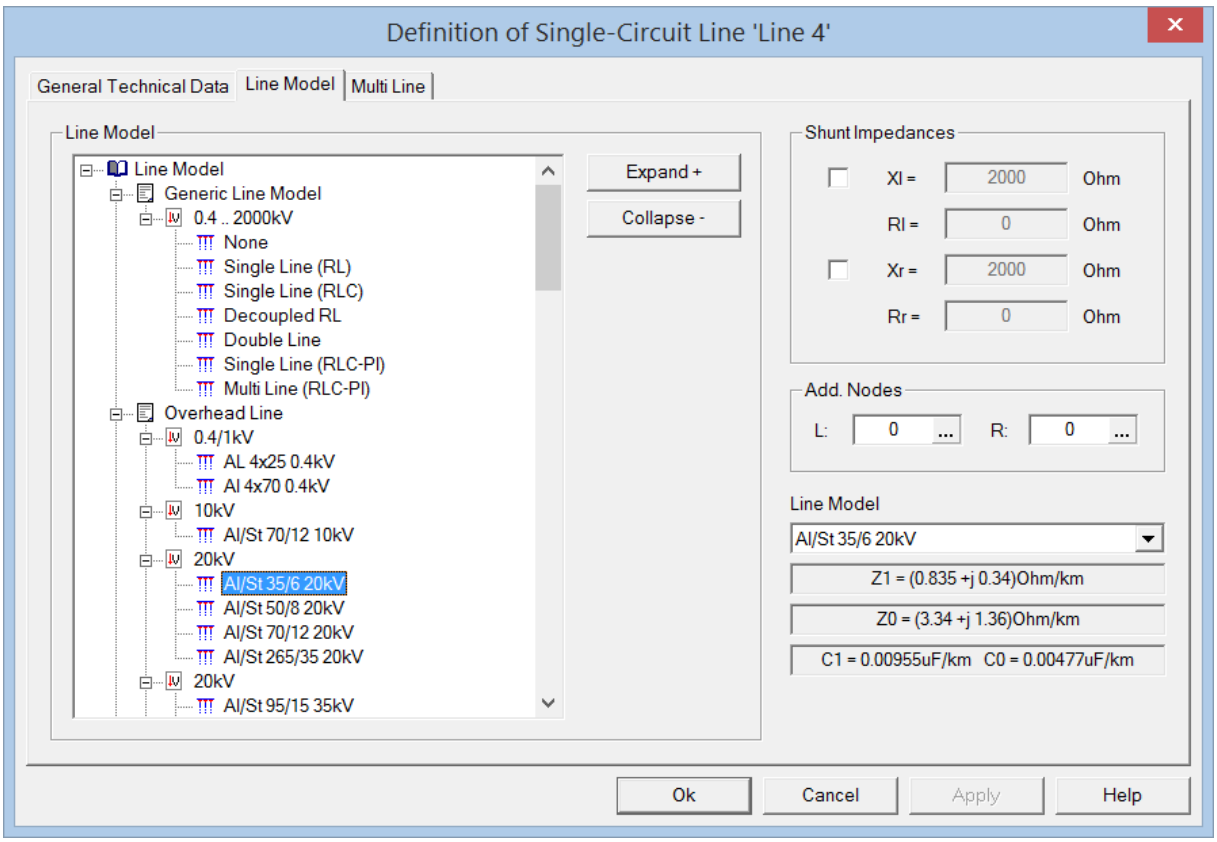
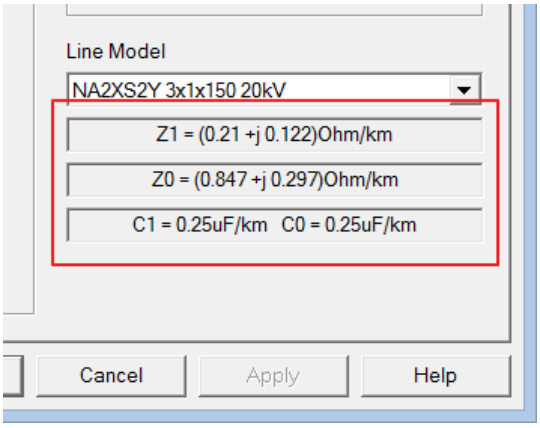


Abbildung 121: Einstelldialog Leitung *Line* – Registerkarte *Line Model*

Die Impedanzen und Kapazitäten der Leitung in Mit- und Nullsystem $\underline{Z}_1$, $\underline{Z}_0$, C_1 und C_0 werden ebenfalls angezeigt.



Mit den Einstellwerten **Shunt Impedances** können an den beiden Leitungsenden (**L** und **R**) je eine 3-phasige Querimpedanz R + jX gegen Erde aktiviert werden.

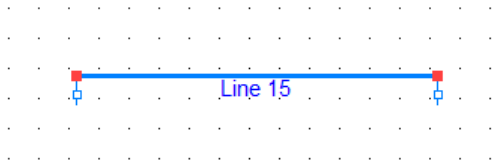


Abbildung 122: *Shunt Impedances* an den beiden Leitungsenden

6.10.3 Registerkarte *Multi Line*

In der Praxis der Elektroenergieversorgungsnetze ist es üblich, dass eine Leitung zwischen zwei Netzknoten als Serienschaltung unterschiedlicher Leitungstypen mit verschiedenen netzphysikalischen Leitungsdaten und Längen aufgebaut ist. Mit Hilfe der Betriebsart **Multi Line** kann eine „logische“ Leitung zwischen zwei Netzknoten aus mehreren einzelnen „physikalischen“ Leitungsabschnitten aufgebaut werden.

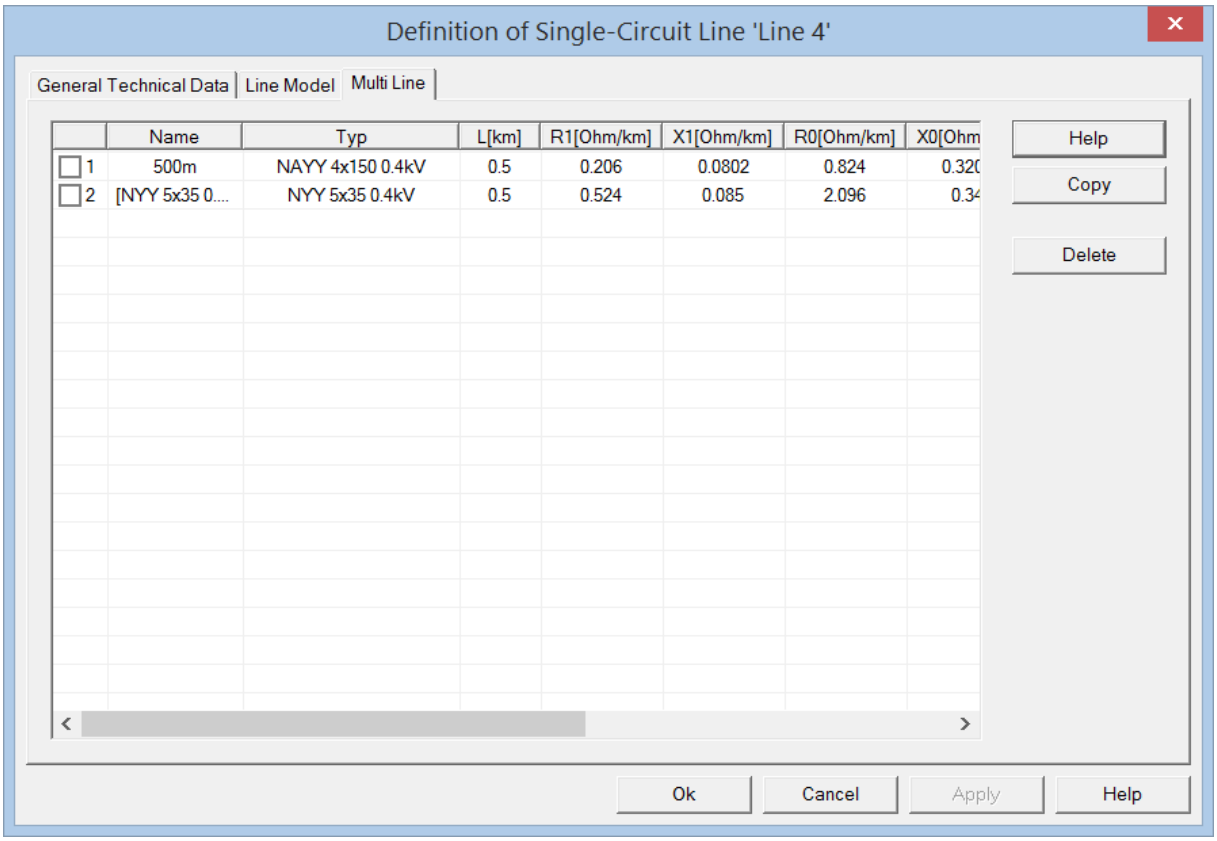


Abbildung 123: Einstelldialog Leitung *Line* – Registerkarte *Multi Line*

Wie in Abbildung 103 zu erkennen ist, besteht die die „logische“ Leitung Line 4 aus den beiden jeweils 500m langen „physikalischen“ Leitungssegmenten, deren Leitungstypen unterschiedlich sind.

Die Betriebsart **Multi Line (RLC-PI)** muss beim Schließen des Einstelldialogs als Leitungsart **Line Model** eingestellt sein, damit die „logische“ Leitung mit den definierten „physikalischen“ Leitungen nachgebildet wird. In jedem anderen Fall wird die Leitung bestehend aus einem Leitungsabschnitt entsprechend den Leitungsdaten, die in der Registerkarte **General Technical Data** angezeigt werden.

Hinweis
Das Leitungsmodell **Multi Line (RLC-PI)** kann nur für fas PI-Ersatzschaltbild (RLC-PI) einer Leitung verwendet werden.

Erstellen einer *Multi Line*

- In der Registerkarte **General Technical Data**
  - Auswahl der Einstellwerte
  - Nicht das Leitungsmodell **Multi Line (RLC-PI)** auswählen

- Durch Drücken des Buttons **Copy to ...** in die Liste in der Registerkarte **Multi Line** kopieren

Die oben genannten Punkt können beliebig oft wiederholt werden.

Vor dem Schließen des Einstelldialogs muss das Leitungsmodell **Multi Line (RLC-PI)** eingestellt werden, da sonst nur eine Leitung entsprechend dem eingestellten Leitungsmodell verwendet wird.

Änderung der Einstellwerte einer Teilleitung der *Multi Line*

Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf eine Zeile in der Liste der Teilleitungen der Multi Line wird der Einstelldialog für Leitungen (ohne die Registerkarte **Multi Line**) geöffnet.

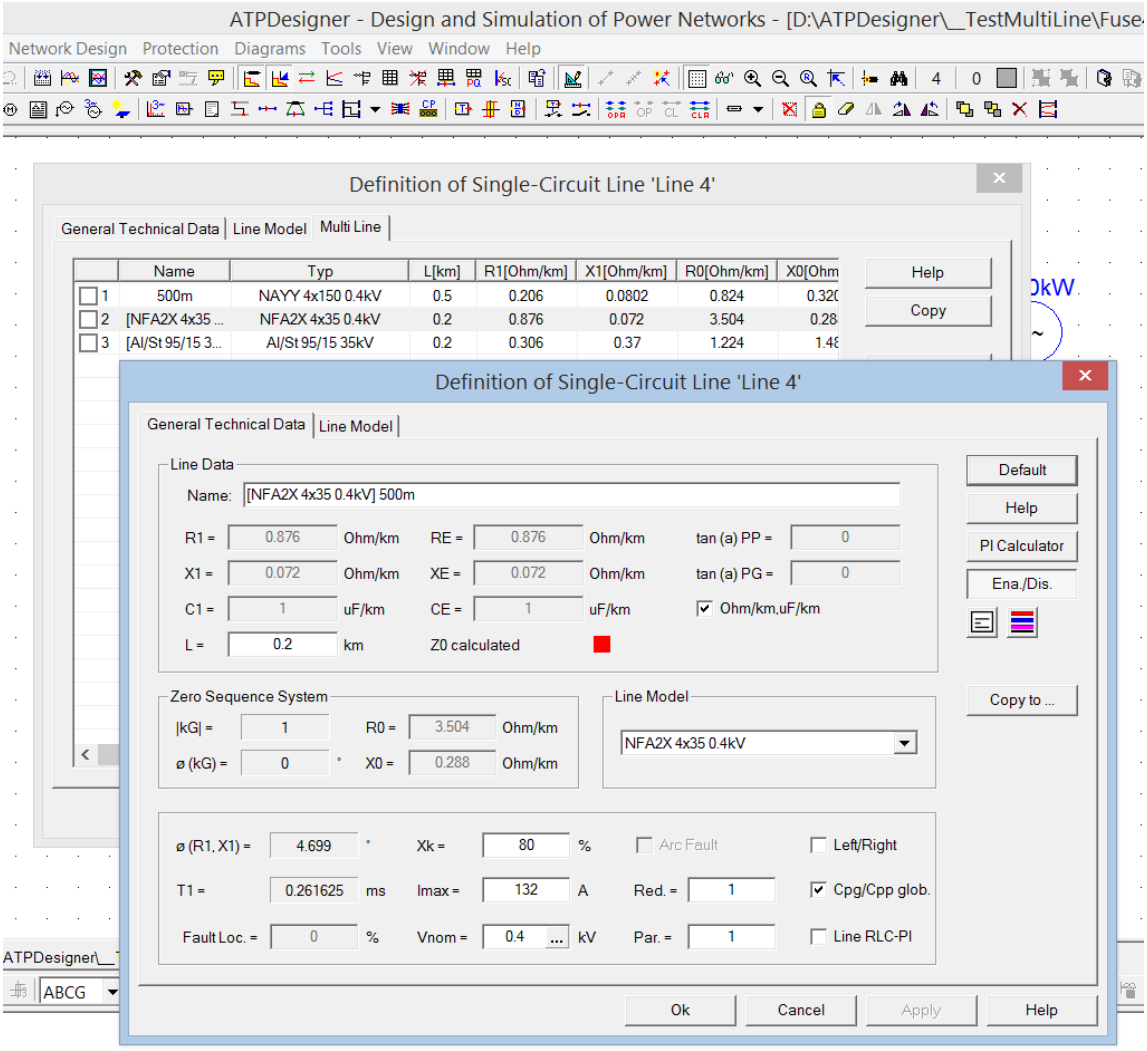


Abbildung 124: Änderung der Einstellwerte einer Teilleitung einer *Multi Line*

Löschen einer der Teilleitungen einer *Multi Line*

Um eine Teilleitung der **Multi Line** zu löschen, muss die Checkbox am Zeilenanfang der Liste der Teilleitungen markiert werden. Dann kann durch Drücken des Buttons **Delete** nach einer Sicherheitsabfrage die Teilleitung gelöscht werden.

Kopieren der Leitungsdaten in die Zwischenablage

Durch Drücken des Buttons **Copy** werden die Einstellwerte der Teilleitungen im .csv-Format in die Zwischenablage kopiert. Es ist möglich, die Einstellwerte z.B. nach Excel in eine Tabelle zu importieren.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1		Name	Typ	L[km]	R1[Ohm/km]	X1[Ohm/km]	R0[Ohm/km]	X0[Ohm/km]	C1[uF]	C0[uF]	Vnom[kV]	Imax[A]	Red	Par	RefName	No
2	1	500m	NAYY 4x150 0	0,5	0,206	0,0802	0,824	0,3208	1	1	0,4	275	1	1	Line 4	1
3	2	[NFA2X 4x35 (	NFA2X 4x35 0	0,2	0,876	0,072	3,504	0,288	1	1	0,4	132	1	1	Line 4	2
4	3	[Al/St 95/15 3	Al/St 95/15 35	0,2	0,306	0,37	1,224	1,48	0,01	0,005	35	350	1	1	Line 4	3

Abbildung 125: Import der Einstellwerte der Teilleitungen in eine Tabelle

6.10.3.1 Multi Line: Inhalt der Registerkarte *General Technical Data*

Ist die Betriebsart **Multi Line** eingestellt, so werden aus den Teilleitungen der **Multi Line** resultierende Daten berechnet und in der Registerkarte **General Technical Data** angezeigt.

Einstellwert	Bedeutung
R1, X1, C1, R0, X0, RE, XE, CE	Längenbezogener Belag der Parameter **Beispiel:** mit L = Gesamtlänge der **Multi Line** $R_1 = \frac{\sum_{k=1}^{N} R_{1k}}{L}$
L	Gesamtlänge der **Multi Line** als Summe der Länge jeder einzelnen Teilleitung
tan (a) PP **tan (a) PG**	Mittelwert der einzelnen Einstellwerte der Teilleitungen $\tan(a)PP = \frac{\sum_{k=1}^{N} \tan(a) PP_k}{N}$
Imax	Es wird der kleinste maximal zulässige Leiterstrom der Teilleitungen der **Multi Line** ermittelt.
Vnom	Mittelwert der Nennspannungen der Teilleitungen $V_{nom} = \frac{\sum_{k=1}^{N} V_{nomk}}{N}$

Der Erdstromkompensationsfaktor k_E sowie der Impedanzwinkel und die Zeitkonstante werden aus den resultierenden Größen der **Multi Line** berechnet.

6.10.4 Berechnung des stationären Netzzustandes: Anzeige von I_{max}

Nach der Berechnung des stationären Netzzustandes (siehe Kapitel 7) werden für die Einfachleitung (**Single-Circuit Line**) folgende Daten ermittelt:

- der maximale Leiterstrom in A und in % von I_{max}

ATPDesigner gibt diese Information an Stelle des anwenderspezifischen Bezeichners der Leitung unmittelbar am grafischen Abbild der Leitung aus.

- Maximaler Leiterstrom in A

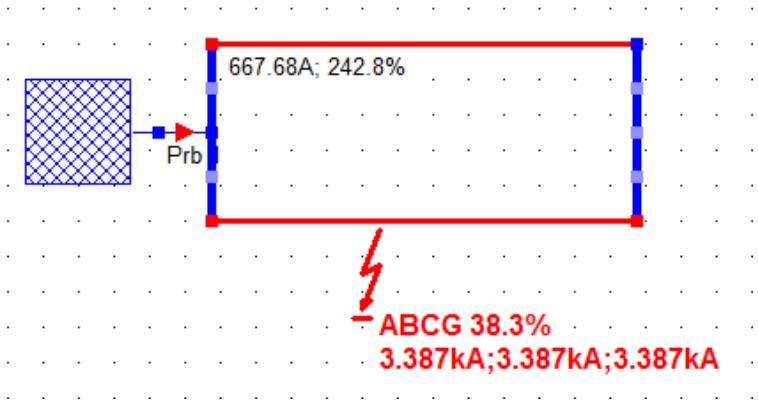


Abbildung 126: Ausgabe von Messdaten für eine Leitung

Wird der einstellbare maximale Leiterstrom I_{max} überschritten, so wird die Leitung **rot** eingefärbt markiert. Wird der Kurzschluss durch einen Short-Circuit (siehe Kapitel 7.14.1) auf einer Leitung nachgebildet, so wird der Kurzschlussstrom der fehlerbetroffenen Leitung nicht angezeigt. In Abbildung 106 ist die obere Leitung mit einem Teilkurzschlussstrom von 667,68A belastet. Die Leistungsauslastung beträgt 242,8%.

6.10.5 Leitungsmodell RLC-PI mit und ohne Kapazitäten

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, Leitungen durch ein Π-Ersatzschaltbild nachzubilden. Die Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Kapazitäten können für jede Leitung einzeln oder global aktiviert oder deaktiviert werden. Sind die Kapazitäten deaktiviert, so werden die Kapazitäten im Leitungsmodell nicht berücksichtigt.

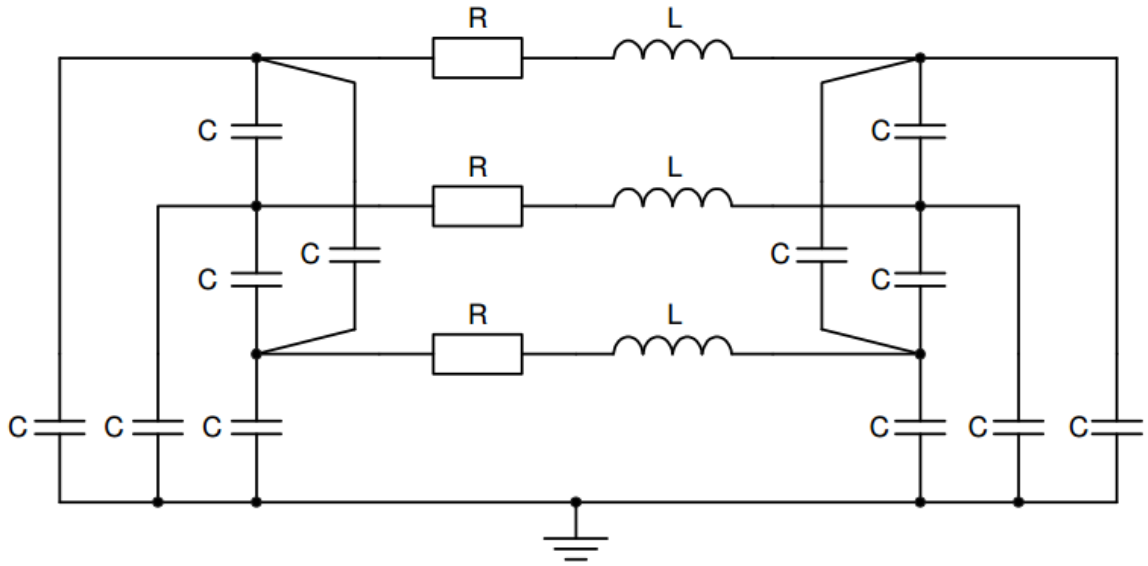


Abbildung 127: 4-Leiter-Ersatzschaltbild einer Leitung als Π-Ersatzschaltbild

Line RLC-PI
Wurde ein Leitungstyp aus der internen Leitungsbibliothek oder das Leitungsmodell **Single-Line RLC-PI** ausgewählt, so können mit dieser Option die Leiter-Erd- und die Leiter-Leiter-Kapazitäten für die einzelne Leitung aktiviert oder deaktiviert werden.

Einstellwert	Bedeutung
Option aktiviert	Die Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Kapazitäten werden verwendet.
Option nicht aktiviert	Die Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Kapazitäten werden nicht verwendet. Es wird ein induktiv gekoppeltes Leitungsmodell verwendet, das dem Leitungsmodell **Single-Line (RL)** entspricht.

Cpg/Cpp glob.
Mit Hilfe dieser Option wird angezeigt, ob die Kapazitäten aller in einem Netz verwendeten Leitungen, die mit einen Leitungstyp aus der Leitungsbibliothek oder dem Leitungsmodell **Single-Line (RLC-PI)** realisiert werden, mit oder ohne Kapazitäten verwendet werden.

Der zugehörige Einstellwert **Enable Capacitances Cpg and Cpp** ist im Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **Line** enthalten (Kapitel 6.5.5).

6.10.6 Öffnen und Schließen der Trennschalter einer Leitung

Leitungen können auch ohne die Verwendung eines zusätzlichen Schalters wie z.B. **Circuit-Breaker Cbx** (siehe Kapitel 6.13) oder **Switch** (siehe Kapitel 6.21) mit Hilfe der integrierten **Trennschalter** vom elektrischen Netz ein- oder mehrseitig mit einem **Left Button Mouse Click** getrennt werden.

1. Die Leitung wird mit einem **Left Mouse Button Click** markiert.
2. Der Mauszeiger wird über den Knoten, dessen integrierter Trennschalter geöffnet oder geschlossen werden soll, positioniert.
3. Mit einem **Left Mouse Button Click** wird der Trennschalter geöffnet oder geschlossen (Inversion des Schaltzustandes).
4. Eine Leitung, die mindestens einen geöffneten Trennschalter besitzt, wird in der Farbe hellblau gezeichnet.
5. Eine Leitung, deren Trennschalter alle geöffnet sind, wird grau gezeichnet (Kapitel 6.10.7).

In Abbildung 108 ist eine Leitung mit einem geöffnet Trennschalter dargestellt (**roter Pfeil**). Der geöffnete Trennschalter wird durch einen weißen rot umrandeten Knoten gekennzeichnet.

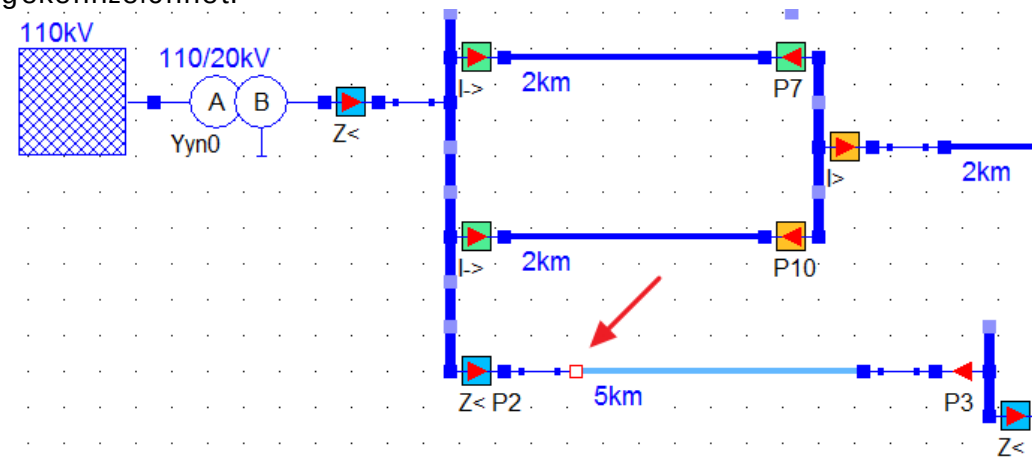


Abbildung 128: Leitung mit einem geöffneten Trennschalter

6.10.7 Einfärbung einer spannungslosen Leitung

Wurde eine Leitung elektrisch vom Elektroenergieversorgungsnetz durch die in Kapitel 6.10.6 erläuterten **Trennschalter** vollständig vom Netz getrennt, so wird die Leitung mit einer hellgrauen Farbe gezeichnet. In Abbildung 109 ist die spannungslose Leitung **hellgrau** gezeichnet. Die geöffneten Trennschalter sind als weiße rot umrandete Knoten zu erkennen.

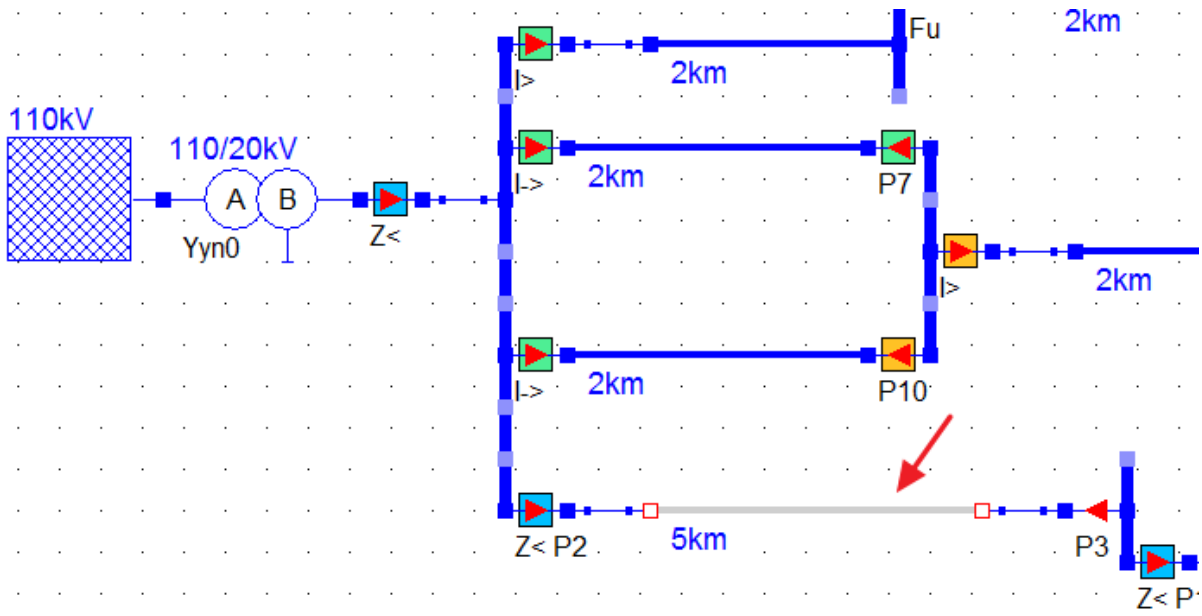


Abbildung 129: Einfärbung einer spannungslosen Leitung

6.10.8 Integrierte Bibliothek für Leitungstypen

ATPDesigner bietet eine integrierte Bibliothek mit mehreren Leitungstypen an. Die Auswahl erfolgt mit Hilfe der Auswahlliste in der Registerkarten **General Technical Data** oder der Baumstruktur in der Registerkarte **Line Model**.

Wird ein Leitungstyp aus der Bibliothek ausgewählt, so ist in der Grundeinstellung die Option **Line RLC-PI** aktiviert d.h. es wird das PI-Ersatzschaltbild der Leitung mit den Kapazitäten verwendet. Die Option **Line RLC-PI** kann manuell deaktiviert werden. Dann wird ein RL-basiertes Leitungsmodell mit induktiv gekoppelten Leitern wie in Abbildung 110 im 3-Leiter-Ersatzschaltbild dargestellt verwendet.

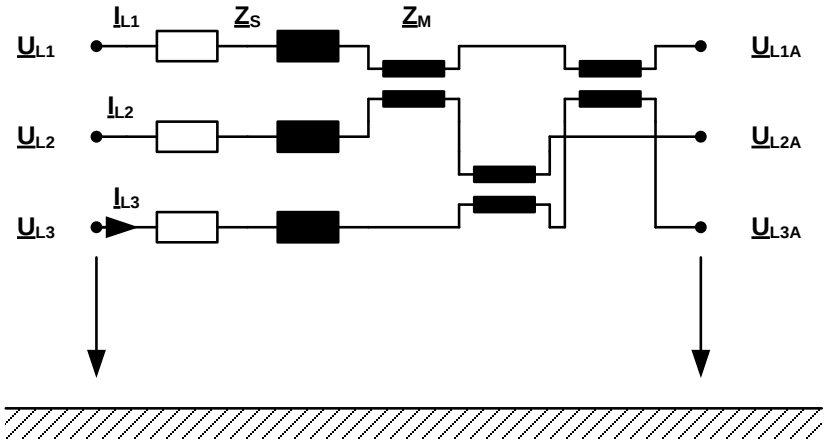


Abbildung 130: 3-Leiter-Ersatzschaltbild einer Leitung ohne Kapazitäten

6.11 Spannungs- und Strommessgerät *Probe*

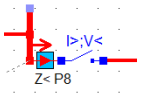
Das Netzwerkelement **Probe** ermöglicht es, Spannungen, Ströme und Leistungen im natürlichem System (RST, L123 oder ABC) und 012-System zu messen und diese entweder als Ergebnis der stationären Netzwerkanalyse **Short-Circuit Results** (siehe Kapitel 7) in Tooltips direkt im Zeichenbereich auszugeben oder als Zeitverläufe in der .PL4-Datei zu speichern, in einem Diagramm darzustellen und mit z.B. der Frequenzanalyse auszuwerten.

Darüber hinaus stellt das Netzwerkelement **Probe** verschiedene **Schutzfunktionen** und Funktionen zur **Berechnung des Grundschwingungsbetrages** von Spannungen, Strömen und Leistungen zur Verfügung. Schutzfunktionen können sowohl für die stationäre Netzberechnung als auch für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge verwendet werden. Die Berechnung des zeitabhängigen Betrages der Grundschwingung von Spannungen, Strömen und Leistungen basiert auf dem Verfahren der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) und kann nur im Falle der Berechnung der **dynamischen Netzvorgänge** (siehe Kapitel 9) verwendet werden. Für die Ausführung von Schutzfunktionen werden verschiedene Algorithmen verwendet, die u.a. auf der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) basieren oder auch Integrationsalgorithmen wie für den Distanzschutz verwenden.

Externe und interner Schalter einer Probe
Das Netzwerkelement **Probe** als **Schutzgerät** kann mit einem externen Schalter **Switch** verbunden werden. Alternativ kann der **interne Schalter** der **Probe** konfiguriert werden. Der externe oder interne Schalter wird durch die **Schutzfunktion** geöffnet oder geschlossen (Kapitel 6.11.2).

Hinweis
Es wird empfohlen die entsprechenden Unterkapitel des Kapitels **Protection** in der Online-Hilfedatei einzusehen. In der Hilfedatei sind die verfügbaren Schutzfunktionen jeweils für die Berechnung stationärer Netzzustände und dynamischer Netzvorgänge angegeben.

Jede **Probe** kann optional mit einem Schalter (**Switch**, Kapitel 6.21) verbunden werden (**Combine**, Kapitel 6.11.22), der durch das AUS-Kommando in der Netzgrafik geöffnet oder geschlossen wird.



Die einzelnen Leiter des Drehstromsystems werden generell mit denen im englischen Sprachraum üblichen Buchstaben A, B und C bezeichnet. Folgende Identitäten gelten:

- Leiter L1 = R = A
- Leiter L2 = S = B
- Leiter L3 = T = C
- Erdrückleiter E = E = G

Im Folgenden werden diese Spannungen und Ströme als das **natürliche oder physikalische System** bezeichnet. Darüber hinaus ist das Netzwerkelement **Probe** in der Lage, die Spannungen und Ströme im **0αβ- oder hαβ-System** mit Hilfe der **Clarke-Transformation**[3] zu berechnen.

6.11.1 Hauptmenü *Protection*

Wegen der zentralen Bedeutung der Schutzfunktionen sowie der Schutzanalyse in ATPDesigner sind die schutzrelevanten Menüfunktionen in dem Hauptmenü **Protection** zusammengefasst.

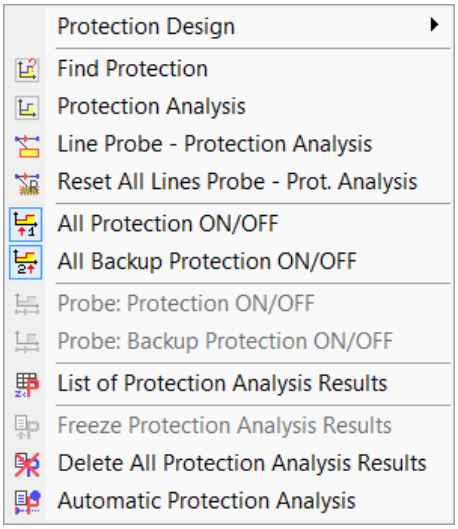


Abbildung 131: Hauptmenü *Protection* – Schutzfunktionen und Schutzanalyse

- **Find Protection** (siehe Kapitel 6.11.7)
- **Protection Analysis** (siehe Kapitel 6.11.5)
- **Line Probe – Protection Analysis**
  Aktiviert oder deaktiviert die Verbindungslinie zwischen der **Probe** und dem Textelement zur Ausgabe der Schutzanalyse – Ergebnisse in der Netzgrafik
- **Reset All Lines Probe – Prot. Analysis**
  Setzt die Position der Textelemente zur Ausgabe der Schutzanalyse – Ergebnisse in der Netzgrafik auf die Grundposition unterhalb der zugehörigen **Probe** zurück
- **All Protection ON/OFF**
  Die Ergebnisse der Schutzfunktionen aller **Probe** werden nicht in der Netzgrafik ausgegeben.
- **All Backup Protection ON/OFF**

[3] Die **Clarke-Transformation**, benannt nach Edith Clarke und auch als *α,β-Transformation* bezeichnet, dient dazu, dreiphasige Größen wie bei einer Drehstrommaschine mit den Achsen U,V,W in ein einfacheres zweiachsiges Koordinatensystem mit den Achsen α,β zu überführen. Die Clarke-Transformation ist zusammen mit der d/q-Transformation eine der mathematischen Grundlagen zur Vektorregelung von Drehstrommaschinen und beschreibt eine von mehreren möglichen Raumzeigerdarstellungen.

Die Ergebnisse der Schutzfunktionen der **Probe**, für die kein AUS-Kommando ermittelt wurde, werden nicht in der Netzgrafik ausgegeben.

- **Probe: Protection ON/OFF**
  Wie **All Protection ON/OFF**, aber nur für die markierten **Probe**

- **Probe: Backup Protection ON/OFF**
  Wie **All Backup Protection ON/OFF**, aber nur für die markierten **Probe**
- **List of Protection Analysis Results** (siehe Kapitel 6.11.6)

Die nachfolgenden Menüpunkte werden für die Analyse von Kaskadenabschaltungen benötigt.

- **Freeze Protection Analysis Results**

- **Delete All Protection Analysis Results**

- **Automatic Protection Analysis**

6.11.2 Node Names and Current Flow Direction

In der .ATP-Datei (Eingangsdatei des Netzwerkberechnungsprogramms ATP) werden den Messgeräten **Probe** automatisch Knotennamen zugewiesen, die sich allerdings vor jeder Netzberechnung auf Grund der automatischen Vergabe der Knotennamen durch ATPDesigner ändern können. Daher werden die Spannungen und Ströme, die durch eine Probe gemessen werden, mit speziellen Knotennamen **TACS Node Voltage** und **TACS Node Current** in die .PL4-Datei für Diagramme ausgegeben.

Signal	Bedeutung
(ABC)PVxxx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$ und $u_{L3}(t)$
GPVxxx	Nullspannung $u_0(t)$
(ABC)PIxxx	Name der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$
GPIxxx	Name des Summenstromes $i_E(t)$
ABVxxx	Name der Leiter-Leiter-Spannung $u_{12}(t)$
BCVxxx	Name der Leiter-Leiter-Spannung $u_{23}(t)$
CAVxxx	Name der Leiter-Leiter-Spannung $u_{31}(t)$

$$u_0(t) = \frac{u_{L1}(t) + u_{L2}(t) + u_{L3}(t)}{3} \tag{1.47}$$

$$i_E(t) = i_{L1}(t) + i_{L2}(t) + i_{L3}(t) \tag{1.48}$$

Die Kennung **xxx** steht für die 3-stellige Nummer der Probe, die in dem Editierfeld des Einstelldialogs einstellbar ist. Es wird empfohlen, diese Nummer manuell nicht zu verändern, da sonst die eineindeutige Identifizierung der Ausgabesignale nicht mehr möglich sein könnte. Es wird empfohlen, die Knotennamen der automatischen Vergabe von ATPDesigner zu übernehmen. Dem eigentlichen Ausgabenamen der Probe wird die ATP-spezifische Kennung **TACS -** vorangestellt.

6.11.3 Einstelldialog für eine Probe

Der Einstelldialog für eine Probe ist in Abbildung 113 dargestellt. In der Online-Hilfedatei sind die Einstellwerte vollständig beschrieben.

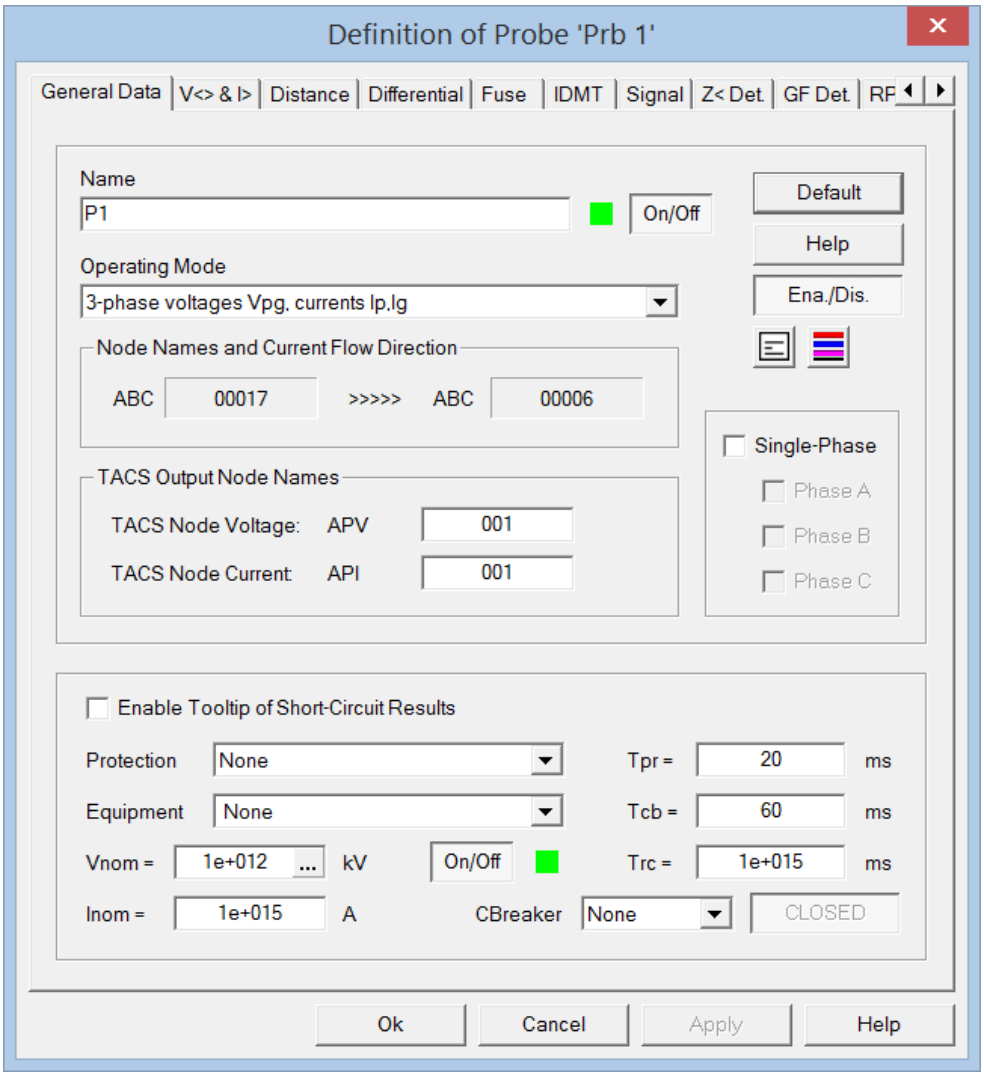


Abbildung 132: Einstelldialog Probe, Registerkarte Basis Data

- Registerkarte **Distance** ➔ Kapitel 6.11.18
- Registerkarte **Differential** ➔ Kapitel 6.11.26
- Registerkarte **Fuse** ➔ Kapitel 6.11.23.1
- Registerkarte **IDMT** ➔ Kapitel 6.11.27
- Registerkarte **Signal** ➔ Kapitel 6.11.24
- Registerkarte **Z< Det.** ➔ Kapitel 6.11.18.3
- Registerkarte **RPI Control** ➔ Kapitel 6.23

Name: On/Off
Der anwenderspezifische Name kann hinsichtlich der Darstellung in der Netzgrafik ein- und ausgeschaltet werden.

Die Taste *CLOSED*
Wird der interne Schalter **SwtIntern** der **Probe** verwendet, so wird die Taste **CLOSED** aktiviert. Mit der Taste kann der interne Schalter stationär geöffnet und geschlossen

werden. Unabhängig davon kann der interne Schalter auch durch die Schutzfunktion der **Probe** als Ergebnis einer Netzberechnung geöffnet und geschlossen werden (Kapitel 6.11.4.2).

Protection
Mit der Option können der **Probe** Schutzfunktionen (Kapitel 6.11.6) zugeordnet werden, die bei der Berechnung des stationären Netzzustandes und/oder der dynamischen Netzvorgänge ausgeführt werden. Die Haupt- und Zusatzschutzfunktionen sind:

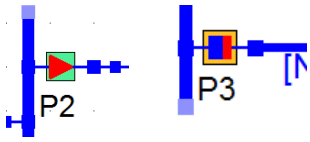
	Bedeutung
UMZ	Unabhängiger Überstromzeitschutz mit und ohne Kurzschlussrichtung
DIST	Distanzschutz
DIFF	Differenzialschutz
FUSE	Sicherungen bzw. kennlinienbasierte Schutzelemente
U<>	Unter-/Überspannungsschutz
AMZ	Abhängiger Überstromzeitschutz (IDMT)
Signal	Signalvergleichsschutz
Z< Det.	Unterimpedanzanregung
GF Det.	Erdschlussdetektions- und Erdschlussortungsverfahren

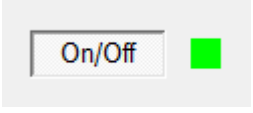
Equipment
Der Schutzfunktion kann ein zu schützendes Betriebsmittel z.B. eine Leitung oder ein Transformator und ein Schalter automatisch zugewiesen werden.

Hinweis
Die Zuordnung eines Betriebsmittels ist bei Anwendung des Differenzialschutzes für Transformatoren zwingend erforderlich. Nur durch die Zuordnung des Transformators die Schaltgruppe des Transformators (Phasendrehung der Spannungen und Ströme beschrieben durch die Kennzahl k in Vielfachen von 30°) bei der Berechnung der Differenz- und Haltströme berücksichtigt werden.

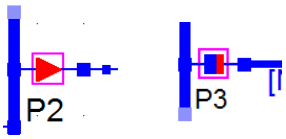
Schutzfunktion: On/Off
Mit Hilfe des Tasters können die Schutzfunktionen der **Probe** aktiviert bzw. deaktiviert werden. Sind die Schutzfunktionen einer **Probe** deaktiviert, erfolgt eine entsprechende Meldungsausgabe im **Messages Window**.

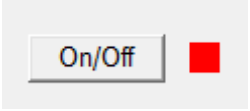
- **On** : Alle Schutzfunktionen der **Probe** sind aktiviert, die weiteren Einstellwerte der einzelnen Schutzfunktionen werden ausgewertet.





- **Off** : Alle Schutzfunktionen der **Probe** sind deaktiviert.





Die Schutzfunktionen können alternativ auch in der **Schutzanalysetabelle** (Kapitel 6.11.9) ein- und ausgeschaltet werden.

Wesentliche Einstellungen können mit Hilfe einer Toolbar durchgeführt werden. Jedes Element der Toolbar ist auch im ATPDesigner Hauptmenü vorhanden.

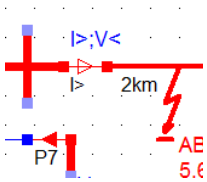
Abbildung 133: Toolbar-Buttons für Schutzfunktionen

Berechnung eines stationären Netzzustandes (Kapitel 7)

Schutzanalyse: Analyse von Kaskadenabschaltungen (Kapitel 6.11.10)

Schutzanalyse: Ausgabe der Ergebnisse der Schutzgeräte (Kapitel 6.11.6)

Probe: Protection ON/OFF: Die Schutzfunktionen einer markierten **Probe** können mit dem Toolbar-Schalter ein- oder ausgeschaltet werden. Im ausgeschalteten Zustand werden keine Meldungen ausgegeben. Im Messages Window wird die **Probe** mit **Protection OFF** ausgegeben. In der Netzwerkgrafik wird die Probe durch ein nicht ausgefülltes rotes Dreieck gezeichnet. Der Toolbar-Schalter wird nur dann aktiviert, wenn eine **Probe** markiert ist.



Probe: Backup Protection ON/OFF: Falls die Schutzfunktion der **Probe** ausgeführt wird, werden die Meldungen bzgl. der Reserveschutzfunktion nicht in der Netzwerkgrafik ausgegeben. Die Ausgabe in das **Messages Window** erfolgt auch wenn dieser Einstellwert auf **OFF** gestellt wurde.

All Protection ON/OFF: Die Schutzfunktionen jeder **Probe** können ein- oder ausgeschaltet werden. Im ausgeschalteten Zustand werden keine Meldungen ausgegeben.

All Backup Protection ON/OFF: Falls Schutzfunktionen einer Probe ausgeführt werden, werden die Ergebnisse des Reserveschutzes für den Einstellwert **OFF** nicht in der Netzwerkgrafik ausgegeben. Die Ausgabe in das **Messages Window** erfolgt auch wenn dieser Einstellwert auf **OFF** gestellt wurde.

Find Protection Element
Es wird ein Dialog geöffnet, mit dessen Hilfe ein Schutzelement mit Schutzfunktion im elektrischen Netz gesucht werden kann. Darüber hinaus sind die Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse angegeben (siehe Kapitel 6.11.5).

Auslösekennlinie der Schutzfunktionen
Es wird ein Dialog geöffnet, in dem die Auslösekennlinie einer Schutzfunktion grafisch mit Zusatzinformationen dargestellt wird (siehe Kapitel 6.11.5).

Darstellung der Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse in einem Tooltip

Die Ergebnisse der Schutzanalyse werden durch einen Ausgabetext im elektrischen Netz angezeigt. Wird der Cursor über einer **Probe** mit aktivierter Schutzfunktion positioniert, so wird das Ergebnis der Schutzanalyse in einem Tooltip angezeigt. Mit dem Toolbar-Button kann die Anzeige der Tooltips für Schutzfunktionen ein- oder ausgeschaltet werden.

- Referenzname und anwenderspezifischer Name
- Schutzfunktion
- Ergebnis der Schutzanalyse
- Referenzname des zu schützenden Netzwerkelementes
- Für den Distanzschutz: Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ im Mitsystem der ausgewählten Impedanzmessschleifen

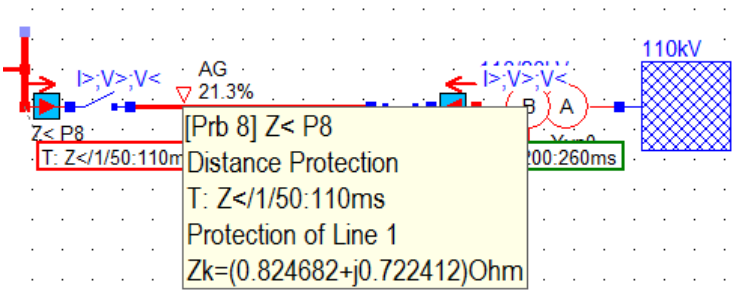


Abbildung 134: Ergebnisse der Schutzanalyse in einem Tooltip

Aktiviert oder deaktiviert die Verbindungslinie zwischen der **Probe** und dem Textelement zur Ausgabe der Schutzanalyse – Ergebnisse in der Netzgrafik

Farbmarkierung der Probe mit Schutzfunktionen

Die Farbmarkierung von Probe mit Schutzfunktionen kann ein- oder ausgeschaltet werden (siehe Kapitel 6.11.10).

Alternativ kann im Hauptmenü **Network Design** der Menüpunkt ***Set Probe*** oder das Hauptmenü **Protection** (Abbildung 112) verwendet werden.

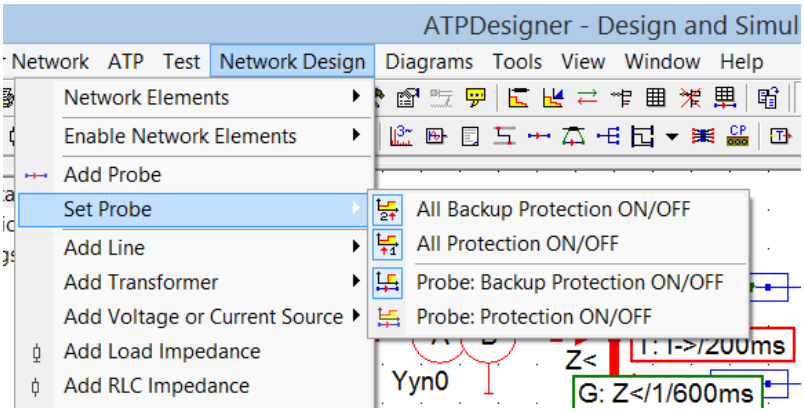


Abbildung 135: *Network Design* – Menüpunkte für Schutzfunktionen

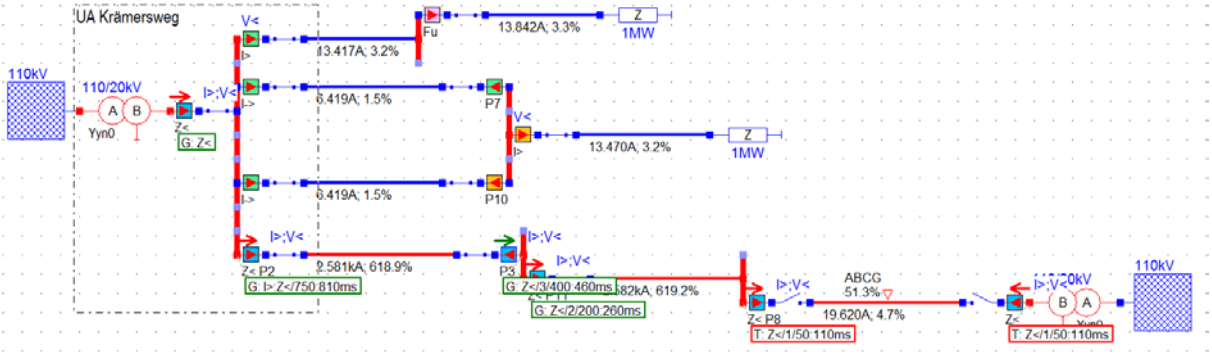


Abbildung 136: Berechnung des stationären Netzzustandes mit Schutzfunktionen und Schaltern

Nach der Berechnung eines stationären Netzzustandes werde wie in Abbildung 117 gezeigt in der Netzwerkgrafik angezeigt: **rot** (**T:...**) die in der ermittelten Schnellzeit auslösenden Schutzgeräte, **grün** (**G:...**) die Schutzgeräte mit Generalanregung im Sinne der Reserveschutzgeräte.

Enable Tooltips and Short-Circuit Results
Falls aktiviert können die Ergebnisse der stationären Netzberechnung (Short-Circuit gestellt werden (siehe Kapitel 7.12).

Hinweis
Eine alternative Möglichkeit, die Messwerte der stationären Netzwerkberechnung mit Hilfe von Tooltips anzuzeigen, wird in Kapitel 7.3 erläutert. Beide Anzeigemöglichkeiten können nur alternativ, nicht gemeinsam verwendet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Name	Anwenderspezifischer Name
Single-Phase	Auswahl für ein phasenselektives Modell aktivieren / deaktivieren
Phase A, B, C	Modell für Leiter A=L1, B=L2, C=L3 aktivieren / deaktivieren

Primäre Nennwerte der Strom- und Spannungswandler
Nennstrom I_{nom} und Nennspannung V_{nom} werden für die Anzeige von Strömen und Spannungen in **Vielfachen der Nenngrößen** d.h. in **p.u.** aber auch für die interne Berechnung der Einstellwerte der Schutzfunktionen wie z.B. I> und U<> verwendet, die in der Registerkarte **V<> & I>** enthalten sind. Dies gilt auch für die Werte des Anregesystems des Distanzschutzes, wenn als Schutzfunktion **Distance Protection** eingestellt wurde. In diesem Fall werden die Einstellwerte der Registerkarte **V<> & I>** zum Einstellen des Anregesystems des Distanzschutzes verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
Vnom	Nennspannung U_{nom} am Messort in kV **= 1 p.u.**
Inom	Nennstrom I_{nom} am Messort in A **= 1 p.u.**

Hinweis
Wird die Schutzfunktion **Distance Protection** verwendet, so müssen zusätzlich zu den hier eingestellten primären Nennwerten I_{nom} und V_{nom} in der Registerkarte **Distance** die primären und sekundären Nennwerte für Nenn-

strom und Nennspannung eingestellt werden. In diesem Fall sollten die primären Nennwerte in den beiden Registerkarten **V<> & I>** identisch eingestellt sein. Zwingend ist das aber nicht erforderlich.

6.11.4 Leistungsschalter für eine Schutzfunktion

Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Switch** (Kapitel 6.21) kann jeder **Probe** ein Leistungsschalter zugeordnet werden, der im Falle eines AUS-Kommandos geöffnet wird, aber auch durch die **Automatische Wiedereinschaltung** (Kapitel 6.11.30) geschlossen werden kann.

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, einen externen Schalter als **Switch** oder den internen Schalter der **Probe** zu verwenden.

6.11.4.1 Probe mit externem Schalter (*Switch*)

Soll ein externer Schalter verwendet werden, so kann ein **Switch** wie in Abbildung 126 gezeigt mit der **Probe** verbunden werden.

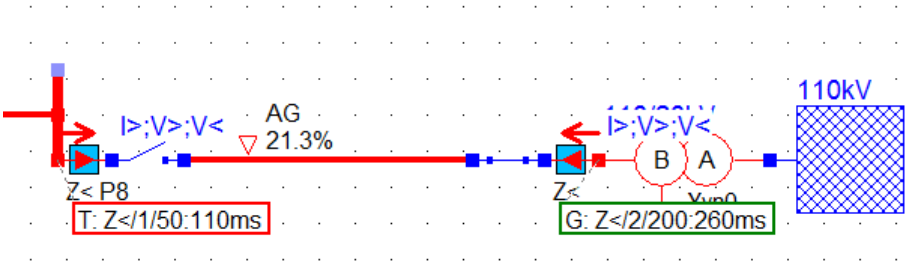


Abbildung 137: Öffnen des Leistungsschalters nach einem AUS-Kommando

Der **Switch** kann mit dem Toolbar-Button oder mit dem Menüpunkt **Network Design** + **Add Switch** oder per **Drag&Drop** (Kapitel 3.4.1) hinzugefügt werden. Die Verbindung zwischen Probe und Switch wird mit der Combine-Funktion (Kapitel 6.11.22) hergestellt.

Alternativ kann mit dem Button **Equipment** des Dialogs **List of Protection Analysis Results** (Kapitel 6.11.7) der Schalter automatisch der Probe als Schutzgerät zugeiwesen werden.

Der **Switch als externer Schalter** kann sowohl für die Berechnung stationärer Netzzustände als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge ohne Einschränkung verwendet werden.

6.11.4.2 Probe mit internem Schalter

Der interne Schalter der **Probe** kann mit dem Einstellwert **CBreaker = SwtIntern** aktiviert werden. Durch diese Konfiguration wird das grafische Bild der **Probe** verändert.

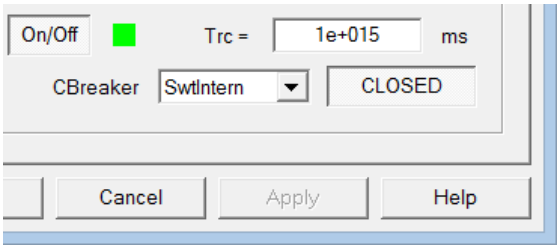


Abbildung 138: CBreaker der Probe als interner Schalter *SwtIntern*

Wie in Abbildung 128 gezeigt wird das grafische Abbild der **Probe** mit der Aktivierung des internen Schalters verändert.

- Links: **Probe** mit geschlossenem internen Schalter
- Rechts: **Probe** mit offenem internem Schalter

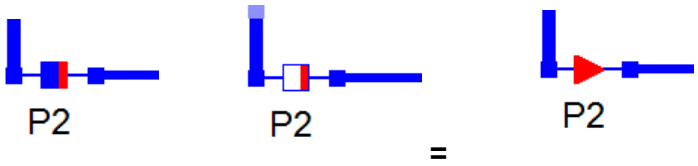


Abbildung 139: Verändertes grafisches Bild

Der **rote Strich** zeigt die Messrichtung der Probe an und entspricht der Pfeilspitze des alternativen Abbildes der **Probe**.

Der **interne Schalter** der **Probe** kann für die **Berechnung stationärer Netzzustände** ohne Einschränkungen wie ein externer Schalter verwendet werden.

Im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** kann der interne Schalter ebenfalls verwendet werden, allerdings mit einer Einschränkung. Das grafische Abbild wird durch die zugeordnete Schutzfunktion als geöffnet dargestellt, es wird aber keine elektrische Trennstelle wie durch den **Switch** hergestellt.

6.11.4.3 Probe mit internem Schalter - Taste *CLOSED*

Der interne Schalter der **Probe** kann mit der Taste **CLOSED** stationär geöffnet und geschlossen werden. Alternativ kann auch der Toolbar-Button in der oberen Toolbar verwendet werden.

6.11.5 Das Netzwerkelement *Probe* als Messgerät

6.11.5.1 Stationäre Netzberechnung: Messung von U, I, S, P, Q, etc.

Die Messung und Anzeige der Ergebnisse der Berechnung eines stationären Netzzustandes wird in Kapitel 7 erläutert.

6.11.5.2 Dynamische Netzberechnung: Messung von u(t), i(t), etc.

Mit Hilfe des Netzwerkelementes Probe können einfach Spannungen, Ströme und Leistungen gemessen werden. Die Darstellung der berechneten Signale in einem Diagramm wird in Kapitel 9 erläutert. In Tabelle 1sind die Namen der Signale angegeben, die direkt von dem ATP als zeitlich veränderliche Größen berechnet werden. In der Signalliste wird das Präfix **TACS** vorangestellt.

Signal	Bedeutung
APVxxx	Primäre Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ [V]
BPVxxx	Primäre Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$ [V]
CPVxxx	Primäre Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$ [V]
APIxxx	Primärer Leiterstrom $i_{L1}(t)$ [A]
BPIxxx	Primärer Leiterstrom $i_{L2}(t)$ [A]
CPIxxx	Primärer Leiterstrom $i_{L3}(t)$ [A]

Tabelle 1: Liste der in einem Diagramm darstellbaren Zeitsignale einer *Probe*

Die in Tabelle 2 dargestellten Signale werden mit Hilfe der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) über eine Grundschwingungsperiode $T = 1/f_n$ aus den in Tabelle 1 enthaltenen Signalen berechnet. Es muss darauf geachtet werden, dass die **Nennspannung V_{nom}** der Probe zur Berechnung der p.u.-Größen korrekt eingestellt ist. In der Signalliste ist das Präfix **MODELS** vorangestellt.

Signal	Bedeutung
S_xxx	Scheinleistung [MVA]
P_xxx	Wirkleistung [MW]
Q_xxx	Blindleistung [Mvar]
CPxxx	Leistungsfaktor
VAGxxx	Betrag der Leiter-Erd-Spannung $U_{L1E} = U_{RE}$ [p.u.]
VBGxxx	Betrag der Leiter-Erd-Spannung $U_{L2E} = U_{SE}$ [p.u.]
VCGxxx	Betrag der Leiter-Erd-Spannung $U_{L3E} = U_{TE}$ [p.u.]
VABxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung $U_{L1L2} = U_{RS}$ [p.u.]
VBCxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung $U_{L2L3} = U_{ST}$ [p.u.]
VCAxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung $U_{L3L1} = U_{SR}$ [p.u.]
IAxxx	Betrag des Leiterstrom $I_{L1} = I_R$ [A]
IBxxx	Betrag des Leiterstrom $I_{L2} = I_S$ [A]
ICxxx	Betrag des Leiterstrom $I_{L3} = I_T$ [A]

Tabelle 2: Liste der DFT-basierten Signale einer *Probe*

Die nachfolgenden Signale werden zusätzlich entsprechend **DIN EN 61400-21** (VDE 0127-21):2009-06 berechnet.

Signal	Bedeutung
PV1xxx	Effektivwert der Spannung zwischen den Phasen der Mitkomponente der Grundschwingung [V]

PP1xxx	Wirkleistung der Mitkomponente der Grundschwingung [W]
PQ1xxx	Blindleistung der Mitkomponente der Grundschwingung [var]
PIWxxx	Effektivwert des Wirkstromes der Mitkomponente der Grundschwingung [A]
PIRxxx	Effektivwert des Blindstromes der Mitkomponente der Grundschwingung [A]
PC1xxx	Leistungsfaktor der Mitkomponente der Grundschwingung
PI1xxx	Effektivwert des Mitsystemstromes [A]

Tabelle 3: Liste der nach DIN EN 61400-21 berechneten Signale einer *Probe*

6.11.5.3 Auswahl einer geeigneten Abtastschrittweite Δt_{ATP}

Wird die **Probe** für im Rahmen der Berechnung dynamischer Netzvorgänge zur Berechnung der netzfrequenten Leistungen oder Beträge von Spannungen und Strömen verwendet, so wird empfohlen, die interne Rechenschrittweite des ATP so einzustellen das die im ATPDesigner verwendeten DFT-Vollwellenfilter (Diskrete-Fourier-Transformation) keinen Leckeffekt erzeugen.

Der Leckeffekt tritt bei einem DFT-Vollwellenfilter auf, wenn das zeitliche Messfenster nicht exakt der Netzperiodendauer entspricht. Um den Leckeffekt zu vermeiden, müssen die Einstellwerte **dt** und **Step** im Einstelldialog **ATP Data** (Abbildung 54) korrekt eingestellt werden. Aus den beiden Einstellwerten wird die interne Rechenschrittweite des ATP Δt_{ATP} berechnet.

$$\Delta t_{ATP} = \frac{dt}{Step} \tag{1.49}$$

Hinweis
Die Darstellung von zeitlichen Signalen z.B. i(t) in einem Diagramm erfolgt immer mit der Schrittweite **dt**.

Die hier verwendete DFT-Vollwellenfilterung geht davon aus, dass eine Netzperiode exakt durch $\mathbf{N_{DFT} = 20}$ Abtastwerte dargestellt werden kann, um einen Leckeffekt zu vermeiden. Diese Restriktion begrenzt die Rechenzeiten des ATP und ist für eine Berechnung der netzfrequenten Beträge ausreichend. Ausgehend von einer Netzfrequenz f_n = 50Hz ergibt sich mit N_{DFT} = 20 z.B. die folgende interne Rechenschrittweite Δt_{ATP} des ATP.

$$\Delta t_{ATP} = \frac{1/f_n}{N_{DFT}} = \frac{1}{f_n \cdot N_{DFT}} = \frac{1}{50Hz \cdot 20} = 1ms \tag{1.50}$$

Weiter kann die interne Anzahl Abtastwerte des ATP N_{ATP} je Netzperiode berechnet werden.

$$N_{ATP} = \frac{1/f_n}{\Delta t_{ATP}} = \frac{1}{f_n \cdot \Delta t_{ATP}} = \frac{1}{50Hz \cdot 1ms} = 20 \tag{1.51}$$

Bei der Wahl der internen Rechenschrittweite des ATP N_{ATP} muss unbedingt berücksichtigt werden, dass die DFT-Filter (Diskrete-Fourier-Transformation) der **Probe** für eine Anzahl von N_{DFT} = 20 Abtastwerten je Netzperiode ausgelegt sind. Ausgehend von einer Netzfrequenz f_n=50Hz ergibt sich dadurch eine virtuelle zeitliche Schrittweite von 1ms für den DFT-Algorithmus.

Das Probe-Modell berechnet aus dem Verhältnis der internen ATP-Rechenschrittweite Δt_{ATP} und der Randbedingung N_{DFT} = 20 Abtastwerte je Netzperiode, mit welcher Schrittweite intern berechnete Abtastwerte im DFT-Algorithmus verwendet werden. Es wird dazu eine Modulo-Steuerung verwendet.

Beispiel: Netzfrequenz fn = 50Hz, dt = 1ms, Step =10

Mit einer internen Abtastschrittweite von Δt_{ATP} = 100µs nach Gleichung (1.49) und der Anzahl von N_{DFT} = 20 Abtastwerten für den DFT-Algorithmus ergibt sich:

- Interne Schrittweite Δt_{ATP} = 100µs ➔ 200 Abtastwerte je Netzperiode intern
- 200 Abtastwerte je Netzperiode intern / (N_{DFT} = 20) ➔ intern Schrittweite 10 für die Modulo-Steuerung

Daraus resultierend wird jeder 10. intern berechnete Abtastwert in der DFT-Filterung zur Berechnung der Netzspannungen verwendet. Ein Leckeffekt wird vermieden.

Um eine fehlerhafte Berechnung der DFT-Vollwellenfilter durch den Leckeffekt zu vermeiden, muss die interne Anzahl Abtastwerte je Netzperiode, die durch die interne Rechenschrittweite Δt_{ATP} bedingt ist, immer ein ganzes Vielfaches von N_{DFT} = 20 sein.

6.11.5.4 Markierung einer deaktivierten Probe in der Netzgrafik

Eine deaktivierte Probe kann oftmals in der Netzgrafik nicht sofort als deaktiviert und damit elektrisch unwirksam erkannt werden. Daher werden deaktivierte Probe wie in gezeigt mit einem farblichen Rahmen (**magenta**) markiert.

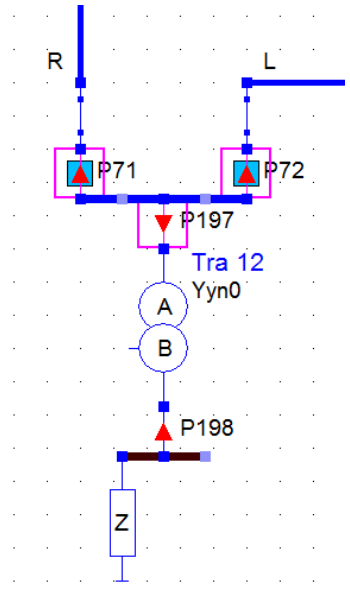


Abbildung 140: Markierung von deaktivierten Probe in der Netzgrafik

6.11.6 Schutzfunktionen und Schutzanalyse

Schutzfunktionen können in ATPDesigner mit Hilfe von **Probe** sowohl während der Berechnung des stationären Netzzustandes (Short-Circuit Analysis, siehe Kapitel 7) als auch während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge (siehe Kapitel 9) ausgeführt werden.

6.11.6.1 Berechnung des stationären Netzzustandes

Während der Berechnung des stationären Netzzustandes werden die komplexen Vektoren von Spannungen, Strömen und Impedanzen berechnet und ausgewertet. Das Ergebnis der Schutzfunktionen z.B. I> oder die erkannte Kurzschlussrichtung werden in der Netzwerkgrafik als Anregeentscheide z.B. I> angezeigt. Darüber hinaus werden die eingestellten Staffelzeiten der Schutzfunktionen nach erfolgter Netzberechnung ausgewertet, um das Schutzgerät zu ermitteln, das zeitlich gesehen als erstes ein AUS-Kommando ausgeben wird. Das Schutzgerät wird in der Netzwerkgrafik durch die Kennung **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) gekennzeichnet. Falls mehrere angeregte Schutzgeräte mit identische Staffelzeiten eingestellt sind, werden mehrere Schutzgeräte gekennzeichnet (**T:...**). Auch Reserveschutzanregungen mit den Staffelzeiten werden ausgegeben (**G:...**).

> Es muss darauf hingewiesen werden, dass weder dynamische Ausgleichsvorgänge noch das Interagieren von Schutzgeräten berücksichtigt werden können, da die Staffelzeiten nur statisch durch ATPDesigner ausgewertet werden können.
>
>
>
> Die Schutzfunktionen werden nach einer **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** (Kapitel 8) nicht ausgeführt.

Die Eigenzeit der Schutzalgorithmen wird durch den Einstellwert $\mathbf{T_{pr}}$ definiert. Eigenzeit des Schutzverfahrens $\mathbf{T_{pr}}$ und Schaltereigenzeit $\mathbf{T_{cb}}$ werden zusammen mit der AUS-Kommandozeit als **Kurzschlussstromunterbrechungszeit** zusätzlich zur Staffelzeit in der Netzwerkgrafik angezeigt.

Staffelzeit ≤ Eigenzeit des Schutzverfahrens

➔ Kurzschlussstromunterbrechungszeit = Eigenzeit T_{pr} + Schaltereigenzeit T_{cb}

Staffelzeit > Eigenzeit des Schutzverfahrens

➔ Kurzschlussstromunterbrechungszeit = Staffelzeit + Schaltereigenzeit T_{cb}

In Abbildung 119 wird für den Distanzschutz Z< ein AUS-Kommando (**T:...**) in Zone 1 mit einer Staffelzeit von 50ms und einer Kurzschlussstromunterbrechungszeit von 130ms angezeigt. Der Reservedistanzschutz zeigt ein AUS-Kommando (**G:...**) in Zone 2 nach einer Staffelzeit von 300ms und eine Kurzschlussstromunterbrechungszeit von 380ms an. Für beide Schutzalgorithmen wurde eine interne Eigenzeit von T_{pr} = 20ms und eine Schalterzeit T_{cb} = 80ms eingestellt. Da in beiden Fällen die Staffelzeit größer als die Eigenzeit des Schutzverfahrens ist, wird die Kurzschlussstromunterbrechungszeit als Addition der Staffelzeit und der Schaltereigenzeit berechnet.

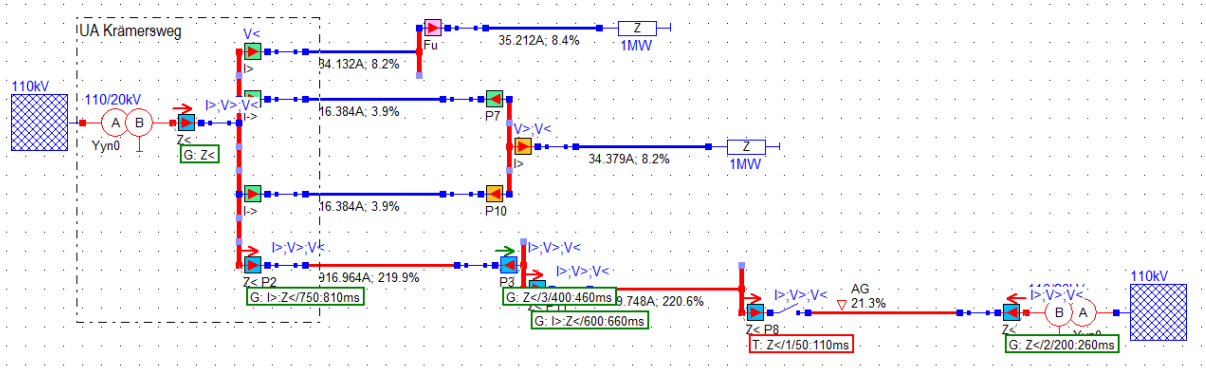


Abbildung 141: Ausgabe der Schutzreaktionszeiten in der Netzwerkgrafik

6.11.6.2 Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge werden mit Hilfe der ATP-Programmiersprache **MODELS** algorithmische Modelle der Schutzfunktionen implementiert. Eine Kenntnis der ATP-Programmiersprache **MODELS** ist nicht erforderlich. Im Falle der Anwendung von Schutzfunktionen während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge kann ein Schalter mit der **Probe** verbunden (Kapitel 6.11.22) und als Ergebnis der Schutzfunktionen AUS- als auch wieder EIN- geschaltet werden. Das zeitliche Verhalten des AUS-/EIN-Schaltens des Schalters kann durch die Zeitstufen T_{cb} und T_{rc} definiert werden. Die Eigenzeit der Schutzalgorithmen wird innerhalb der algorithmischen **MODELS** Modelle berücksichtigt. Der Einstellwert T_{pr} wird nicht berücksichtigt.

Es muss darauf geachtet werden, dass die Simulationsdauer **Time**, die in der Registerkarte **ATP Data** des Einstelldialogs **ATP Related Settings** (Kapitel 6.4.1) eingestellt wird, größer als die Summe aus größter Staffelzeit + Eigenzeit des Leistungsschalters + ggfs. Wiedereinschaltzeit der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) eingestellt wird.

6.11.6.3 Verwenden eines Schalters zur Kurzschlussabschaltung

Einer Schutzfunktion kann ein Schalter (**Switch**, Kapitel 6.21) im Sinne eines Leistungsschalters zugeordnet werden (**Combine**, Kapitel 6.11.22), der von der Schutzfunktion im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge und im Falle der Berechnung stationärer Netzzustände geöffnet werden kann.

Ist ein Schalter (**Switch**, Kapitel 6.21) mit der Probe verbunden (**Combine**, Kapitel 6.11.22), so wird der Schalter nach Beendigung der Netzberechnung ggfs. als geöffnet dargestellt.

Ist kein Schalter mit der Schutzfunktion einer Probe verbunden, so wird eine Warnung erkannt und ausgegeben.

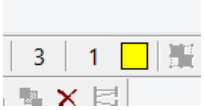


Abbildung 142: Ausgabe einer Warnung in der Toolbar

6.11.6.4 Verwenden von Schutzfunktionen

Nachfolgend wird die Anwendung der Schutzfunktionen sowohl für die Berechnung stationärer Netzzustände als auch dynamischer Netzvorgänge näher erläutert.

Protection
Der Einstellwert definiert die während der Netzberechnung ausgeführten Schutzfunktionen. Im Folgenden werden die Schutzfunktionen aufgelistet. Es muss darauf geachtet werden, dass bei der Berechnung des stationären Netzzustandes die Zeitstufen nur von ATPDesigner ausgewertet werden, um das Schutzgerät zu ermitteln, das mit großer Wahrscheinlichkeit als erstes den zugeordneten Leistungsschalter öffnen wird. Eine Öffnung des Leistungsschalters wird aber nicht ausgeführt.

Wird nur der **stationäre Netzzustand** betrachtet, so ist es nicht zwingend erforderlich, Schalter (**Switch**, Kapitel 6.21) in der Netzwerkgrafik zu verwenden. Falls Schalter verwendet werden, werde diese durch ein AUS-Kommando geöffnet. Für die Berechnung des stationären Netzzustandes mit Schutzgeräten genügt es, je Schutzgerät eine **Probe** zu verwenden. In Abbildung 121 ist beispielhaft der Schutz einer Leitung mit einem Differenzialschutz als Hauptschutz und einem Distanzschutz als Reserveschutz dargestellt.

- Distanzschutz **PDIS** als Reserveschutz **Z<**, Staffelzeit 50ms
- Differenzialschutz **PDIF** als Hauptschutz **Id**

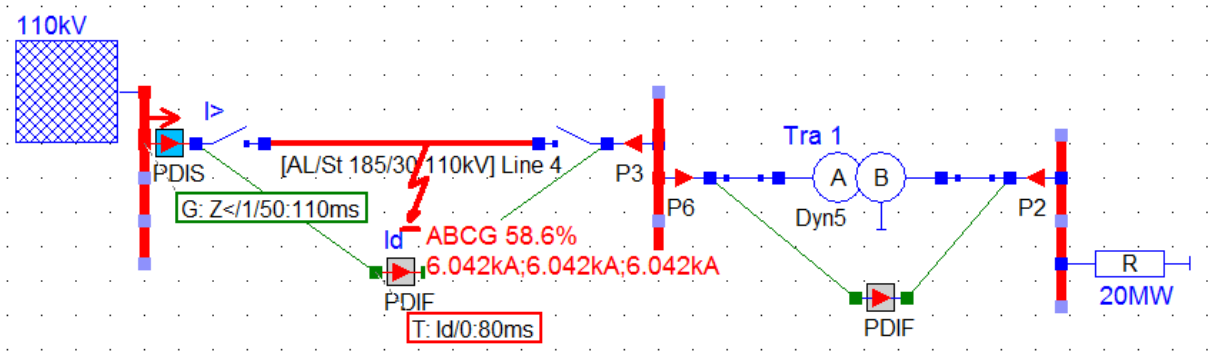


Abbildung 143: Leitungsschutz mit Distanzschutz Z< und Differenzialschutz Id

Bei einem 3-poligen Kurzschluss auf der Leitung löst der **Differenzialschutz PDIF** mit der Kennung **Id** aus (**T:...**). Die Kurzschlussstromunterbrechungszeit beträgt 80ms. Der Differenzialschutz verwendet die beiden **Probe** als Messorte, die mit den grünen Messleitungen verbunden sind. Der Distanzschutz **PDIS** würde beim Versagen des Differenzialschutzes in Zone 1 mit einer Staffelzeit von 50ms auslösen (**G:...**). Die Kurzschlussstromunterbrechungsdauer würde im Reserveschutzfall 130ms betragen.

Werden die algorithmischen Modelle von Schutzfunktionen für die Berechnung **dynamischer Netzvorgänge** verwendet, so werden die Staffelzeiten durch Zeitstufen ähnlich denen in realen Schutzgeräten verwendet. Darüber hinaus werden der Einfluss transienter Vorgänge oder auch die Interaktion von Schutzgeräten berücksichtigt. Nach Ablauf der Staffelzeit wird der zugeordnete Leistungsschalter ggfs. geöffnet. Im Falle der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** werden die Zeitstufen der angeregten Schutzfunktionen statisch ausgewertet, Generalanregungen und AUS-Kommandos in der Netzwerkgrafik angezeigt. Ggfs. vorhandene Schalter (**Switch**) und deren Schaltzeiten werden nicht berücksichtigt. Die Eigenzeit wird innerhalb der **MODELS** Software berücksichtigt. Der Einstellwert T_{pr} wird nicht berücksichtigt.

Die Überstromanregung sowie die Unter- und Überspannungsanregungen werden leiterselektiv durchgeführt. Es wird hier nochmals auf das Kapitel **Protection** der Online-Hilfe hingewiesen, in dem für jede Schutzfunktion einzeln in Tabellen die Verfügbarkeit von Schutzfunktionen für die Berechnung stationärer Netzzustände bzw. dynamischer Netzvorgänge angegeben ist.

- **None**
  Die Schutzfunktionen sind nicht aktiv.

- **Undirectional Overcurrent (Ungerichteter UMZ-Schutz)**

  - **Berechnung des stationären Netzzustandes**
    - Ungerichteter Überstromschutz I> mit Staffelzeit TI>
    - Erdstromanregung IG>
    - Unterspannungsschutz V< mit Staffelzeit TV<
    - Überspannungsschutz V> mit Staffelzeit TV>

  - **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**
    - Ungerichteter Überstromschutz I> mit Staffelzeit TI>
    - Erdstromanregung IG>
    - Unterspannungsschutz V< mit Staffelzeit TV<
    - Überspannungsschutz V> mit Staffelzeit TV>

- **Directional Overcurrent (Gerichteter UMZ-Schutz)**

  - **Berechnung des stationären Netzzustandes**
    - Gerichteter Überstromschutz I> mit Staffelzeit TI>
      Die berechnete Kurzschlussrichtung wird durch einen **roten Pfeil** angezeigt, wenn die berechnete und eingestellte Kurzschluss-richtung identisch sind, sonst durch einen **grünen Pfeil**.
    - Erdstromanregung IG>
    - Unterspannungsschutz V< mit Staffelzeit TV<
    - Überspannungsschutz V> mit Staffelzeit TV>

  - **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**
    - Gerichteter Überstromschutz I> mit Staffelzeit TI>
    - Erdstromanregung IG>
    - Unterspannungsschutz V< mit Staffelzeit TV<
    - Überspannungsschutz V> mit Staffelzeit TV>

- **Distance Protection (Distanzschutz)**

  - **Berechnung des stationären Netzzustandes**
    - Überstromanregung I> mit Kurzschlussrichtung
      Die berechnete Kurzschlussrichtung wird durch einen **roten Pfeil** angezeigt, wenn die berechnete und eingestellte Kurzschluss-richtung identisch sind, sonst durch einen **grünen Pfeil**.
    - Erdstromanregung IG>
    - Unterspannungsschutz V< mit Staffelzeit TV<
    - Überspannungsschutz V> mit Staffelzeit TV>

- **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**
  - Distanzschutz mit Impedanzzonen und Staffelzeiten
  - Überstromanregung I>
  - Erdstromanregung IG>
  - Unterspannungsschutz V< mit Staffelzeit TV<
  - Überspannungsschutz V> mit Staffelzeit TV>

- **Fuse (Schmelzsicherung)**
  Es wird die in der Registerkarte **Fuse** (siehe Kapitel 6.11.23) definierte Kennlinie einer Schmelzsicherung verwendet. Das Modell der Sicherung ist nur für die Berechnung transienter Netzvorgänge verfügbar.

  - **Berechnung des stationären Netzzustandes**
    Siehe Kapitel 6.11.23.1

  - **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**
    siehe Kapitel 6.11.23

- **Differential Protection (Differenzialschutz)**
  Differenzialschutz für Leitungen oder Transformatoren mit zwei Messorten (2-Bein-Differenzialschutz)

  - **Berechnung des stationären Netzzustandes**
    siehe Kapitel 6.11.26

  - **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**
    nicht verfügbar

Eigenzeit des Schutzalgorithmus T_{pr}
Im Falle der Berechnung eines stationären Netzzustandes kann die interne Verarbeitungszeit des Schutzalgorithmus durch die Eigenzeit des Schutzverfahrens T_{Pr} definiert und in der Analyse des Netzschutzkonzeptes berücksichtigt werden.

Circuit-Breaker
Der mit der **Probe** verbundene Schalter (**Switch Swt x**) wird bei der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge oder eines stationären Netzzustandes dazu verwendet, ein AUS-Kommando, das durch einen Schutzalgorithmus erteilt wurde, im elektrischen Netz auszuführen. Der Schalter kann durch zwei Zeitstufen in seinem schutztechnischen Verhalten definiert werden. Der Schaltzustand des Schalters wird optisch in der Netzgrafik angezeigt.

Einstellwert	Bedeutung
Tcb	**AUS-Kommandozeit des Schalters** Die Zeitstufe wird mit dem internen AUS-Kommando der Schutzfunktionen gestartet. Der Schalter bleibt bis zum Ablauf der Zeitstufe geschlossen und öffnet mit Ablauf der Zeitstufe, um den Kurzschlussstrom zu unterbrechen. Damit kann die Eigenzeit des Leistungsschalters nachgebildet werden. Das zugehörige Statussignal folgt dem

	Schalterzustand. Der Schalter kann nach Ablauf der Zeitstufe in Abhängigkeit der **Zeitstufe T_{rc}** geschlossen werden. **Hinweis** 1. Der Einstellwert wird nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** berücksichtigt, um die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) zu starten. 2. Bei der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** wird der Einstellwert nur informativ in der Netzgrafik ausgegeben, hat aber keinen Einfluss auf die Berücksichtigung der Automatische Wiedereinschaltung (AWE) im Rahmen der Analyse der Schutzreaktionen z.B. der Kaskadenanalyse.
Trc	**Wiedereinschaltzeitpunkt des Schalters** Erläuterungen zur Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) sind in Kapitel 6.11.29 enthalten.

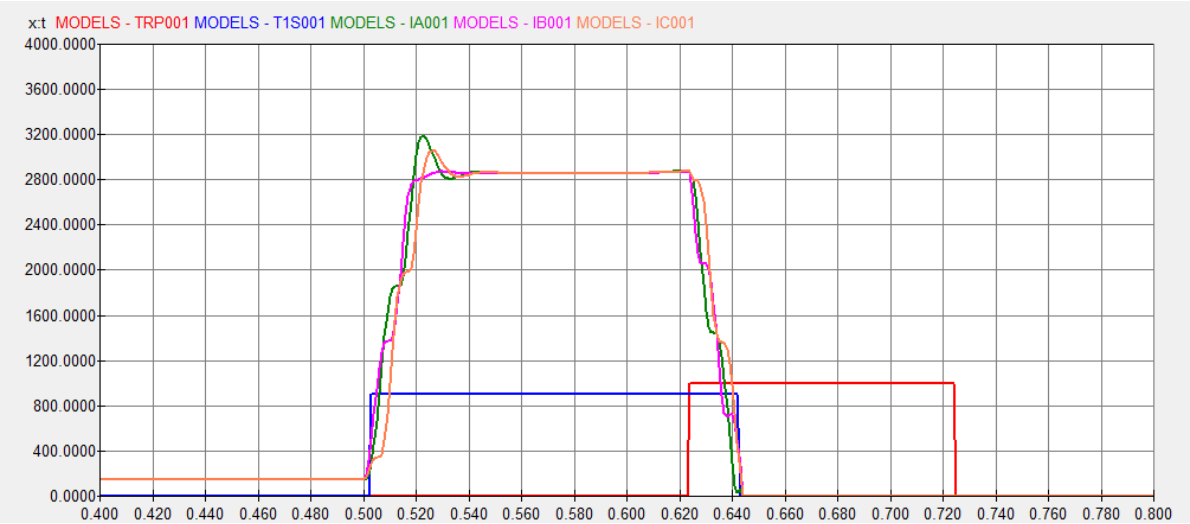


Abbildung 144: Statussignale des Schalters TRPxxx, TRCxxx

- Fehlereintritt bei t = 500ms: Start der Generalanregung **T1S001**
- AUS-Kommando bei t = 620ms: Start des AUS-Kommandos **TRP001**
- Rückfall der Generalanregung **T1S001** bei t = 645ms
- Absteuerung des AUS-Kommandos **TRP001** bei t = 725ms

In Abbildung 122 ist an den Beträgen der Leiterströme **IA001**, **IB001** und **IC001** am Messort des Schutzsystems zu erkennen, dass nach Absteuerung des AUS-Kommandos der Schalter weiterhin geöffnet bleibt, da kein Laststrom fließt.

Zusätzlich zu den Schutzfunktionen können die Beträge der Grundschwingungen der Leiterströme, der Leiter-Erd-Spannungen und der Leistungen zeitabhängig gemessen werden.

6.11.6.5 EIN- bzw. AUS-Schalten der Schutzfunktionen für jede Probe

ATPDesigner bietet mehrere Möglichkeiten, die Schutzfunktionen aller Probe, die im elektrischen Netzwerk verwendet werden, alternierend EIN oder AUS zu schalten.

Wie in Abbildung 123 zu erkennen ist, muss der Menüeintrag **Probe** mit einem **Left Mouse Button Click** markiert werden. Danach kann das **Right Mouse Button Menu** geöffnet und der Menüeintrag **All Protection ON/OFF** angewählt werden.

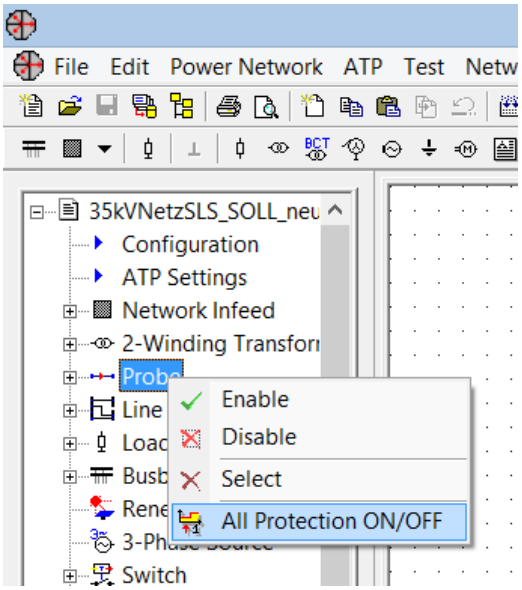


Abbildung 145: Schutzfunktionen für jede Probe EIN oder AUS

Es ist zu beachten, dass die Schutzfunktionen der **Probe** alternierende EIN oder AUS geschaltet werden. Es werden entweder die Schutzfunktionen jeder Probe EIN oder AUS geschaltet.

Eine zweite Möglichkeit besteht darin, zuerst mit dem in Abbildung 123 dargestellten Menüeintrag **Select** jede verwendete **Probe** zu markieren. Dann kann die Schutzfunktion jeder markierten Probe mit dem Menüeintrag **Probe: Protection ON/OFF** im Hauptmenü **Protection** oder dem Toolbarbutton (siehe Abbildung 147) alternierend EIN oder AUS geschaltet werden.

6.11.7 Find Protection Element: Liste der Schutzgeräte und Schutzfunktionen

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die im elektrischen Netz vorhandenen **Probe** entsprechend der eingestellten Schutzfunktionen in einem Dialog aufzulisten (Abbildung 124). Nach dem Öffnen des Dialogs kann die in Abbildung 124 gezeigte Darstellung durch einmaliges Drücken des Buttons **Expand +** erreicht werden.

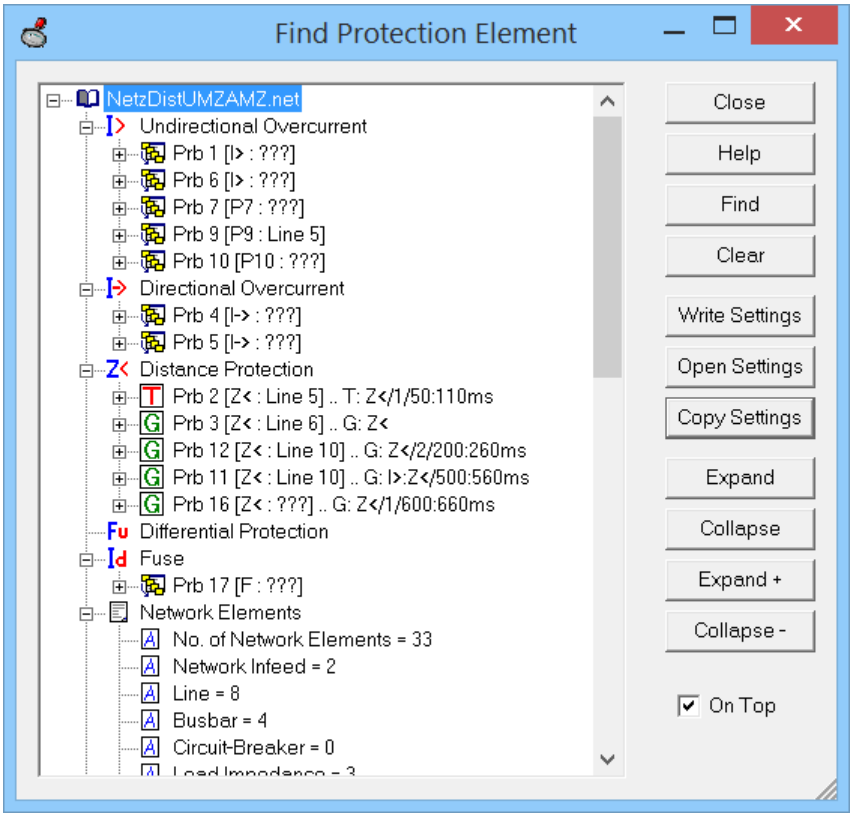


Abbildung 146: Liste der im Netz verwendeten Netzschutzgeräte

In dem Dialog werden die Ergebnisse der Schutzanalyse dargestellt. Wurde eine Generalanregung oder ein AUS-Kommando identifiziert, so werden die **Probe** durch die beiden Symbole

- : Schutzfunktion mit Generalanregung
- : Schutzfunktion mit AUS-Kommando

gekennzeichnet. Zusätzlich wird der in der Netzwerkgrafik dargestellte Ausgabetext (siehe Abbildung 154) ausgegeben. Die Ergebnisse einer Schutzanalyse werden damit übersichtlich dargestellt.

Im Weiteren ist es wie auch im **FIND**-Dialog möglich, ein Netzwerkelement hier eine **Probe** mit Schutzfunktion schnell im elektrischen Netz zu finden.

1. Markieren der Probe im Dialog Find Protection Element mit einem **Left Mouse Click**.
2. Durch Drücken des **Find-**Buttons wird die Probe mit einem roten Doppelrahmen im elektrischen Netz markiert.
3. Durch Drücken des **Clear**-Buttons wird der rote Doppelrahmen gelöscht.

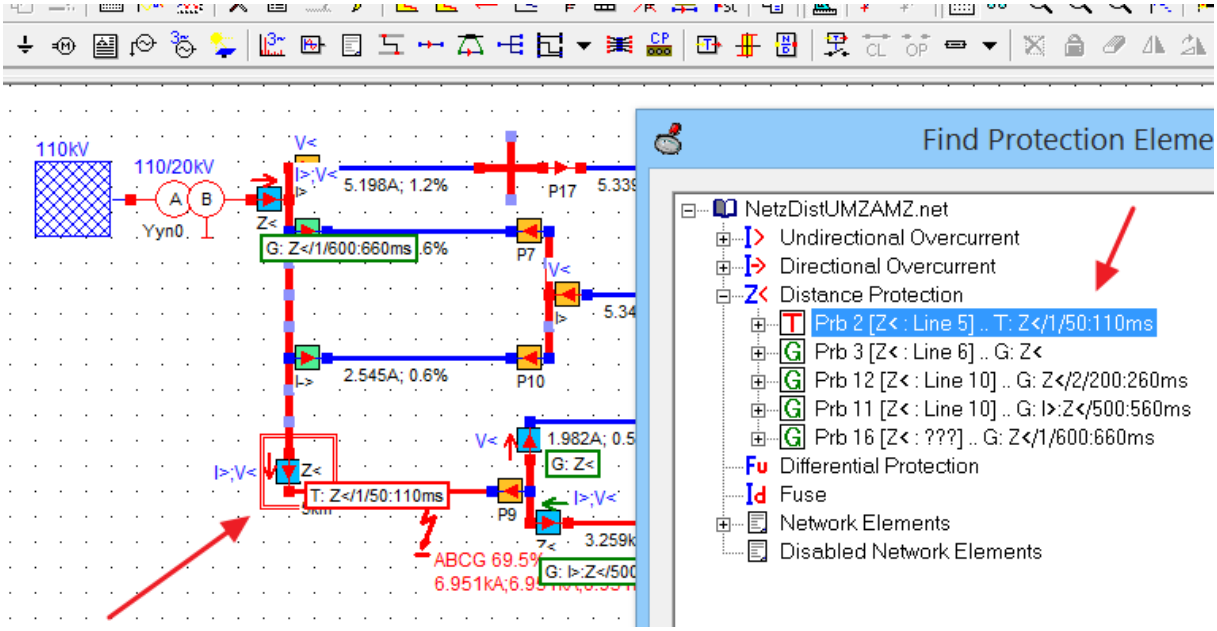


Abbildung 147: Suche eines Schutzgerätes mit Schutzfunktion im elektrischen Netz

Hinweis
Schutzgeräte können in der gleichen Weise in dem Dialog Schutzanalyse in Abbildung 138 in der Netzwerkgrafik identifiziert werden.

Der Dialog **Find Protection Element** kann im Hauptmenü **Edit** mit dem Menüeintrag **Find Protection** oder mit dem Toolbar Button oder der Tastenkombination **CTRL + F12** geöffnet werden. Der Dialog kann parallel zum Hauptfenster von ATPDesigner geöffnet bleiben. In ersten Anzeigeebene werden der eindeutige Referenzname der Probe, der anwenderspezifische Name sowie das zu schützende Netzbetriebsmittel angezeigt. Die Anzeige **???** zeigt an, dass kein Betriebsmittel zugeordnet ist.

6.11.8 Schutzanalyse: Darstellung der Auslösekennlinie der Schutzfunktionen

Die Auslösekennlinie einer Schutzfunktion kann mit Zusatzfunktionen in einem Diagramm dargestellt werden.

- Öffnen des Dialogs zur Darstellung der Auslösecharakteristik (Abbildung 126)

- Öffnen des Dialogs zum Suchen einer **Probe** mit Schutzfunktion
  a. Markieren der **Probe** mit Schutzfunktion mit einem **Left Mouse Button Click**
  b. Drücken des **Find**-Buttons

Es wird vorausgesetzt, dass eine Netzberechnung mit oder ohne Kurzschluss durchgeführt wurde. Für die ausgewählte Probe wird dann abhängig von der eingestellten Schutzfunktion das Diagramm der Schutzanalyse gezeichnet. Das Diagramm wird solange unverändert angezeigt, bis eine neue **Probe** ausgewählt und das Diagramm mit **Find** erneut gezeichnet wurde.

Der Dialog zur Schutzanalyse kann parallel zum Hauptfenster des ATPDesigner und dem Dialog **Find Protection Element** (Kapitel 6.11.4) geöffnet bleiben. Änderungen im elektrischen Netzwerk oder eine erneute Netzberechnung können ohne Schließen des Dialogs durchgeführt werden.

Mit Hilfe der Einstellwerte kann die Skalierung des Diagramms verändert werden. Die Dialoge in den nachfolgenden Abbildungen können in der Größe verändert werden („Grip“ in der linken unteren Ecke des Dialogs).

- **Copy**
  Das Diagramm wird in die Zwischenablage kopiert.

- **Font**
  Zeichensatz und Schriftfarbe für das Diagramm kann ausgewählt werden.

Einheit einer Achse	Bedeutung
T[ms]	Maximal dargestellte Auslösezeit (Staffelzeit)
R[Ohm]	Maximal dargestellte Resistanz
X[Ohm]	Maximal dargestellte Reaktanz
Ik[p.u.]	Maximal dargestellter Kurzschlussstrom
Vpg[p.u.]	Maximal dargestellte Kurzschlussspannung
Id[p.u.]	Maximal dargestellter Differenzstrom
Ir[p.u.]	Maximal dargestellter Haltestrom
Tvs[s]	Maximal dargestellte virtuelle Schmelzzeit
Ik[A]	Maximal dargestellter Kurzschlussstrom
Re(Ik)	Maximal dargestellter Realteil des Kurzschlussstromes
Im(Ik)	Maximal dargestellter Imaginärteil des Kurzschlussstromes
IG[p.u.]	Maximal dargestellter Summenstrom
V0[p.u.]	Maximal dargestellte Nullspannung

Tabelle 4: Schutzanalyse - Einheiten der Diagramme

ATPDesigner ermittelt optimierte Werte für die in Tabelle 4 Einstellwerte der Diagramme automatisch, wenn eine **Probe** im Dialog **Find Protection Element** (Kapitel 6.11.4) oder im Dialog **List of Protection Analysis Results** ausgewählt und der **Find**-Button gedrückt wurde. Die Werte können davon unabhängig auch manuell eingestellt werden.

Refresh
Sollte es bei Bedienhandlungen z.B. beim Verschieben von Fenstern dazu kommen, dass der Inhalt des **Protection Analysis** Fensters nicht vollständig angezeigt wird, so kann der Inhalt mit dem Button **Refresh** neu gezeichnet werden.

Zk Only
Der Einstellwert ist nur für die Anzeige der Kurzschlussimpedanzen in der Impedanzauslösekennlinie X=f(R) als **Polygon** oder **Kreis** bei Verwendung des Distanzschutzes **Distance Protection** von Bedeutung.

Einstellwert	Bedeutung
Zk Only	**Wenn aktiviert**, werden sowohl die Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife und die Scheinimpedanzen der verbleibenden Messschleifen Leiter-Leiter und Leiter-Erde angezeigt. **Wenn deaktiviert**, wird nur die Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife angezeigt.

6.11.8.1 DIST: Zeitstaffelplan, Polygon-/Kreiskennlinie, Anregekennlinie

Der Zeitstaffelplan für die Schutzfunktion **Distance Protection** ist in Abbildung 126 dargestellt. In der Kopfzeile des Dialogs sind der Name der **Probe Prb 2**, der anwenderspezifische Name **Z<** sowie der Name des zu schützenden Netzwerkelementes **Line 5** angegeben. Mit der Option **T=f(X,Ik)** wird für die Schutzfunktion **Distance Protection** der Zeitstaffelplan wie in Abbildung 126 gezeigt dargestellt.

- Horizontale X-Achse: Reaktanz X_1 der Zeitstaffelkennlinie in Ohm
- Vertikale Y-Achse: Staffelzeit T in ms

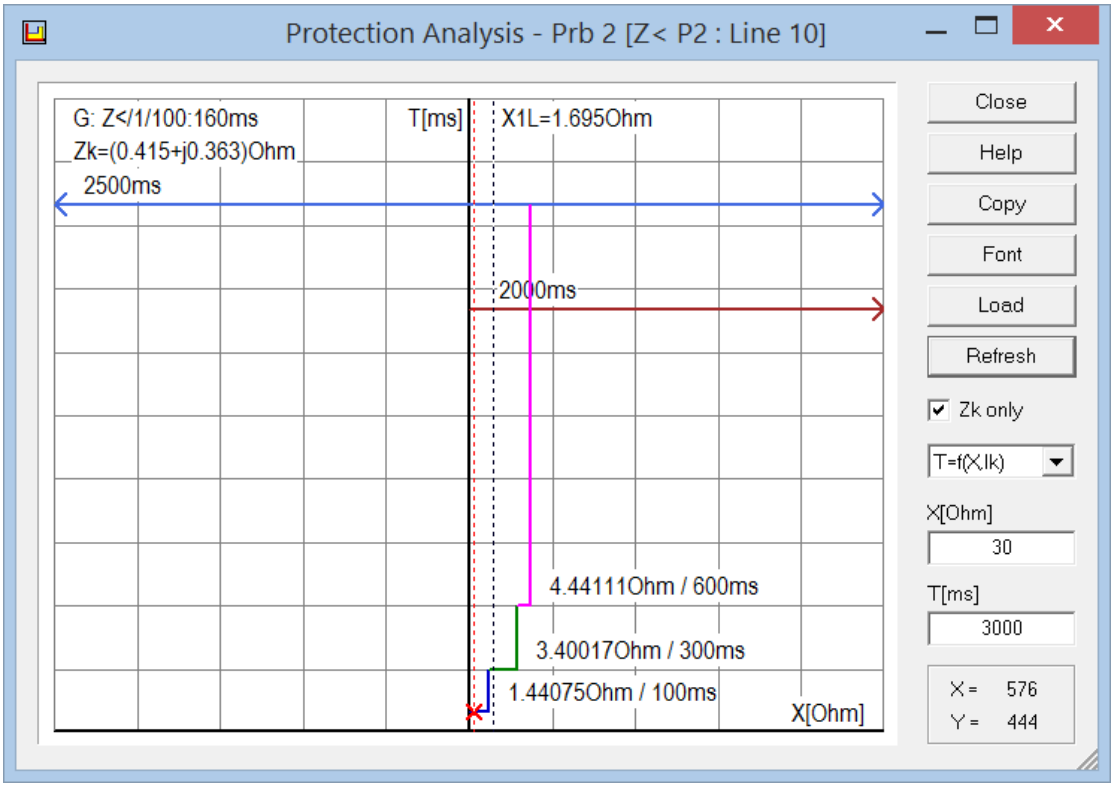


Abbildung 148: Diagramm T=f(X,Ik): Zeitstaffelplan *Distance Protection*

Folgende Funktionen sind in Abbildung 126 zu erkennen:

- Impedanzzonen vorwärts: X_1 = 1,44Ω, T = 100ms; X_2 = 2,66Ω, T = 300ms; X_3 = 4,44Ω, T = 600ms
- Gerichtete Endzeit vorwärts: T = 2000ms
- Ungerichtete Endzeit: T = 2500ms
- Sekundäre Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_k$=(0,415 + j0,363)Ohm
  Die sekundäre Kurzschlussimpedanz wird entsprechend der Schleifenauswahl des einsystemigen Distanzschutzes berechnet.
- Sekundäre Reaktanz des zu schützenden Betriebsmittels X_{1L} = 1,695Ω

Das **rote Kreuz** mit der **roten gestrichelten Linie** kennzeichnet die Lage der Kurzschlussreaktanz X_1 des Mitsystems mit der ermittelten Staffelzeit. Im oberen Bereich nahe der roten gestrichelten Linie ist der Ausgabetext, der in der Netzgrafik angezeigt wird, dargestellt (siehe Abbildung 154). Man erkennt, dass der Distanzschutz Z< in der Impedanzzone 1 mit einer Staffelzeit von 100ms ein AUS-Kommando erteilt hat. Die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem beträgt $\underline{Z}_{1k}$ = (0,415 + j0,363)Ω.

Mit den Optionen **T=f(X,Ik)** und **X=f(R)** kann zwischen der **Zeitstaffelkennlinie** und der **Polygonkennlinie** umgeschaltet werden. Die **Polygondarstelllung** ist in Abbildung 127 dargestellt. Die Darstellung enthält auch die Kennlinie der **Unterimpedanzanregung** (Kapitel 6.11.18.3),

- Horizontale X-Achse: Resistanz R in Ohm
- Vertikale Y-Achse: Reaktanz X in Ohm

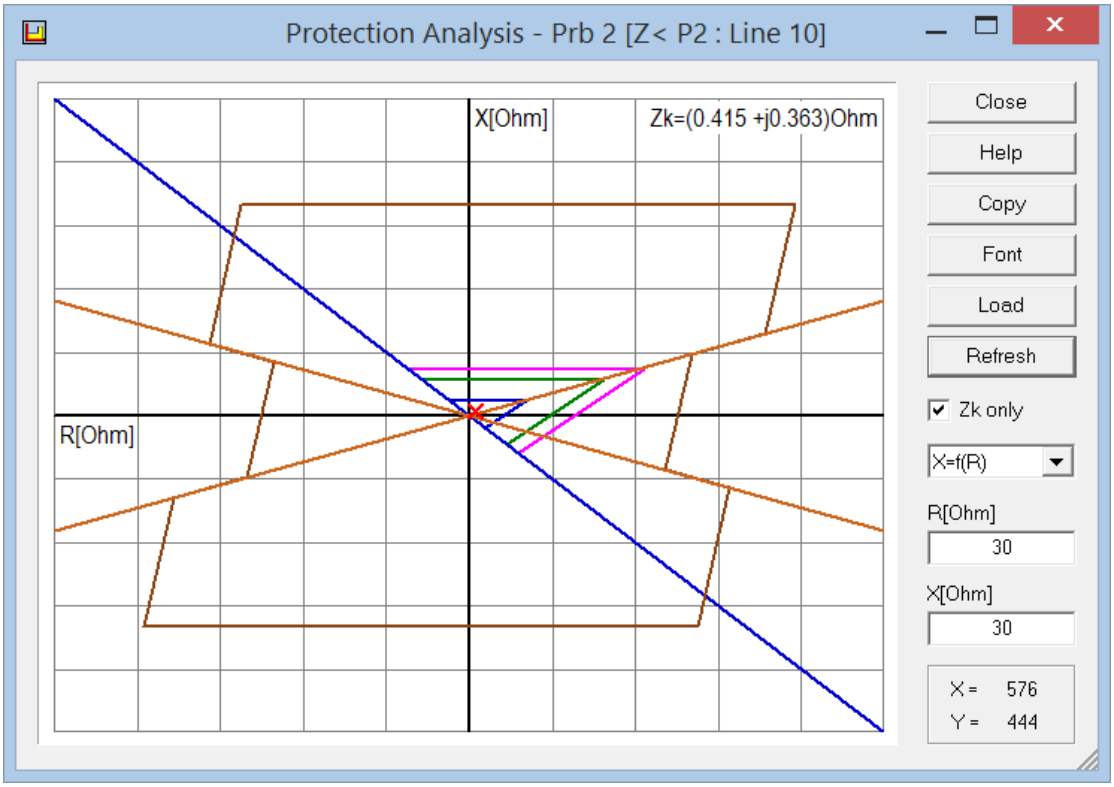


Abbildung 149: Diagramm X=f(R): Polygonkennlinie *Distance Protection*

Folgende Funktionen sind in Abbildung 127 zu erkennen:

- Polygonkennlinien mit Richtungsgerade
- Sekundäre Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_k$
  Die sekundäre Kurzschlussimpedanz wird entsprechend der Schleifenauswahl des einsystemigen Distanzschutzes berechnet. Der Vektor der sekundären Kurzschlussimpedanz wird im Diagramm als **rote Linie** mit einem **roten Kreuz** angezeigt.

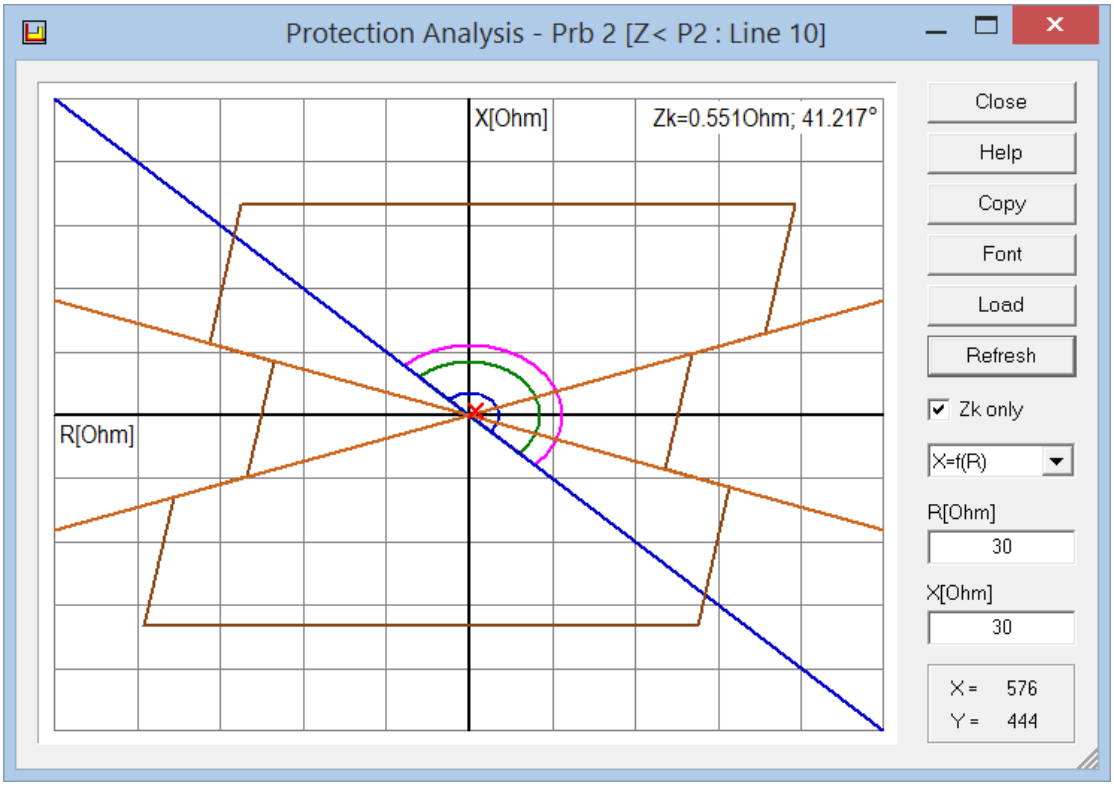


Abbildung 150: Diagramm X=f(R): Kreiskennlinie *Distance Protection*

Wird ein unsymmetrischer Kurzschluss z.B. ABG berechnet, so ergeben sich neben der Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleifen weitere Scheinimpedanzen.

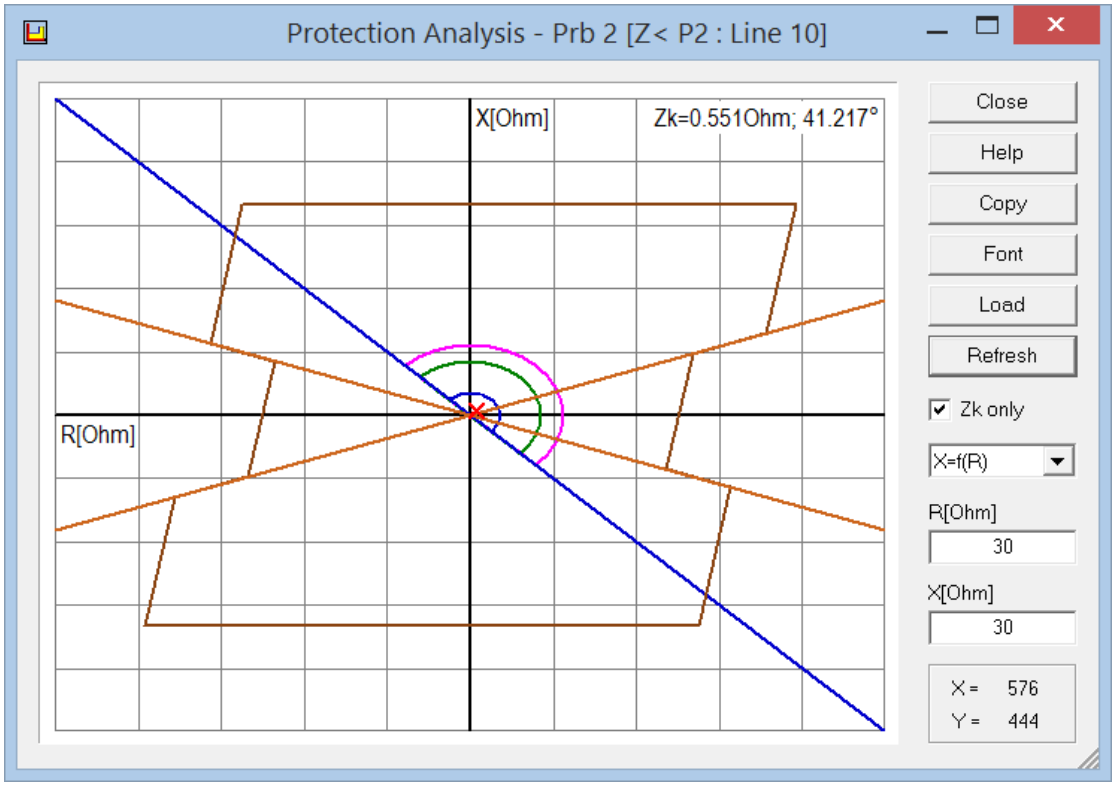


Abbildung 151: Diagramm X=f(R): Polygonkennlinie *Distance Protection*

Scheinimpedanzen, für die in den zugehörigen Leiterströmen eine Überstromanregung erkannt wurde, werden im Diagramm durch zusätzliche Vektoren dargestellt (Abbildung 129). Mit Hilfe der Checkbox **Zk Only** kann die Anzeige der Scheinimpedanzen ein- und ausgeschaltet werden.

Ein weiteres Diagramm **G=f(V)** zeigt (siehe Abbildung 130) die **Strom-/Spannungsanregekennlinie** des Distanzschutzes. Folgendes ist in dem Diagramm für einen 2pE-Kurzschluss BCG zu erkennen:

- Überstromanregung I> = 1.pu.
- Unterspannungsanregung V< = 0,7p.u.
- Beträge der Leiterströme I_{L1} = 5,51p.u., I_{L2} = 5,43p.u., I_{L3} = 0p.u.
- Beträge der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1} = 0,16p.u., U_{L2} = 0,21p.u., U_{L3} = 1,3p.u.
- Die Lagen der Anregepunkte (U_{LE}, I_L) sind der Kurzschlussart entsprechend unterschiedlich.

Die Anregedaten werden leiterspezifisch im Diagramm mit Hilfe von farbigen Kreuzen sowie als Zahlwerte dargestellt. Damit ist die Lage der Anregung in dem Diagramm zu erkennen. Im Weiteren kann die **Anregekennlinie** abhängig vom eingestellten Anregesystem angezeigt werden.

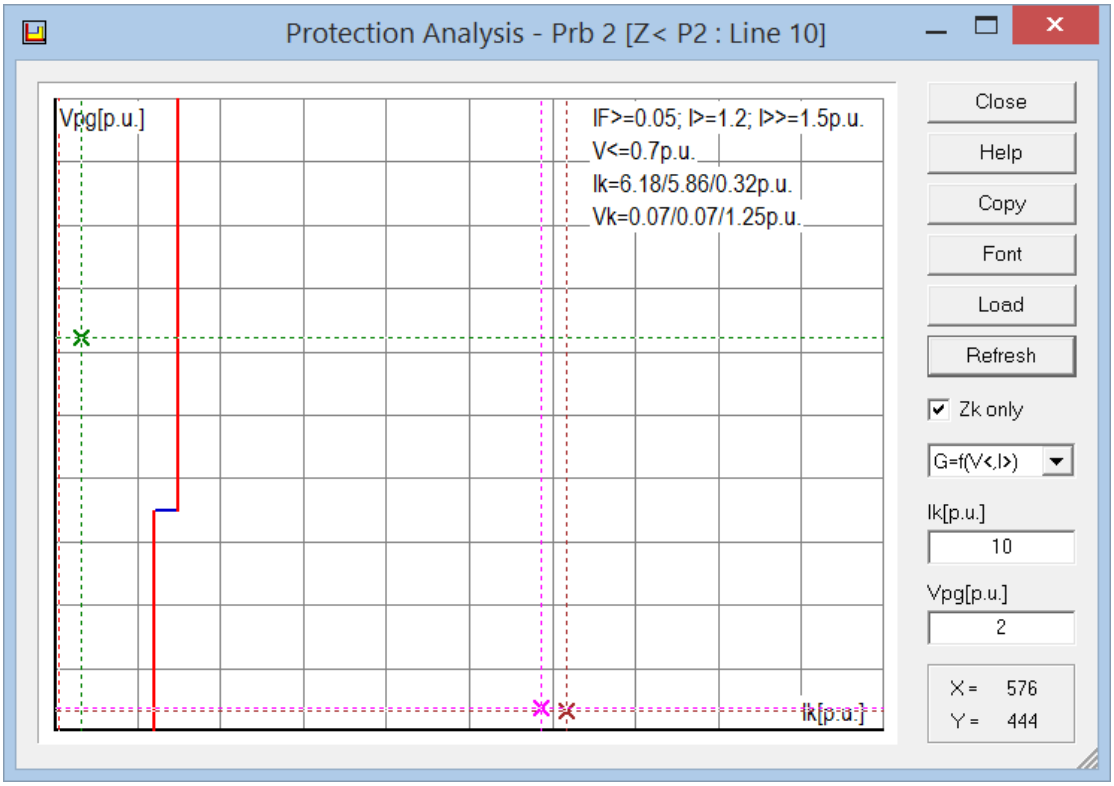


Abbildung 152: Diagramm G=f(V,I): U/I-Anregekennlinie *Distance Protection*

6.11.8.2 UMZ: Zeitstaffelplan

Das Diagramm der Schutzanalyse für die Schutzfunktion **Undirectional Overcurrent** und **Directional Overcurrent** ist in Abbildung 131 dargestellt. In der Kopfzeile des Dialogs sind der Name der **Probe Prb 1**, der anwenderspezifische Name **I>** sowie der Name des zu schützenden Netzwerkelementes **Line 4** angegeben.

Mit der Option **T=f(X,Ik)** wird für die o.g. Schutzfunktionen der Zeitstaffelplan wie in Abbildung 126 gezeigt dargestellt. Das Diagramm kann durch die Einstellwerte **T[ms]** und **Ik[p.u.]** skaliert werden.

- Horizontale X-Achse: **Kurzschlussstrom I_k in p.u.**
  - Nach rechts ➔ Kurzschlussrichtung vorwärts
  - Nach links ➔ Kurzschlussrichtung rückwärts
  - Nach rechts und links ➔➔ Kurzschlussrichtung ungerichtet
- Vertikale Y-Achse: **Staffelzeit T in ms**
- Berechneter Kurzschlussstrom Ik=11,02/11,02/11,02p.u. in den Leitern L1, L2 und L3

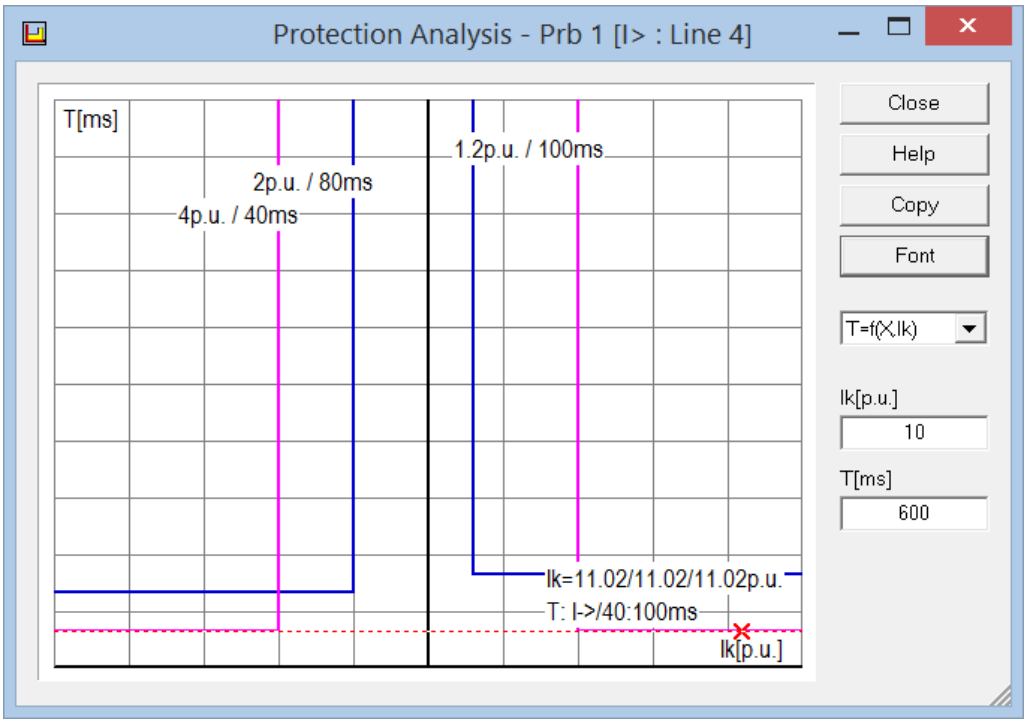


Abbildung 153: Diagramm T=f(X,Ik): Zeitstaffelplan *Overcurrent Protection*

Folgende Funktionen sind in Abbildung 131 zu erkennen:

- Gerichtete Überstromzeitschutzstufe vorwärts: I> = 1,2p.u., TI> = 100ms
- Gerichtete Überstromzeitschutzstufe rückwärts: I> = 2p.u., TI> = 80ms
- Ungerichtete Überstromzeitschutzstufe: I> = 4p.u., TI> = 40ms

6.11.8.3 DIFF: Auslösekennlinie

Die Auslösekennlinie des Differenzialschutzes ist in Abbildung 132 dargestellt. Die rot gestrichelte Linie stellt die Auslösekennlinie (I_d, I_r) bei einseitiger Speisung des Kurzschlusses dar.

- Horizontale X-Achse: **Haltestrom I_r in p.u.**
- Vertikale Y-Achse: **Differenzstrom Id in ms**
- Berechnete Differenzial- und Halteströme (I_d, I_r) in den Leitern L1, L2 und L3

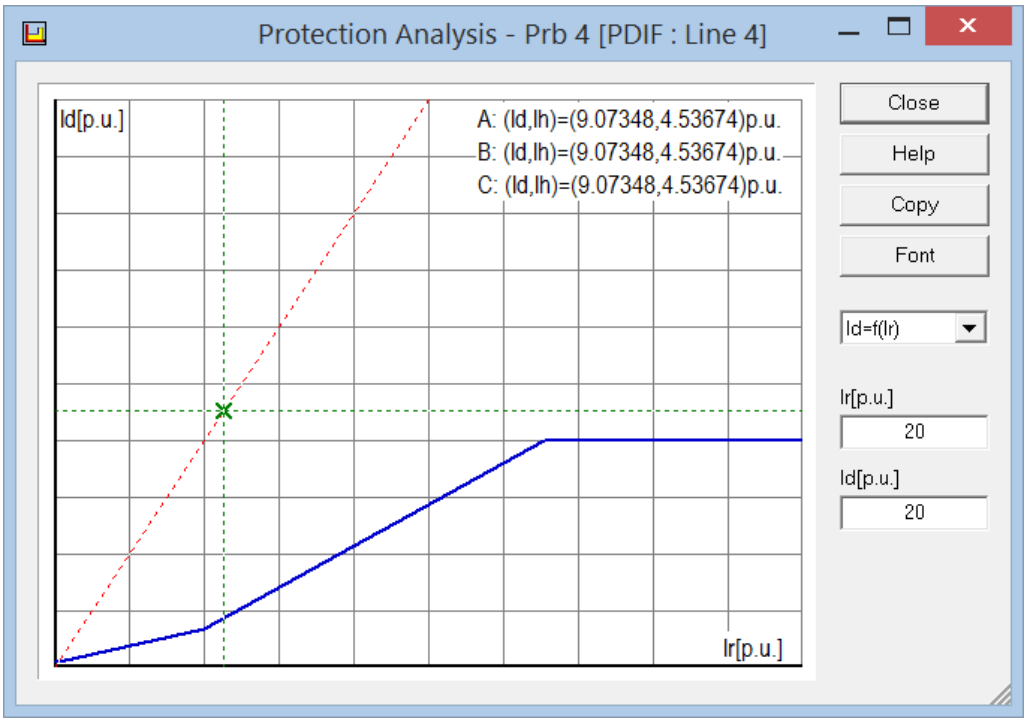


Abbildung 154: Diagramm Id=f(Ir): Auslösekennlinie *Differential Protection*

Die Datenpaare (I_d, I_r) werden durch Kreuze und zugeordnete horizontale/vertikale gestrichelte Linien markiert.

6.11.8.4 FUSE: Schmelzsicherung

Die Auslösekennlinie bzw. Schmelzkennlinie der Sicherung ist in Abbildung 133 dargestellt.

- Horizontale X-Achse: **Kurzschlussstrom I_k in A**
- Vertikale Y-Achse: **Virtuelle Schmelzzeit T_{vs} in s**

Hinweis
Wegen der doppelt-logarithmischen Darstellung werden als Grenzwerte für das Diagramm nur Zahlwerte akzeptiert, die eine ganze Potenz der Basis 10 sind.

In der Auslösekennlinie in Abbildung 133 sind zusätzlich zur eigentlichen Auslösekennlinie auch die beiden Toleranzkennlinien als rot gestrichelte Linien dargestellt. In Anlehnung an die Norm IEC 60269 wird als Grundeinstellung der Sicherungskennlinien eine Toleranz von ±10% verwendet. Die Toleranz kann im Einstelldialog der Sicherungen verändert werden.

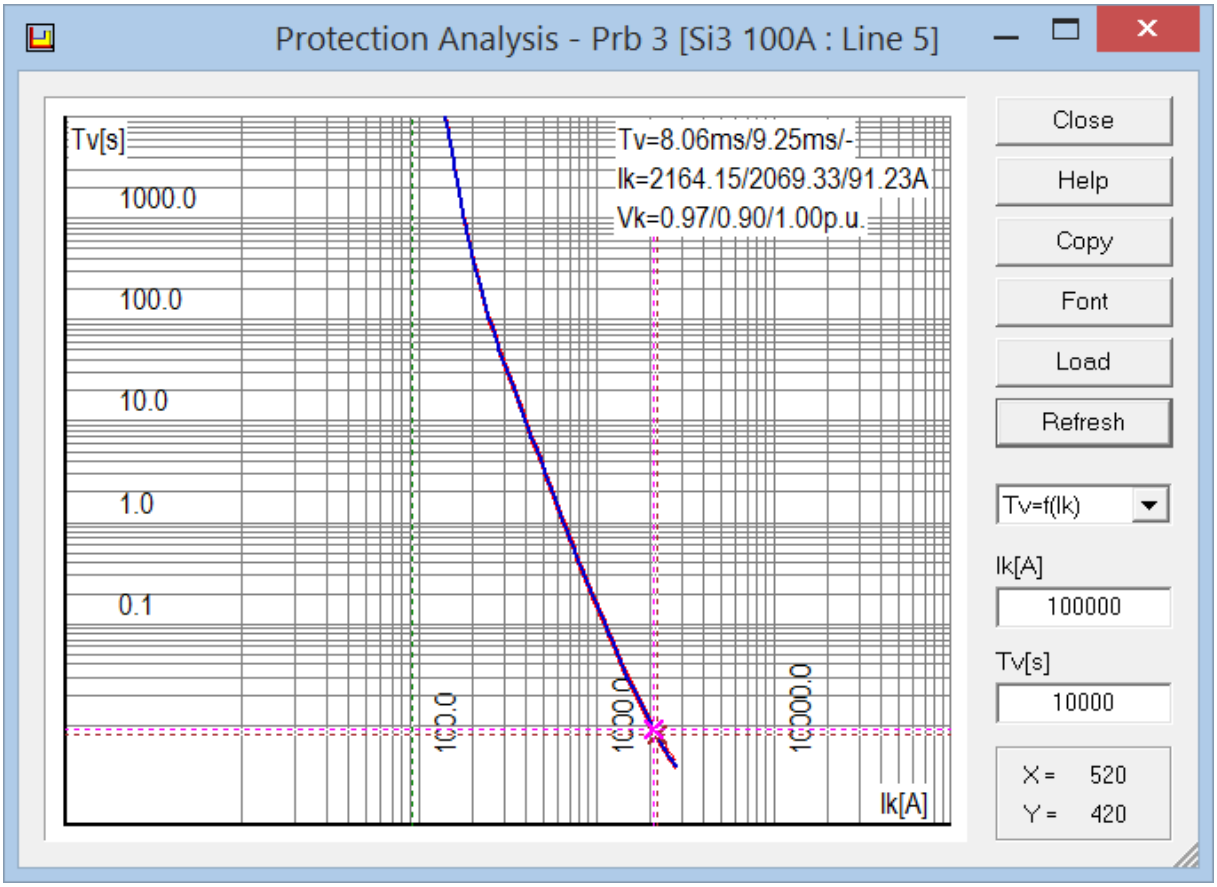


Abbildung 155: Diagramm Tvs=f(Ik): Schmelzkennlinie *Fuse*

Die Sicherung wird wie in Mittel- und Niederspannungsnetzen üblich in der Schutzanalyse leiterselektiv verwendet. In dem Diagramm in Abbildung 133 sind für einen 2pE-Kurzschluss die drei berechneten Arbeitspunkte durch drei Kreuze mit gestrichelten Linien markiert.

- Leiter L1 = R = A: **Braun**
- Leiter L2 = S = B: **Magenta**
- Leiter L3 = T = C: **Grün**

Im oberen Bereich des Diagramms sind die virtuellen Schmelzzeiten T_{vs}, die berechneten Kurzschlussströme I_k und die Kurzschlussspannung V_k am Einbauort der Schmelzsicherungen leiterselektiv angegeben.

Hinweis

Die berechneten Werte werden im Diagramm ausgegeben, wenn nur eine Sicherungskennlinie in dem Diagramm gleichzeitig dargestellt wird, bei der Darstellung mehrerer Sicherungskennlinien erfolgt keine Ausgabe.

6.11.8.5 UMZ: Richtungskennlinie

Die Richtungskennlinie (**rote Linien**) für den gerichteten Überstromzeitschutz ist in Abbildung 134 für eine Kurzschluss BCG dargestellt. Die vom Ursprung nach rechts gezeichnete Linie in **violetter** Farbe zeigt an, dass die Zeiger der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ auf die horizontale Achse bezogen gezeichnet werden. Die p.u,-Werte sind auf den Nennstrom I_n bezogen.

- Horizontale X-Achse: **Realteil Kurzschlussstrom I_k in p.u.**
- Vertikale Y-Achse: **Imaginärteil Kurzschlussstrom I_k in p.u.**

Zusätzlich werden die aktiven Anregeschwellen I> als Kreise um den Ursprung des Koordinatensystems dargestellt. In der rechten oberen Ecke sind die zugehörigen Einstellwerte angegeben.

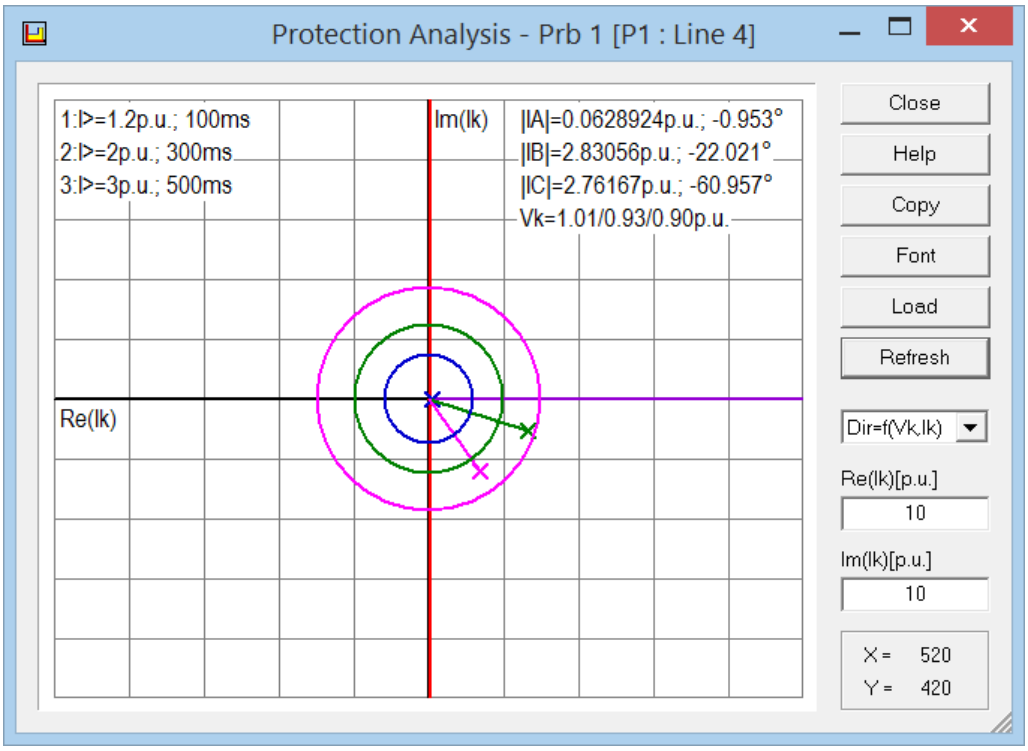


Abbildung 156: Diagramm Dir=f(V,I): Richtungskennlinie *Overcurrent Protection*

Die im Diagramm angegebenen Winkel sind die Phasenverschiebung des Leiterstromes bezogen auf die in der horizontalen Achse liegende Leiter-Erd-Spannung.

Hinweis

Die Skalierungsfaktoren der beiden Achsen werden immer gleich gesetzt.

6.11.8.6 AMZ: Kennlinie Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT)

Die Kennlinie in Abbildung 135 zeigt die Auslösekennlinie des AMZ-Schutzes mit den eingemessenen Kurzschlussmesspunkten.

- Horizontale X-Achse: **Betrag des Kurzschlussstromes I_k in p.u.**
- Vertikale Y-Achse: **Auslösezeit T in s**

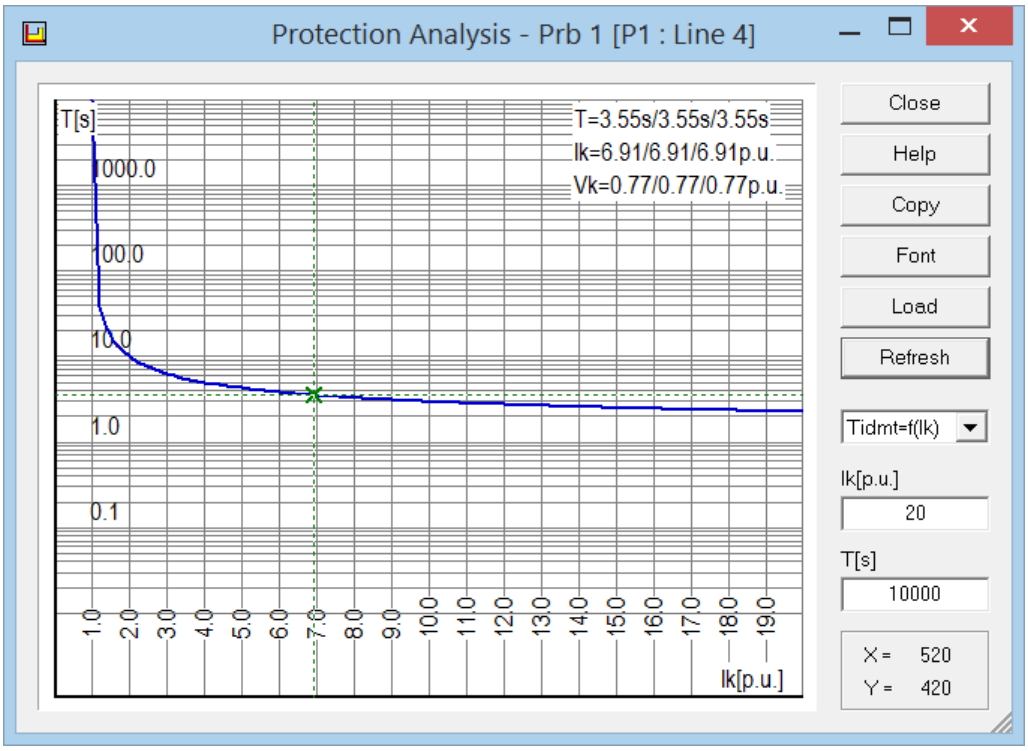


Abbildung 157: Diagramm Tidmt=f(Ik): Kennlinie *Invers-Time Überstromzeitschutz (IDMT)*

6.11.8.7 EWATT: Kennlinien der Erdschlussrichtungserkennung

Die Kennlinie in Abbildung 136 zeigt die Kennlinie der Erdschlussrichtungserkennung mit den komplexen Zeigern der Nullspannung und des Summenstromes für **isoliert betriebene Netze** nach dem sin φ - Verfahren.

- Horizontale X-Achse: **Nullspannung V_0 in p.u.**
- Vertikale Y-Achse: **Summenstrom I_G in p.u.**

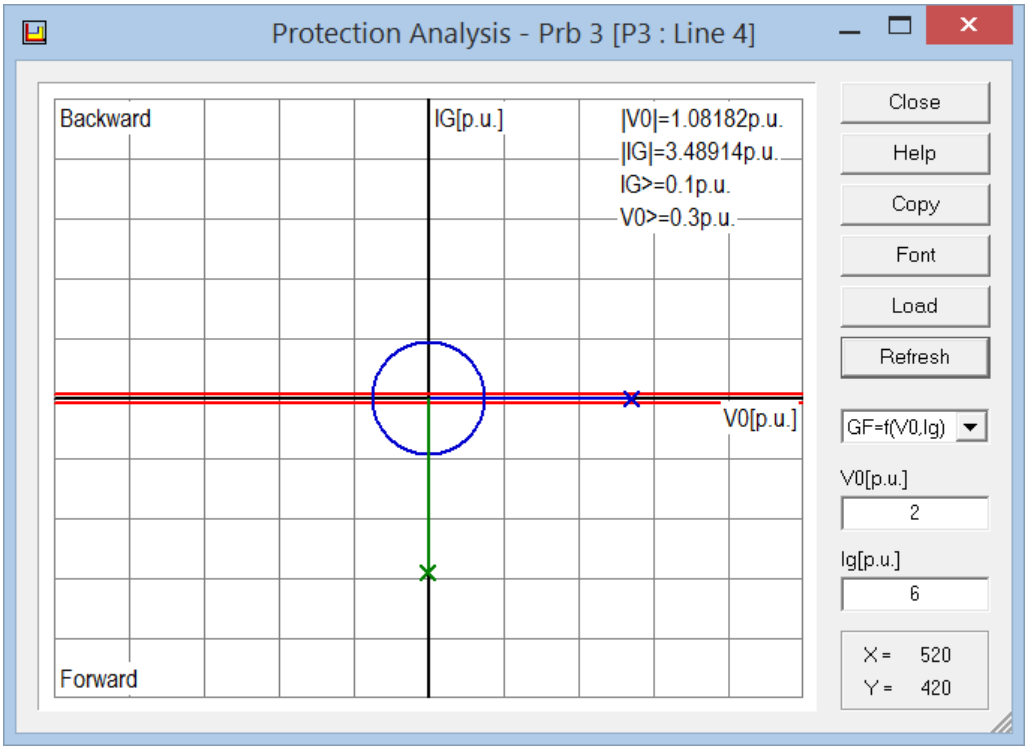


Abbildung 158: Kennlinie Erdschlusserkennung *GF Det.* für isoliert betrieben Netze

- **Blau**: Komplexer Zeiger der Nullspannung $\underline{U}_0$
- **Grün**: Komplexer Zeiger des Summenstroms $\underline{I}_G$
- **Rote Geraden**: Überstromanregung IG>
- **Blauer Kreis**: Überspannungsanregung V0>

Die Kennlinie in Abbildung 137 zeigt die Kennlinie der Erdschlussrichtungserkennung mit den komplexen Zeigern der Nullspannung und des Summenstromes für **kompensiert betriebene Netze** nach dem wattmetrischen Verfahren (auch cos φ - Verfahren genannt).

- Horizontale X-Achse: **Nullspannung V_0 in p.u.**
- Vertikale Y-Achse: **Summenstrom I_G in p.u.**

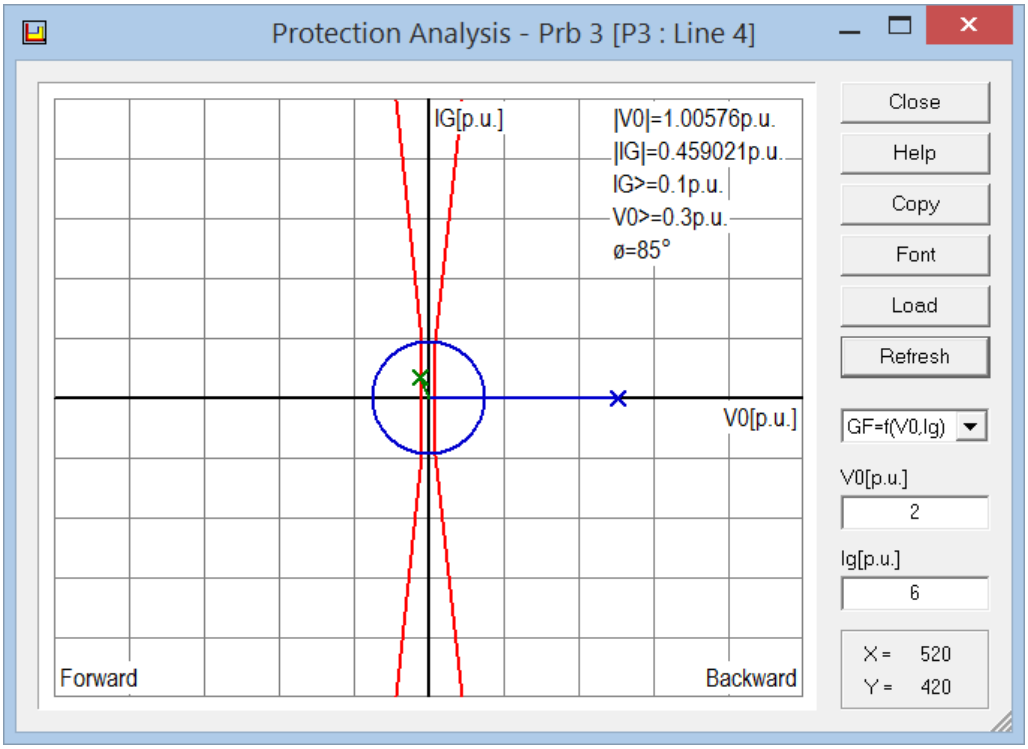


Abbildung 159: Kennlinie Erdschlusserkennung *GF Det.* für kompensiert betrieben Netze

- **Blau**: Komplexer Zeiger der Nullspannung $\underline{U}_0$
- **Grün**: Komplexer Zeiger des Summenstroms $\underline{I}_G$
- **Rote Geraden**: Überstromanregung IG> mit Sektorwinkel ϕ(sect.)
- **Blauer Kreis**: Überspannungsanregung V0>

6.11.9 Schutzanalyse: Ausgabe der Ergebnisse der Schutzgeräte

Die Ergebnisse der Schutzanalyse können wie in Abbildung 138 dargestellt in einer Tabelle übersichtlich dargestellt werden. Nach einer Berechnung eines stationären Netzzustandes wird die Tabelle automatisch aktualisiert.

- In der Tabelle werden AUS-Kommandos mit einer **roten** Zelle, Generalanregungen mit einer **grünen** Zelle markiert.
- Ein deaktiviertes Schutzgerät wird in der Spalte **On/Off** mit einer Zelle in **Orange** markiert.
- Eine **hellblaue** Zelle zeigt die **Probe** an, die durch das Überfahren mit dem Mauszeiger in der Netzgrafik erkannt wurde, wenn der **Network Design Mode** deaktiviert wurde.
- Wurde eine Probe mit einem zu schützenden Betriebsmittel verbunden, das keine Mitreaktanz als Modellparameter besitzt (in Abbildung 138: Sammelschiene **Bb 1**), so wird die Zelle in **pink** eingefärbt.

Abbildung 160: Ergebnisse der Schutzanalyse in einer Tabellenübersicht

- **Copy**
  Der Inhalt der Tabelle kann mit **Copy** in die Zwischenablage kopiert werden. Dabei verwendet ATPDesigner ein .csv-Format, damit die Tabelle einfach z.B. in eine Excel-Datei importiert werden kann.
- **Refresh**
  Manuelle Aktualisierung der Tabelle
- **Find**
  Die **Probe** der markierten Zeile wird in der Netzgrafik mit einem roten Rahmen markiert.
  - Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die Spalten **Equip.** oder **E.Name** wird beim nachfolgenden Drücken des **Find**-Buttons das zu schützende Betriebsmittel mit einem roten Doppel-Rahmen in der Netzgrafik markiert. Falls das Diagramm mit den Auslösekennlinien etc. geöffnet ist, wird das Diagramm gelöscht.

- Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf alle anderen Spalten wird beim nachfolgenden Drücken des **Find**-Buttons die **Probe** mit einem roten Doppel-Rahmen in der Netzgrafik markiert. Falls das Diagramm mit den Auslösekennlinien etc. geöffnet ist, wird das Diagramm aktualisiert.

- **Clear**
  Der rote Markierungsrahmen wird in der Netzgrafik gelöscht.

- **Settings**
  Der Einstelldialog der in der Liste markierten **Probe** wird geöffnet.

- **Equipment**
  Das zu schützende Betriebsmittel sowie dessen sekundäre Mitimpedanz und ein der **Probe** zugeordneter Leistungsschalter (**Switch**, siehe Kapitel 6.21) wird sofern möglich automatisch identifiziert. Die sekundäre Mitimpedanz wird in der Registerkarte **Distance** (Kapitel 6.11.18) der **Probe** ausgegeben und kann dort verändert werden.

  Der Algorithmus zu Identifikation des zu schützenden Betriebsmittels geht davon aus, dass die **Probe** im Verbraucherzählpfeilsystem mit dem zu schützenden Betriebsmittel verbunden ist: Die Pfeilspitze der **Probe** zeigt auf das zu schützende Betriebsmittel. Ist das so identifizierte Betriebsmittel eine Leitung oder ein Transformator, so wird das Betriebsmittel als das zu schützende Betriebsmittel gespeichert.

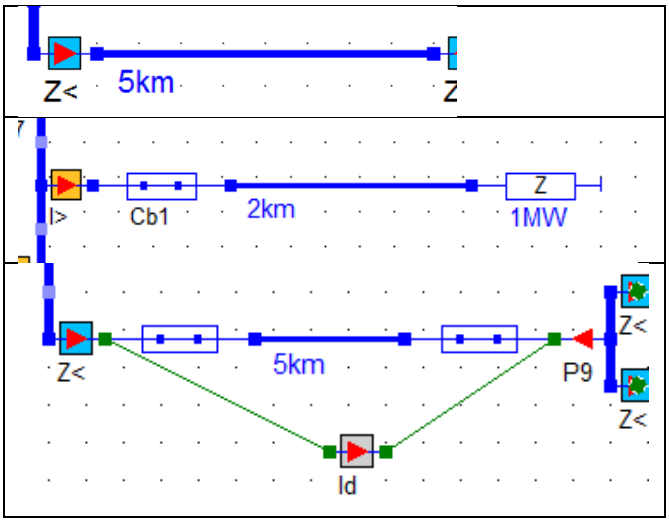


Abbildung 161: Von ATPDesigner automatisch erkennbare Messkonfigurationen

ATPDesigner erkennt folgende Betriebsmittel als zu schützende Betriebsmittel automatisch:

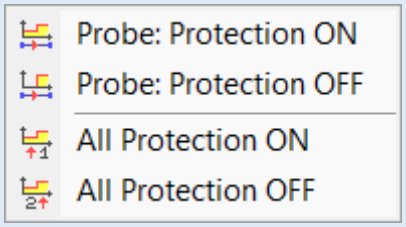
- **Leitung**
- **2-Wicklungs-Transformator**
- **Sammelschiene**

Befindet sich wie im rechten Beispiel dargestellt ein Schalter (**Circuit-Breaker** oder **Switch**) zwischen der **Probe** und dem zu schützenden Betriebsmittel, wird der Schalter übersprungen und das am Schalter angeschlossene Betriebsmittel

ausgewählt. Der Schalter wird in diesem Fall als zugeordneter Leistungsschalter identifiziert.

- **Del Equipm.**
  Die zu schützenden Betriebsmittel **Equip.** für alle **Probe** sowie die sekundäre Mitimpedanz und damit auch die sekundäre Mitreaktanz **X1Ls[Ohm]** werden gelöscht.

- **Deselect All**
  Die Markierungen der **Probe** mit den Checkboxen und die Ordnungsnummern in der Spalte ***Ord.*** Werden alle gelöscht.

	Bedeutung
☐	Checkbox zur Auswahl mehrerer Probe, wenn z.B. mehrere Zeitstaffelpläne in einem Diagramm dargestellt werden oder eine automatische Prüfung von Folgeleitungen (Kapitel 11.10) durchgeführt werden soll.
Ord.	Ordnungsnummer zur Darstellung z.B. mehrerer Zeitstaffelpläne in einem Diagramm
Name	Anwenderspezifischer Name der Probe
Prot.	Bezeichner für die Schutzfunktion (Kapitel 6.11.10)
On/Off	Ein(On)- und Aus(Off)-Schalten der Schutzfunktion ▪ einer einzelnen Probe, deren Zeile mit der linken Maustaste angeklickt wurde (**Probe: Protection ON oder OFF**) ▪ aller Probe in der Netzwerkgrafik (**All Protection ON oder OFF)** Wird die Zelle in der Tabelle mit der linken Maustaste angeklickt, so wird das nachfolgende Menü geöffnet.  Eine deaktivierte Schutzfunktion wird mit einer Einfärbung der Zelle in **Orange** angezeigt.
Equip.	Name des zu schützenden Betriebsmittels (Referenzname)
E.Name	Anwenderspezifischer Name des zu schützenden Betriebsmittels
Cb	Referenzname des Leistungsschalter (**Switch**, siehe Kapitel 6.21), der mit dem Schutzelement verbunden ist.

	▪ **Orange** : Der Schalter ist stationär geöffnet. **Rot** : Der Schalter wurde durch eine Schutzfunktion geöffnet.
O/C	Zustand des Leitungsschalters **Cb** ▪ CL = CLOSED ▪ OP = OPEN Durch einen **Left Mouse Button Click** auf diese Zelle kann der Leistungsschalter geöffnet oder geschlossen werden.
GEN	Generalanregung (X = Generalanregung erkannt)
TRIP	AUS-Kommando (X = AUS-Kommando erteilt)
Zone	Nummer der Impedanzzone mit AUS-Kommando
T[ms]	Staffelzeit des AUS-Kommandos
R1s[Ohm]	Sekundäre Kurzschlussresistanz der ausgewählten Impedanz-messschleife im Mitsystem
X1s[Ohm]	Sekundäre Kurzschlussreaktanz der ausgewählten Impedanz-messschleife im Mitsystem
R1p[Ohm]	Primäre Kurzschlussresistanz der ausgewählten Impedanzmess-schleife im Mitsystem
X1p[Ohm]	Primäre Kurzschlussreaktanz der ausgewählten Impedanz-messschleife im Mitsystem
Z1s[Ohm]	Betrag der sekundären Kurzschlussimpedanz der ausgewähl-ten Impedanzmessschleife im Mitsystem
Z1p[Ohm]	Betrag der primären Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem
X1Ls[Ohm]	Sekundäre Mitreaktanz des zu schützenden Betriebsmittels

	Die sekundäre Mitreaktanz wird auch in der Registerkarte **Distance** (Kapitel 6.11.18) der **Probe** ausgegeben und kann dort verändert werden.
Ref.Name	Name der Probe (Referenzname)

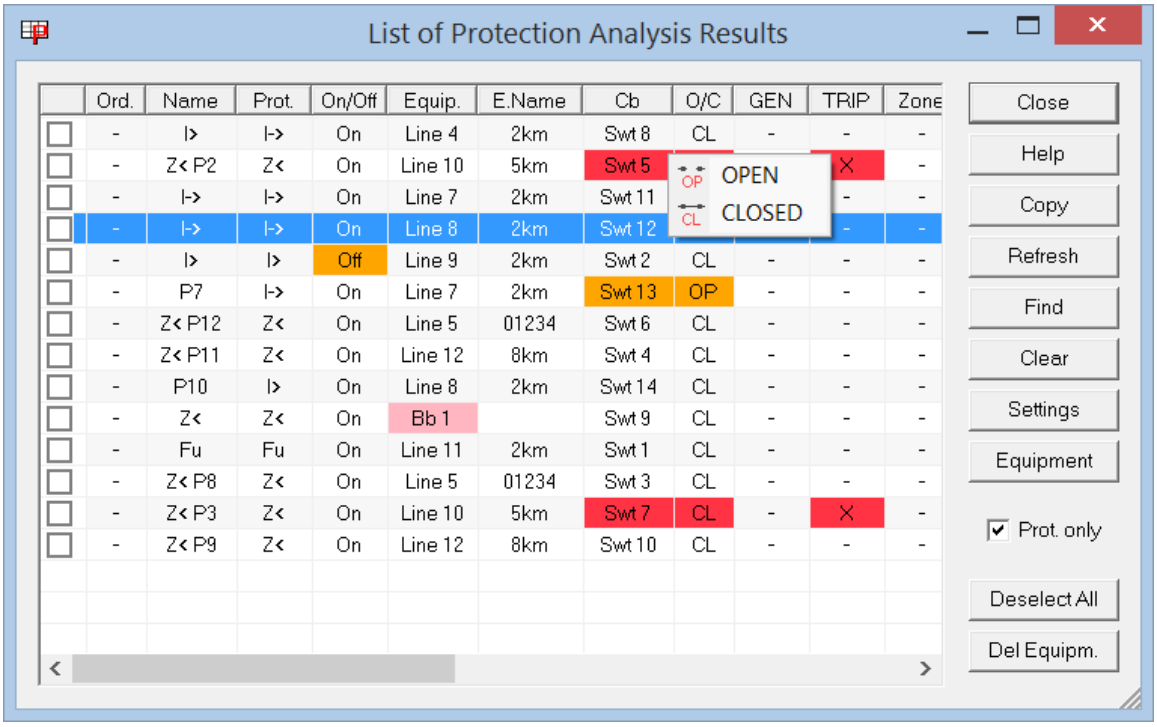


Abbildung 162: Leistungsschalter öffnen und schließen

Durch eine **Left Mouse Button Click** auf die Spalte **O/C** kann der zugehörige Leistungsschalter geöffnet oder geschlossen werden. Die Bedienhandlung ist identisch mit der Bedienhandlung der Toolbar Buttons OP und CL.

Öffnen des Einstelldialogs der Probe oder des zu schützenden Betriebsmittel

- Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die Spalten **Equip.** oder **E.Name** wird der Einstelldialog des zu schützenden Betriebsmittels geöffnet.
- Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf alle anderen Spalten wird der Einstelldialog der **Probe** geöffnet.

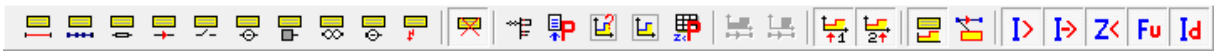
6.11.10 Schutzanalyse: Analyse von Kaskadenabschaltungen (Kaskadenanalyse)

Mit Hilfe der Funktion **Kaskadenanalyse** kann eine Kaskadenabschaltung von Schutzeinrichtungen, die mit einer **Probe** oder als dezentrale Erzeugungsanlage mit **3-Phase Source** nachgebildet werden analysiert werden. Das Analysekonzept sieht vor, die Ergebnisse der aktuellen Schutzanalyse für **Probe** und **3-Phase Source** zu speichern und als Anfangswerte für die nächste Schutzanalyse zu verwenden.

Kaskadenabschaltung
Unter einer Kaskadenabschaltung wird hier eine zeitlich sequentielle Folge von AUS-Kommandos verstanden, die durch Netzschutzgeräte in Folge eines Kurzschlusses an die zugeordneten Schalter ausgegeben werden. Die zeitliche Reihenfolge der AUS-Kommandos wird durch Anregung und Zeitstaffelung der Netzschutzgeräte verursacht. Im Rahmen der Kaskadenabschaltung kann es auch dazu kommen, dass die Anregung von Netzschutzgeräten vor Ausgabe eines AUS-Kommandos zurückfällt und zu einem späteren Zeitpunkt wieder anspricht. Auch der Wechsel des angeregten Schutzsystems ohne Rückfall der Anregung ist berücksichtigt.

Grundlage der Kaskadenanalyse

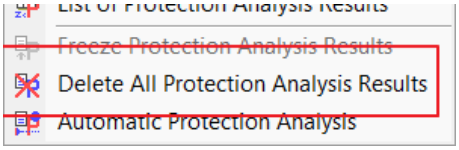
Der Algorithmus der Kaskadenanalyse setzt voraus, dass die Staffelzeiten eines Netzschutzgerätes mit der Generalanregung gestartet werden. Umgekehrt betrachtet zeigt die kommende Generalanregung, dass mindestens eine Staffelzeit des Netzschutzgerätes gestartet wurde. Ein Rückfall der Generalanregung bedeutet, dass alle Staffelzeiten gestoppt werden.



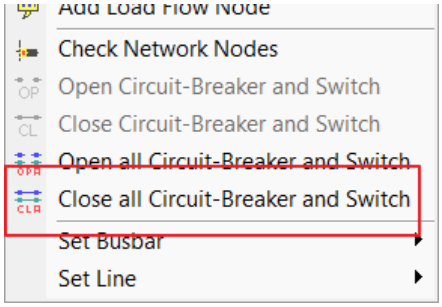
Die Kaskadenanalyse ist eine fortgesetzte Folge von Netzberechnungen (Berechnung des stationären Netzzustandes) und dem „Einfrieren“ (**Freeze**) der sich daraus ergebenden Reaktionen der Netzschutzgeräte. In der oben abgebildeten Toolbar sollten die vergrößert abgebildeten Buttons verwendet werden.

Vor Beginn der Kaskadenanalyse sollten folgende Bedienhandlungen durchgeführt werden.

1. Löschen des internen Speichers der Ergebnisse der Netzschutzanalyse mit dem Menüeintrag **Delete All Protection Analysis Results** im Hauptmenü **Protection**.



2. Die Schalter **Switch**, die nicht stationär geöffnet sein sollen, müssen durch den Toolbar-Button oder den Menüeintrag **Close All Circuit-Breaker or Switch** im Hauptmenü **Network Design** geschlossen werden.



Hinweis
Switch und **Circuit-Breaker**, die deaktiviert sind (Kapitel 4.1.3), werden durch die Funktion **Close All Circuit-Breaker or Switch** nicht geschlossen.

Danach kann die Kaskadenanalyse schrittweise mit den nachfolgend angeführten Buttons ausgeführt werden.

- Berechnung des stationären Netzzustandes mit Netzschutzanalyse
- „Einfrieren“ (**Freeze**) der sich Netzschutzanalyse

Wird die Funktion ausgeführt, so werden zu Beginn die aktuellen Ergebnisse der Schutzanalyse für **Probe** und **3-Phase Source** als dezentrale Erzeugungseinheiten gespeichert und folgende Änderungen für beide Betriebsmittel durchgeführt.

- **3-Phase Source**
  Hat der U<>-Schutz das Betriebsmittel vom Netz getrennt, so wird das Betriebsmittel deaktiviert.

- **Probe**
  Hat der Netzschutz ein AUS-Kommando an den mit der Probe verbundenen Schalter ausgegeben, so wird der Schalter (**Switch**) stationär geöffnet.

  Hinweis

  Stationär geöffnete Switch können mit dem Toolbar-Button oder dem Menüpunkt **Close all Circuit-Breaker or Switch** im Hauptmenü **Network Design** gleichzeitig stationär geschlossen werden.

Die Ergebnisse der Kaskadenanalyse werden in einem Textfenster in der Netzgrafik angezeigt (siehe auch Kapitel 6.11.12).

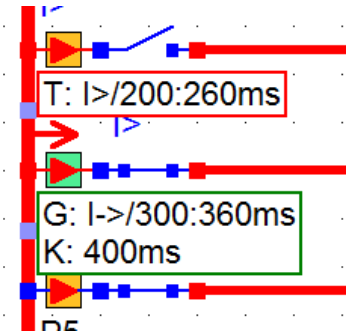


Abbildung 163: Ergebnisse der Kaskadenanalyse

Das obere UMZ-Schutzgerät I> (roter Frame) gibt mit dem Ablauf einer Staffelzeit von 200ms ein AUS-Kommando (**T:**) aus. Die Staffelzeit ist mit dem Kurzschlusseintritt durch die Generalanregung gestartet worden.

Das untere gerichtete UMZ-Schutzgerät (**I->**) hat mit seiner Generalanregung eine Staffelzeit von 300ms gestartet, die aber noch nicht zu einem AUS-Kommando geführt hat. In der zweiten Zeile „**K: 400ms**“ wird angezeigt, dass diese Netzschutzgerät nicht unmittelbar mit dem Kurzschlusseintritt eine Generalanregung erkannt und die Zeitstufe gestartet hat, sondern erst 100ms danach. Durch diesen Zeitversatz der kommenden Generalanregung wird das Schutzgerät „**in Kaskade**“ erst 400ms nach dem Kurzschlusseintritt ein AUS-Kommando ausgeben, wenn die Generalanregung zu diesem Zeitpunkt noch ansteht.

Grundzustand der Schalter vor der Kaskadenanalyse definieren

Es kann von Interesse sein, vor Beginn der Kaskadenanalyse einen Grundzustand der Schalter zu definieren. Die Schalter können entweder stationär geöffnet oder geschlossen werden.

6.11.10.1 Automatische Ausführung der Kaskadenanalyse

Die Kaskadenanalyse kann alternativ automatisiert ausgeführt werden. Dazu wird im Hauptmenü **Protection** der Menüpunkt **Automatic Protection Analysis** angewählt. In einem zeitlichen Abstand von ca. 0,5s wird die Berechnung eine stationären Netzzustandes mit Netzschutzanalyse und daran folgendem „Einfrieren“ (**Freeze**) durchgeführt. Die Ergebnisse jedes Schrittes der Kaskadenanalyse werden grafisch im Netz dargestellt. Abschließend werden die wichtigsten Ergebnisse automatisch in einem Texteditor dargestellt, dessen Inhalt in ein anders Textsystem kopiert werden kann.

Zu Beginn der automatischen Kaskadenanalyse werden

- **Switch** und **Circuit-Breaker**, die nicht deaktiviert sind, geschlossen und
- die interne Liste der Ergebnisse der Schutzanalyse gelöscht.

Die Kaskadenanalyse wird beendet, wenn der in der letzten Netzberechnung berechnete Kurzschlussstrom I_k des Short-Circuit (**roter Blitz**) am Kurzschlussort

1. ≤ 0,1mA beträgt

   Hinweis
   Diese Bedingung ist erfüllt, wenn der Kurzschlussstrom durch das Öffnen der Leistungsschalter allseitig und allpolig abgeschaltet wurde. Die Schwelle wurde größer Null gewählt, um numerisch bedingte Ungenauigkeiten zu berücksichtigen.

oder

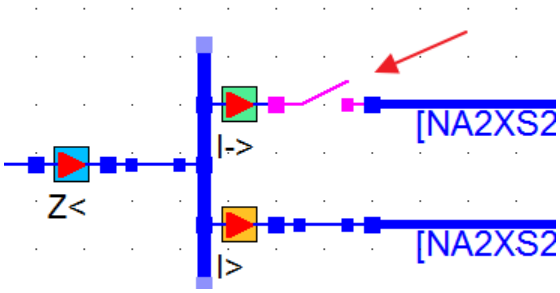
2. sich gegenüber dem unmittelbar davor berechneten Kurzschlussstrom um weniger als 0,01% geändert hat.

Hinweis
Die zweite Bedingung erkennt, wenn z.B. auf Grund eines Schutz- oder Schalterversagers der Kurzschluss nicht vollständig abgeschaltet werden kann. In diesem Fall kommt es nach einer endlichen Anzahl von Kaskadenabschaltungen zu einem Kurzschlussstrom, der sich auch bei fortgesetzter Kaskadenanalyse nicht mehr ändert.

Darüber hinaus kann die Kaskadenanalyse durch das Drücken der ESC-Taste abgebrochen werden.

Grundzustand der Schalter vor Beginn der automatischen Kaskadenanalyse
Es kann auch hier von Interesse sein, vor Beginn der automatischen Kaskadenanalyse einen Grundzustand der Schalter zu definieren, der sich während der Kaskadenanalyse nicht ändern soll. Es muss hier beachtet werden, dass zu Beginn der automatischen Kaskadenanalyse alle Schalter, die nicht deaktiviert sind (deaktiviert = gezeichnet in der Farbe **magenta**), geschlossen werden.

- Soll ein **Schalter** während der automatischen Kaskadenanalyse **dauerhaft geöffnet** bleiben
  - Schalter z.B. im Einstelldialog mit dem Button **CLOSED** stationär öffnen
  - Schalter deaktivieren (wird in der Farbe **magenta** gezeichnet)



- Soll ein **Schalter** während der automatischen Kaskadenanalyse **dauerhaft geschlossen** bleiben
  - Schalter z.B. im Einstelldialog mit dem Button **CLOSED** stationär schließen
  - Ggfs. vorhandene Verbindung zu einem Schutzgerät löschen

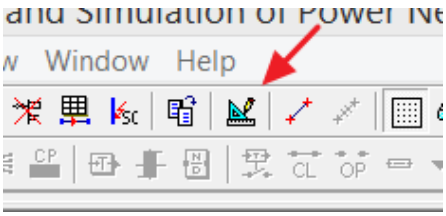
6.11.11 Schutzanalyse: Ausgabe mehrerer Auslösekennlinien in einem Diagramm

ATPDesigner ermöglicht auch die Ausgabe mehrerer gleicher Auslösekennlinien in einem Diagramm. Die Ausgabe ist aber nur dann möglich, wenn die ausgewählten **Probe** alle für die gleiche Schutzfunktion z.B. **Distance Protection** eingestellt wurden.

6.11.11.1 Schutzanalyse DIST: Mehrere Zeitstaffelpläne in einem Diagramm

Werden mit Hilfe der Checkboxen mehrere **Probe** mit **Distanzschutz Z<** ausgewählt (siehe Abbildung 142), so werden die Zeitstaffelpläne der ausgewählten **Probe** in einem Diagramm dargestellt (siehe Abbildung 144).

Auswahl wenn Network Design Mode inaktiv ist



1. Network Design Mode (Kapitel 4.1) mit dem Toolbar-Button oder mit dem entsprechenden Menüpunkt im Hauptmenü **View** deaktivieren.

2. Cursor über die **Probe** bewegen, die **Probe** wird dann in der Tabelle automatisch identifiziert und der Name der Probe in der Schutzanalyse-Tabelle grau hinterlegt.

3. Checkbox am Zeilenanfang der Schutzanalyse-Tabelle markieren

4. Vorgang nach Punkt 2 ggfs. mehrfach wiederholen

5. Dialog zur Darstellung der Schutzergebnisse öffnen (Kapitel 6.11.5)

6. **Find**-Button im Schutzanalyse-Dialog (Abbildung 142) drücken

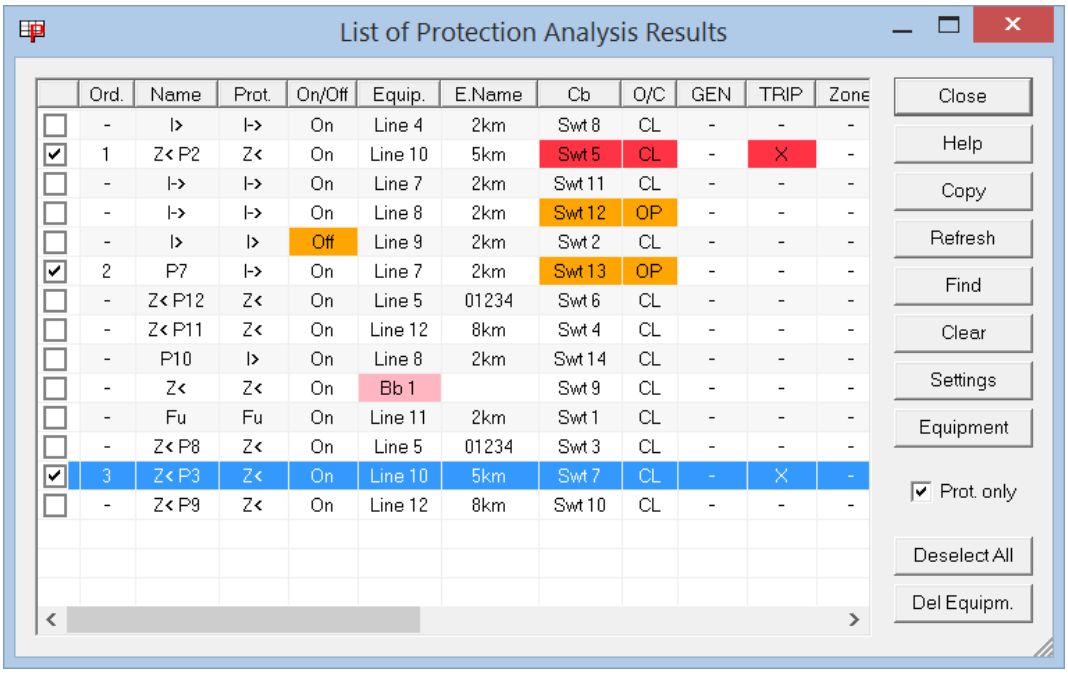
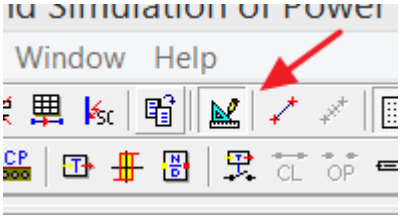


Abbildung 164: Auswahl mehrerer Schutzfunktionen

Wie in Abbildung 142 zu erkennen ist, ist einem Schutzgerät eine Sammelschiene **Bb 1** mit einer ungültigen Mitreaktanz **X1Ls[Ohm]** zugewiesen (farblich pink markiert).

Auswahl wenn Network Design Mode aktiv ist



1. Network Design Mode (Kapitel 4.1) mit dem Toolbar-Button oder mit dem entsprechenden Menüpunkt im Hauptmenü **View** aktivieren.

2. Cursor über die **Probe** bewegen, das Netzwerkelement mit einem **LDown** markieren. Die entsprechende Zeile der **Probe** in der Schutzanalyse-Tabelle wird markiert.

   Hinweis
   Es darf nur ein einziges Netzwerkelement markiert sein.

3. Checkbox am Zeilenanfang der Schutzanalyse-Tabelle markieren

4. Markiertes Netzwerkelement wieder demarkieren.

5. Vorgang nach Punkt 2 ggfs. mehrfach wiederholen

6. Dialog zur Darstellung der Schutzergebnisse öffnen (Kapitel 6.11.5)

7. **Find**-Button im Schutzanalyse-Dialog (Abbildung 142) drücken

Durch Drücken de **Find** – Buttons werden in der Netzgrafik die ausgewählten **Probe** mit einem roten Doppel-Rahmen markiert (Abbildung 143). Falls der Dialog zur Anzeige geöffnet ist, werden die Zeitstaffelpläne der ausgewählten **Probe** in einem Diagramm gezeichnet (Abbildung 144). Die Markierung der **Probe** in der Netzwerkgrafik kann mit dem **Clear**-Button gelöscht werden. Die Checkboxen der 1. Spalte bleiben danach weiterhin ausgewählt.

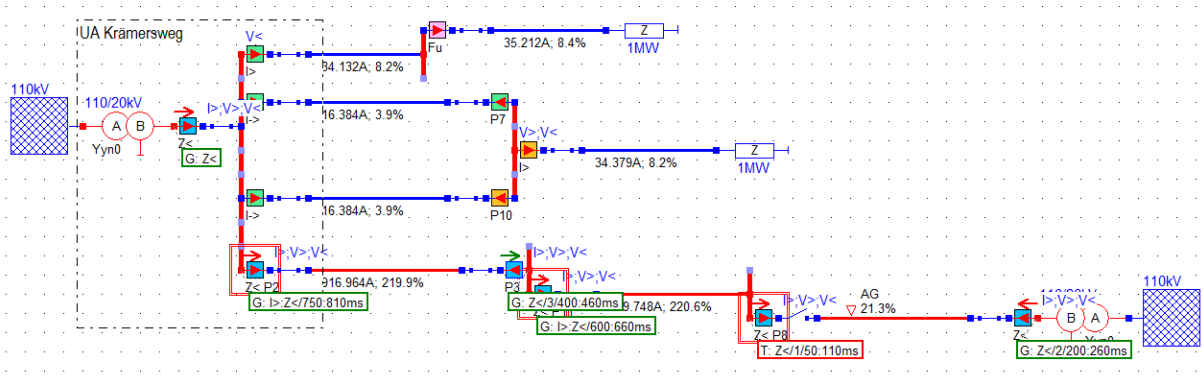


Abbildung 165: Markierung der ausgewählten Probe in der Netzgrafik

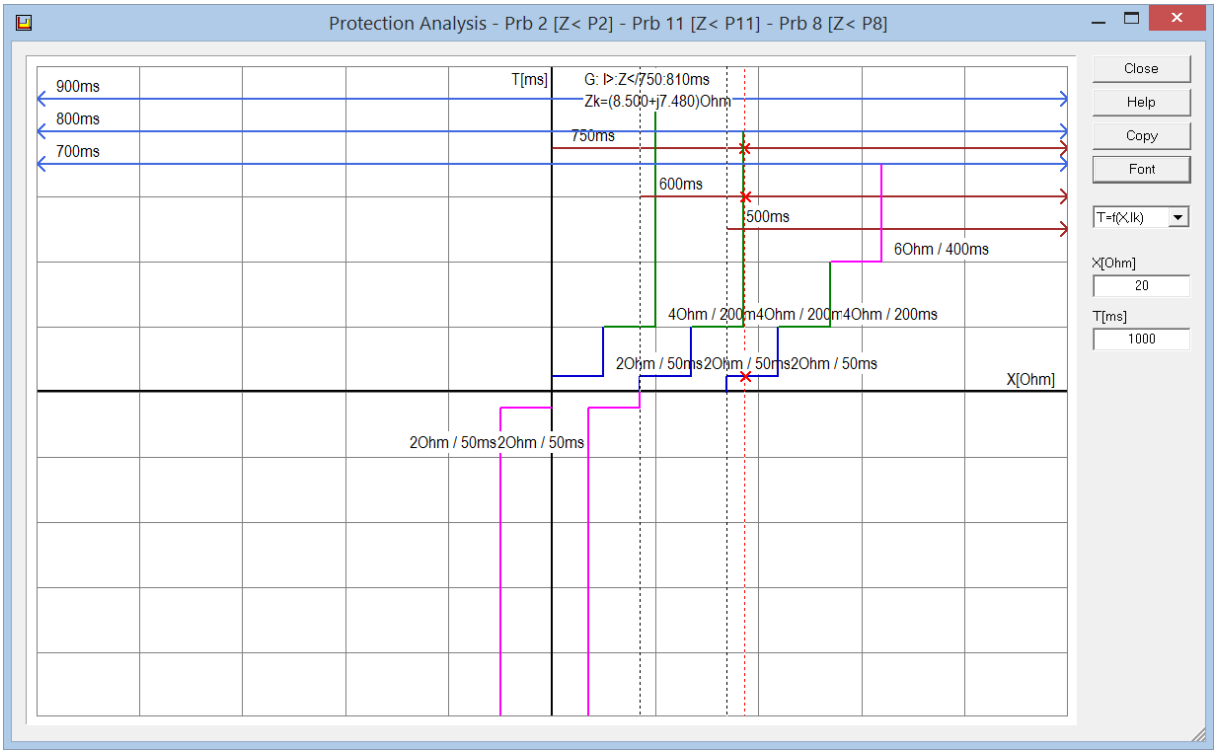


Abbildung 166: Darstellung mehrerer Zeitstaffeldiagramme in einem Diagramm

Die Markierung der Leitungen sowie die daraus folgende Nummerierung für die Darstellung im Folgeleitungsdiagramm werden mit Schließen des Dialogs gelöscht.

6.11.11.2 Schutzanalyse FUSE: Mehrere Sicherungskennlinien in einem Diagramm

Werden mit Hilfe der Checkboxen mehrere **Probe** mit **Fuse Fu** ausgewählt (siehe Abbildung 142), so werden die Sicherungskennlinien (Kapitel 6.11.5.4) der ausgewählten **Probe** in einem Diagramm dargestellt (siehe Abbildung 144).

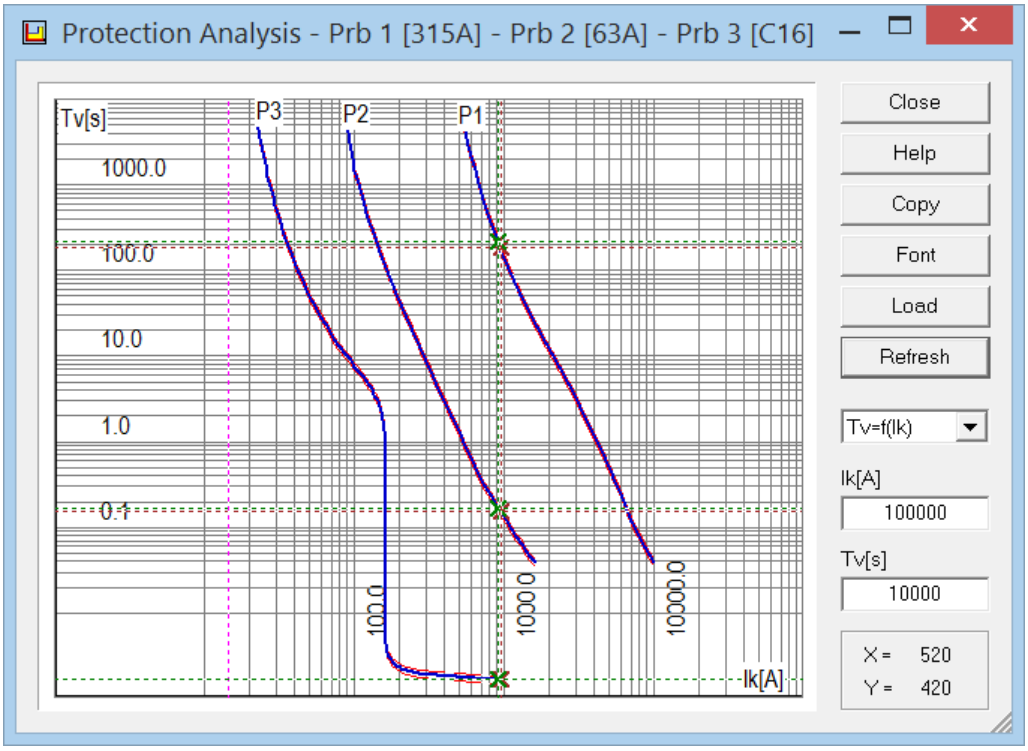


Abbildung 167: Darstellung mehrerer Sicherungskennlinien in einem Diagramm

Am oberen Ende der Kennlinien wird der verkürzte Name der Probe **Px** statt **Prb x** angegeben. Die farbliche Markierung der Auslösepunkte (I_k, T_{vs}) entspricht der in einem Einzeldiagramm.

6.11.12 Stationäre Netzberechnung: Liste der AUS-Kommandos

Nach der Analyse der Schutzfunktionen werden alle Probe, für die ein AUS-Kommando erkannt wurde, wie in Abbildung 146 dargestellt als Liste ausgegeben.

```
PROT> I> [Prb 17] Undirectional Overcurrent GEN=1 [IDMT>=0, TIDM
PROT> I> [Prb 17] Undirectional Overcurrent GEN=1 [I>=0(000), IG
PROT> I> [Prb 17] Undirectional Overcurrent: I>> OFF
PROT> I> [Prb 17] Undirectional Overcurrent: I>>> OFF

PROT> Protection Elements WITH TRIP COMMAND
PROT> Z< [Prb 2] GEN=1 TRIP=1 >>> T: Z</2/200:260ms
PROT> Z< [Prb 12] GEN=1 TRIP=1 >>> T: Z</2/200:260ms

> Voltage Monitoring: Busbars Bb x
>> [Bb 1] VAB= 25.719%; VBC= 25.719%; VCA= 25.719%  < V<= 90.000
>> [Bb 1] VAG= 25.719%; VBG= 25.719%; VCG= 25.719%  < V<= 90.000
```

Abbildung 168: Ausgabe der Probe mit AUS-Kommando im *Messages Window*

6.11.13 Schutzfunktionen: Farbmarkierung der Probe im elektrischen Netz

Die für eine Probe eingestellte Schutzfunktion kann in der Netzwerkgrafik farblich angezeigt werden.

Abbildung 169: Ein- und Ausschalten der Farbmarkierung der Schutzfunktionen

- I> Überstromzeitschutz (Kapitel 6.11.16)
- I-> Gerichteter Überstromzeitschutz (Kapitel 6.11.16)
- Z< Distanzschutz (Kapitel 6.11.18)
- Fu Sicherung (Kapitel 6.11.23)
- Id Differenzialschutz (Kapitel 6.11.26)

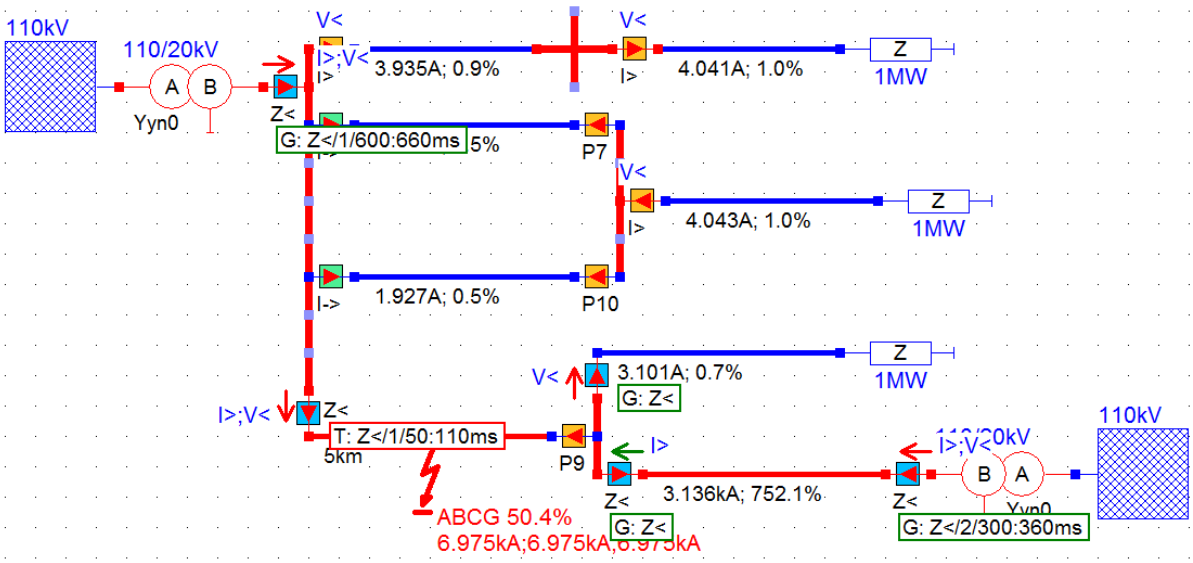


Abbildung 170: Farbmarkierung der Schutzfunktionen

6.11.14 Stationären Netzberechnung[4]: Ausführung der Schutzfunktionen

ATPDesigner berücksichtigt die für das Netzwerkelement **Probe** (Kapitel 6.11) einstellbaren Schutzfunktionen auch nach einer Berechnung eines stationären Netzzustandes. Dabei werden die Zeitstufen der Schutzfunktionen, die für die MODELS-basierten Schutzmodelle während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge vorgesehen sind, im Sinne von Staffelzeiten statisch ausgewertet.

Sind die Schutzfunktionen der **Probe** deaktiviert (**Off**), so werden die Schutzfunktionen der **Probe** nicht ausgewertet. Nach einer stationären Netzberechnung erfolgt eine entsprechende Ausgabe im **Messages Window** (**Disabled**).

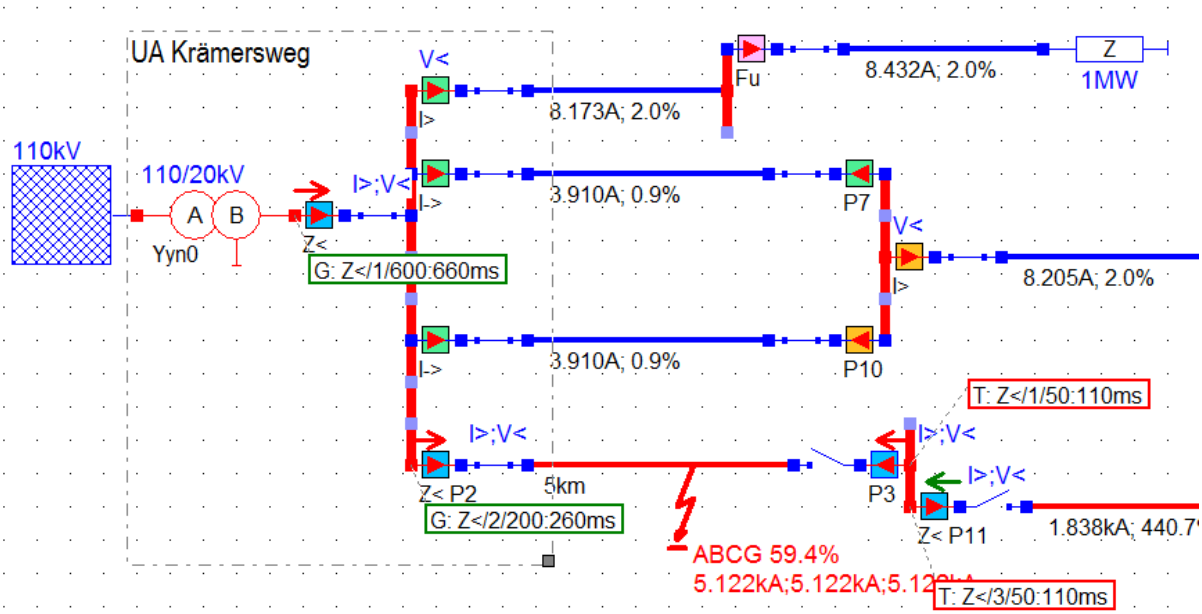


Abbildung 171: Stationäre Netzberechnung: Schutzfunktionen mit AUS-Kommando

In Abbildung 149 ist als Beispiel ein zweiseitig gespeistes 20kV-Strahlennetz dargestellt, dessen Leitungen durch einen ungerichteten UMZ-Schutz (P1, P4, P5) bzw. Distanzschutz (P2, P9, P11, P12) geschützt werden. Die Schalter sind nur im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge von Interesse. Der 3-polige Kurzschluss hat zur Folge, dass die beiden Distanzschutzgeräte P2 und P12 in der Reservezone auslösen. In Abbildung 150 sind die Meldungen der Schutzgeräte im **Messages Window** dargestellt.

```
PROT> Z< [Prb 12] Distance Protection GEN=1 [I>=1, IG>=0, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=2/AB, R1k=3.1
PROT> Z< [Prb 12] Distance Protection, Zone=3, OFF
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection GEN=1 [V>=0, V<=1] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection GEN=1 [I>=1, IG>=0, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=1/AB, R1k=-1.
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection GEN=1 [I>=1, IG>=0, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=2/AB, R1k=-1.
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection, Zone=3, OFF
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection GEN=1 [V>=0, V<=1] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection GEN=1 [I>=0, IG>=0, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=1/--, R1k=1.7
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection, Zone=2, OFF
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection, Zone=3, OFF
PROT> I> [Prb 17] GEN=0 [I>=0, IG>=0, V>=0, V<=0] TRIP=0: Undirectional Overcurrent, I>=1In, TI>
PROT> I> [Prb 17] Directional Overcurrent I>> OFF
```

Abbildung 172: Stationäre Netzberechnung: Ausgabe Schutzreaktionen im *Messages Window*

[4] Stationäre Netzberechnung = Berechnung eines stationären Netzzustandes

Es ist zu erkennen, dass Schutzgeräte teilweise angeregt haben (**GEN=1**) bzw. ein AUS-Kommando (**TRIP=1**) erteilt haben.

Es muss hier darauf hingewiesen werden, dass die hier beschriebene Ausführung der Schutzfunktionen nur auf den Ergebnissen der Berechnung eines stationären Netzzustandes d.h. auf der Auswertung der komplexen Zeiger von Spannungen und Strömen basiert. Dynamische Netzvorgänge werden nicht berücksichtigt. Insofern können sich zu den Reaktionen der Schutzgeräte bei der Berechnung dynamischer Netzvorgänge, die **MODELS**-basierte Schutzalgorithmen verwenden, Unterschiede ergeben.

Durch die Verwendung von Switches zu jeder Probe kann ein elektrisches Netz für die Ausführung der Schutzfunktionen im Falle der Berechnung eines stationären Netzzustandes und ohne Änderung für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge vorbereitet werden. In Abbildung 151 ist ein Beispiel dargestellt. Die Kennung **OPEN** für die AUS-Kommandos ist im Falle der **Berechnung eines dynamischen Netzvorganges** den Schaltern zugeordnet.

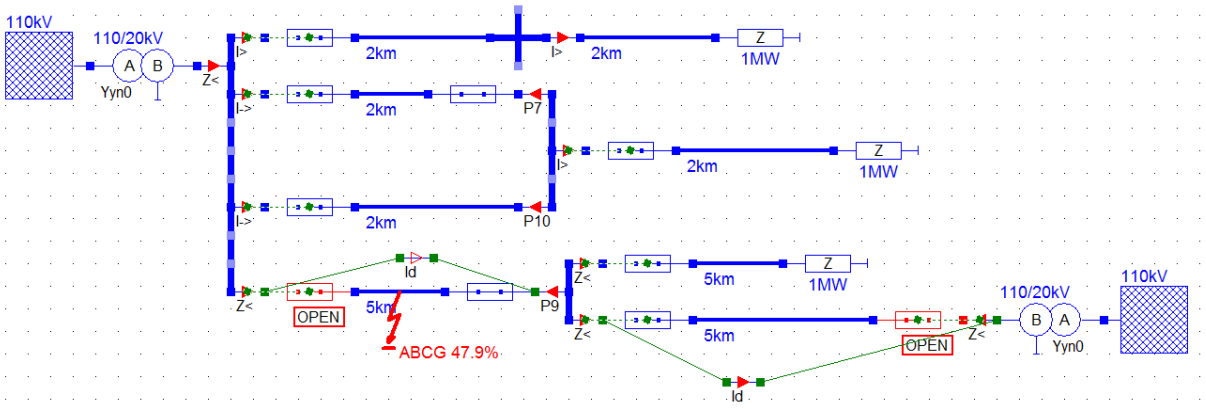


Abbildung 173: Dynamische Netzberechnung: Ausführung der Schutzfunktion

Berücksichtigung der UMZ-Schutzfunktion

Nach der Berechnung des stationären Netzzustandes ermittelt ATPDesigner, ob eine Anregung für die Schutzfunktion der **Probe** vorliegt. Im Falle des gerichteten UMZ-Schutzes wird die Kurzschlussrichtung mit beachtet. Für alle **Probe** mit aktiver Anregung wird nun die Probe ermittelt, welche die kleinste Staffelzeit hat. Die so ermittelte **Probe** wird mit dem Begriff **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) markiert. Ggfs. werden mehrere **Probe** markiert, wenn die Kriterien stationär betrachtet gleichzeitig zutreffen.

Berücksichtigung der Distanzschutzfunktion

Wie für den Distanzschutz üblich muss einerseits eine Anregung z.B. durch ein I> - Kriterium oder U< - Kriterium vorliegen und die berechnete Kurzschlussimpedanz des Mitsystems $\underline{Z}_{1k}$ innerhalb des Auslösepolygons liegen. Es gelten hier die Erläuterungen aus Kapitel 6.11.18 ff. Die so ermittelte **Probe** wird wie in Abbildung 149 dargestellt mit dem Begriff **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) markiert. Ggfs. werden mehrere Probe markiert, wenn die Kriterien stationär betrachtet gleichzeitig zutreffen.

Berücksichtigung der Differenzialschutzfunktion

Nach der Berechnung des stationären Netzzustandes berechnet ATPDesigner Differenzstrom I_{diff} und Haltestrom I_{rest} und prüft mit der eingestellten Kennlinie, ob ein AUS-Kommando an die beiden mit der Schutzfunktion verbundenen **Probe Px** ausgegeben wird. Das so ermittelte AUS-Kommando wird mit dem Begriff **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) an der **Probe**, die als Differenzialschutz parametriert ist, angezeigt. Das Beispiel in Abbildung 152 zeigt **Probe P14** mit Differenzialschutz und den beiden Messorten **Probe P2** und **P9**. Der 3-polige Kurzschluss führt zu einem AUS-Kommando des Differenzialschutzes nach 0ms. Die Kurzschlussstromunterbrechungszeit beträgt 80ms.

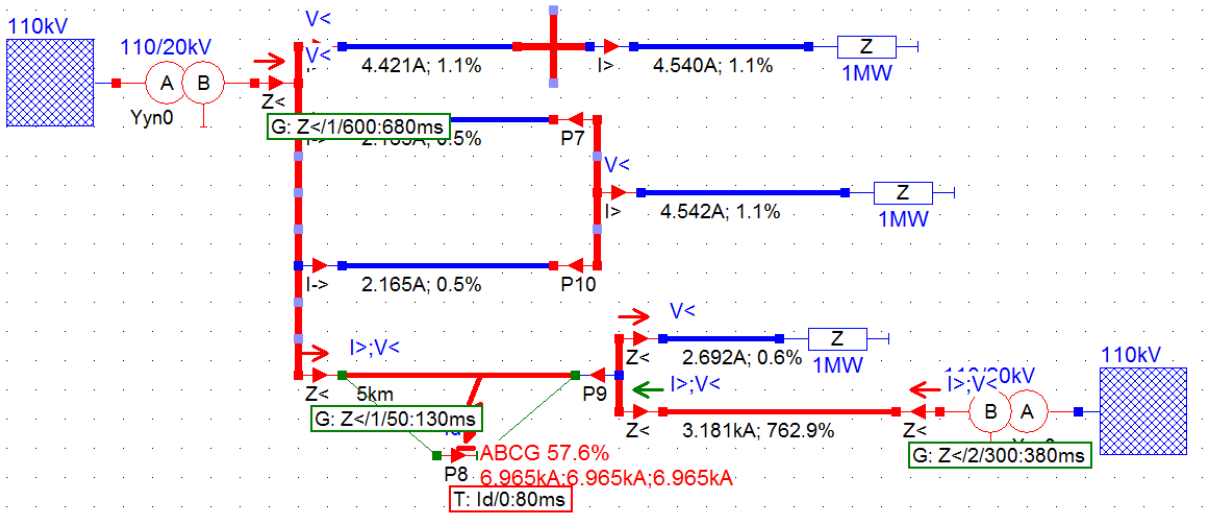


Abbildung 174: Differenzialschutz – Ausgabe der AUS-Kommandos in der Netzwerkgrafik

Die in Abbildung 153 dargestellten Meldungen zeigen, dass der Differenzialschutz der **Probe P14** und der Distanzschutz **Probe P12** in Zone 1 ausgelöst haben (**TRIP=1**). Als kleinste Staffelzeit wurden 0ms ermittelt (**Overall Minimum TRIP Time=0ms**).

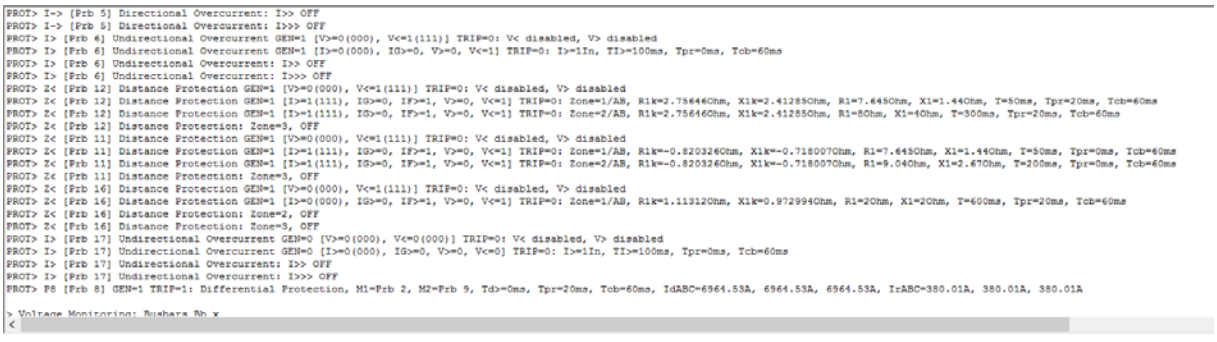


Abbildung 175: Differenzialschutz – Ausgabe der AUS-Kommandos im *Messages Window*

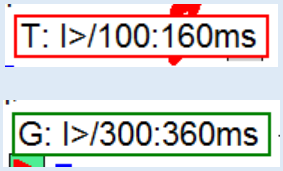
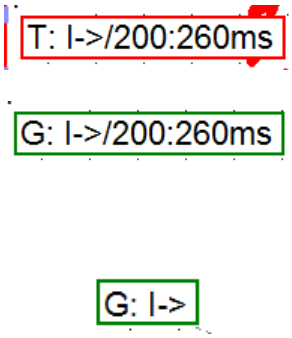
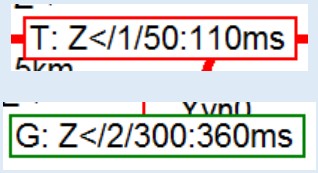
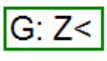
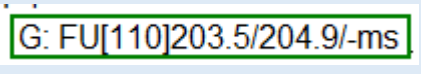
Berücksichtigung des Über-/Unterspannungsschutzes U<>

Der Über-/Unterspannungsschutz kann entweder nur als Teil des Anregesystems von UMZ- und Distanzschutz verwendet werden oder mit zusätzlichen Zeitstufen um Sinne von Staffelzeiten als parallel arbeitender Schutz mit AUS-Kommando.

6.11.15 Stationären Netzberechnung: Ergebnisse der Schutzanalyse

Zusätzlich zu der in Kapitel 6.11.11 erläuterten Ausgabe der Ergebnisse der Schutzanalyse werden die wichtigsten Ergebnisse direkt in der Netzwerkgrafik angezeigt.

- **T:...** = **AUS-Kommando**
- **G:...** = **Generalanregung**

Schutzfunktion	AUS-Kommando T: Generalanregung G:	Bedeutung
Überstromzeitschutz **I>**		**Staffelzeit in ms** **Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms**
Gerichteter Überstromzeitschutz **I->**		**Staffelzeit in ms** **Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms** **Gerichteter Überstrom-zeitschutz angeregt, gemessene Kurz-schlussrichtung ist verschieden von der eingestellten Kurzschlussrichtung**
Distanzschutz **Z<**		**Impedanzzone 1,2,3** **Staffelzeit in ms** **Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms**
Distanzschutz **Z<**		**Distanzschutz angeregt, Kurzschlussimpedanz liegt nicht innerhalb einer der Auslöseflächen**
Sicherung		**Leiterselektive Anregung**

FU	G: FU[110]+/+/-ms T: FU[110]101.8/102.5/-ms	**Staffelzeit in ms je Leiter** **„-“ : keine Auslösung wegen fehlender Anregung** **„+“ : keine Auslösung wegen Überschreitung des maximal zulässigen Ausschaltstromes I_{max}**
Differenzialschutz **Id**	T: Id/0:80ms	**Staffelzeit in ms** **Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms**
AMZ-Schutz (IDMT) **IT**	G: IT/609.4:669.4ms T: IT/1490.1:1550.1ms	**Staffelzeit in ms** **Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms**
Signalvergleichsschutz **SI**	T: SI/100:160ms	**Startzeit in ms** **Startzeit + Schaltereigenzeit in ms**
Unterimpedanzanregung **Z«**	T: Z«:Z</2000:2060ms	**Staffelzeit in ms** **Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms**

Abbildung 176: Ergebnisse der Schutzanalyse in der Netzwerkgrafik

Die Entscheidung, ob eine Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder nur mit Generalanregung dargestellt wird, ist nur abhängig von der Staffelzeit. Der Analysealgorithmus geht davon aus, dass die eingestellten Staffelzeiten die Eigenzeiten der Schutzsysteme sowie die Eigenzeiten der Leistungsschalter berücksichtigen.

6.11.16 Stationäre Netzberechnung: Verfahren der Schutzanalyse

Nach Berechnung eines stationären Netzzustandes (Kapitel 7) z.B. mit dem Toolbar-Button werden aus den Grundschwingungszeigern der Spannungen und Ströme die weiter benötigten physikalischen Größen wie z.B. Impedanzen berechnet. Der Algorithmus zur Analyse der Schutzfunktionen wertet wie nachfolgende beschrieben die Einstellwerte der Schutzfunktionen aus.

1. Es werden alle Schutzfunktionen identifiziert, für die die Generalanregung aktiv ist.
   ➔ **Angeregte Schutzfunktionen**

2. Für alle angeregten Schutzfunktionen wird die kleinste Staffelzeit ermittelt.
   ➔ **Minimale Staffelzeit**

   a) **Gerichteter Überstromzeitschutz**: Die Staffelzeiten werden nur berücksichtigt, wenn die eingestellte mit der ermittelten Kurzschlussrichtung identisch ist.

   b) **Distanzschutz**: Die Staffelzeiten werden nur berücksichtigt, wenn die berechnete Kurzschlussimpedanz im Mitsystem innerhalb einer Auslösefläche (Impedanzzone) liegt.

   c) **AMZ-Schutz (IDMT)**: Die Staffelzeit wird entsprechend des berechneten Kurzschlussstroms berechnet (Kapitel 6.11.27).

   d) **Differenzialschutz:** Der Differenzialschutz hat keine eigentliche Anregung. Insofern Ist der Differenzialschutz mit einem erteilten AUS-Kommando gleichzeitig auch angeregt.

   e) **Signalvergleichsschutz:** Da der Signalvergleichsschutz auf ein Signal der Gegenstation z.B. ein AUS-Kommando reagiert, wird die Startzeit des Signalvergleichsschutzes nur dann im Sinne einer Staffelzeit ausgewertet, wenn das Signal der Gegenstation vorliegt und alle weiteren Bedingungen entsprechend der Betriebsart erfüllt sind.

3. Die Schutzfunktionen, deren Staffelzeit gleich der minimalen Staffelzeit ist, werden mit einem AUS-Kommando dargestellt.
   ➔ **AUS-Kommando T:...**

4. Die Schutzfunktionen, die angeregt haben, deren Staffelzeit aber größer als die minimale Staffelzeit ist, werden mit einer Generalanregung dargestellt.
   ➔ **Generalanregung G:...**

6.11.17 Betriebsart (Operating Mode)

Die Betriebsart der Probe definiert, welche physikalischen Signale als Zeitverläufe berechnet und in einem Diagramm angezeigt werden können. Diese messtechnische Funktion wird unabhängig von den Schutzfunktionen ausgeführt.

1. **None**
   Es wird keine Messung durchgeführt.

   Hinweis
   In dieser Betriebsart werden keine ATP-basierten Komponenten in den TACS-Bereich der .ATP-Eingabedatei ausgegeben. Dadurch kann bei Verwendung einer großen Anzahl von **Probe** ein Überlauf des TACS-Speicherbereiches ggfs. vermieden werden.

2. **3-phase voltages Vpg, currents Ip,Ig**
   Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$, $i_E(t)$

3. **3-ph. voltages Vpg**
   Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$

4. **3-ph. currents Ip,Ig**
   Messung $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$, $i_E(t)$

5. **3-phase voltages Vpg, Vpp, currents Ip,Ig**
   Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$, $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$, $i_E(t)$

6. **S, P, Q, cos Ø, Vpg, Ip (3-ph.)**
   a. Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$
   b. Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung S, P, Q und des Verschiebungsfaktors cos φ
   c. Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ und der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$

7. **S, P, Q, cos Ø, Vpg, Vpp, Ip (3-ph.)**
   a. Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$, $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$
   b. Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung S, P, Q und des Verschiebungsfaktors cos φ
   c. Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, der Leiter-Leiter-Spannungen $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$ und der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$

8. **S, P, Q, cos Ø, Vpg, Vpp, Ip (3-ph.), hab**
   a. Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$, $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$
   b. Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung S, P, Q und des Verschiebungsfaktors cos φ
   c. Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, der Leiter-Leiter-Spannungen $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$ und der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$
   d. Berechnung der Spannungen und Ströme des **0αβ- oder hαβ-System** mit Hilfe der **Clarke-Transformation**

9. Vdiff

In dieser Betriebsart kann mit Hilfe des Netzwerkelementes **Connection** die Differenzspannung zwischen zwei Knoten des elektrischen Netzes gemessen werden. Wird die Schutzfunktion **Differential Protection** ausgewählt, so wird automatisch die Betriebsart **Vdiff** eingestellt.

Die Messrichtung der Leiterströme entspricht der Orientierung des **roten Pfeils**. Die **Betriebsarten** sind sowohl zur Messung der Leiter-Erd-Spannungen und der Leiterströmen eines stationären Netzzustandes (siehe Kapitel 7) als auch für die Berechnung dynamischer Netzzustandsänderungen (Kapitel 9) verfügbar.

Die **Betriebsarten "S, P, Q, cos Ø, Vpg, Ip (3-ph.)"**, **"S, P, Q, cos Ø, Vpg, Vpp, Ip (3-ph.)"** und **"S, P, Q, cos Ø, Vpg, Vpp, Ip (3-ph.), hab"** sind nur während der Berechnung dynamischer Netzzustandsänderungen (Kapitel 9: Anzeige der zeitlichen Verläufe in einem Diagramm) verfügbar. Mit Hilfe der ATP-spezifischen Programmiersprache ***MODELS*** werden der zeitliche Verlauf der Leiterströme und der Leiter-Erd-Spannungen sowie die Beträge der netzfrequenten Grundschwingung der Leistungen P, Q und S, des Verschiebungsfaktors cos φ, der Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Spannungen und der Leiterströme berechnet und zur Anzeige in einem Diagramm in der .PL4-Datei gespeichert.

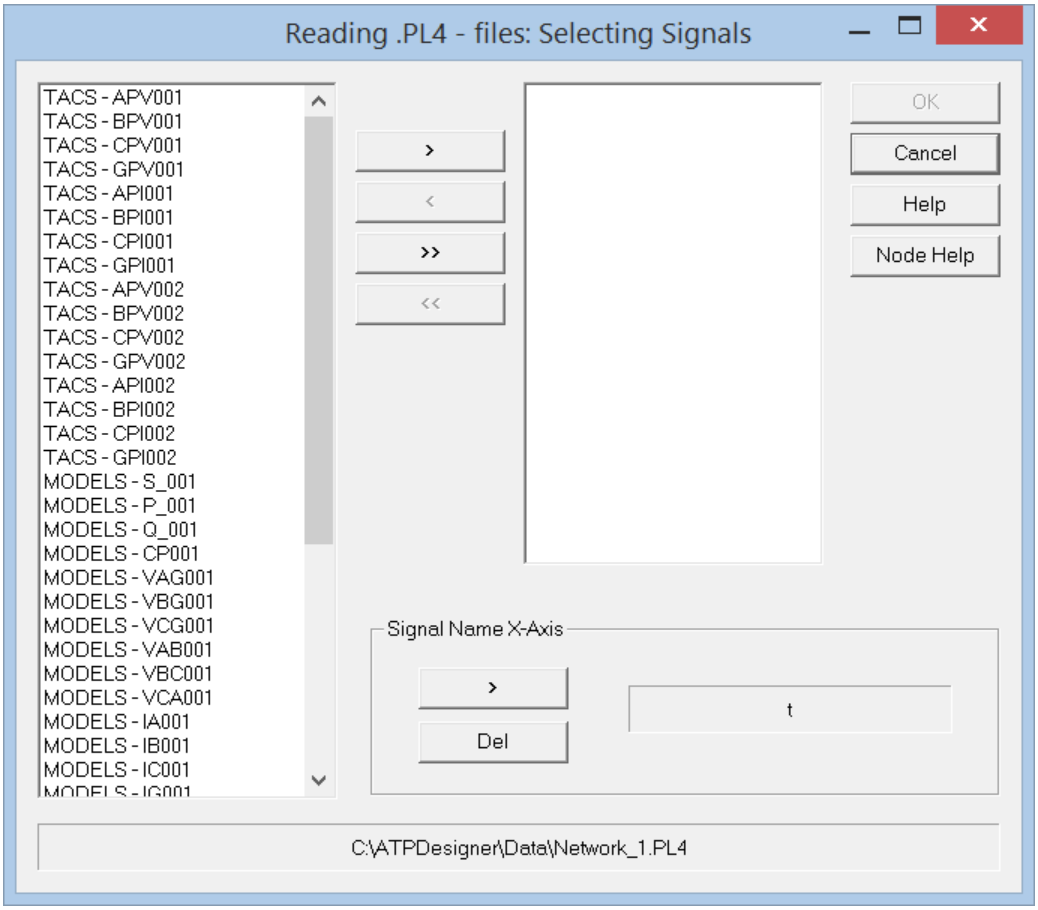


Abbildung 177: Auswahlliste zur Erzeugung eines Diagramms

Die Ausgabesignale der dreiphasigen Leistungen P, Q und S sowie des Verschiebungsfaktors sind wie folgt benannt.

Berechnung mit der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT)

	Bedeutung
MODELS - S_001	Betrag der Scheinleistung S [MVA]
MODELS - P_001	Betrag der Wirkleistung P [MW]
MODELS - Q_001	Betrag der Blindleistung Q [Mvar]
MODELS - CP001	Verschiebungsfaktor cos φ

Darüber hinaus werden die Beträge der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen und der Leiterströme berechnet.

Berechnung mit der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT)

	Bedeutung
MODELS - VAG001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L1} [p.u./√3 = V_{nom}/√3]
MODELS - VBG001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L2} [p.u./√3 = V_{nom}/√3]
MODELS - VCG001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L3} [p.u./√3 = V_{nom}/√3]
MODELS - VAB001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{12} [p.u. = V_{nom}]
MODELS - VBC001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{23} [p.u. = V_{nom}]
MODELS - VCA001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{31} [p.u. = V_{nom}]
MODELS - IA001	Betrag des Leiterstroms I_{L1} [A]
MODELS - IB001	Betrag des Leiterstroms I_{L2} [A]
MODELS - IC001	Betrag des Leiterstroms I_{L3} (t) [A]
MODELS - IG001	Betrag des Summenstroms I_G [A]

Die fortlaufende Nummer (hier 001) entspricht der Nummer der zugehörigen **Probe**.

Die Beträge von Wirk- und Blindleistung sind vorzeichenbehaftet. Die Flussrichtung kann durch das Vorzeichen bezogen auf die Messorientierung der Probe (roter Pfeil) ermittelt werden:

- P > 0, Q > 0
  Leistungsflussrichtung in Messrichtung der Probe (roter Pfeil)

- P < 0, Q < 0
  Leistungsflussrichtung entgegen der Messrichtung der Probe

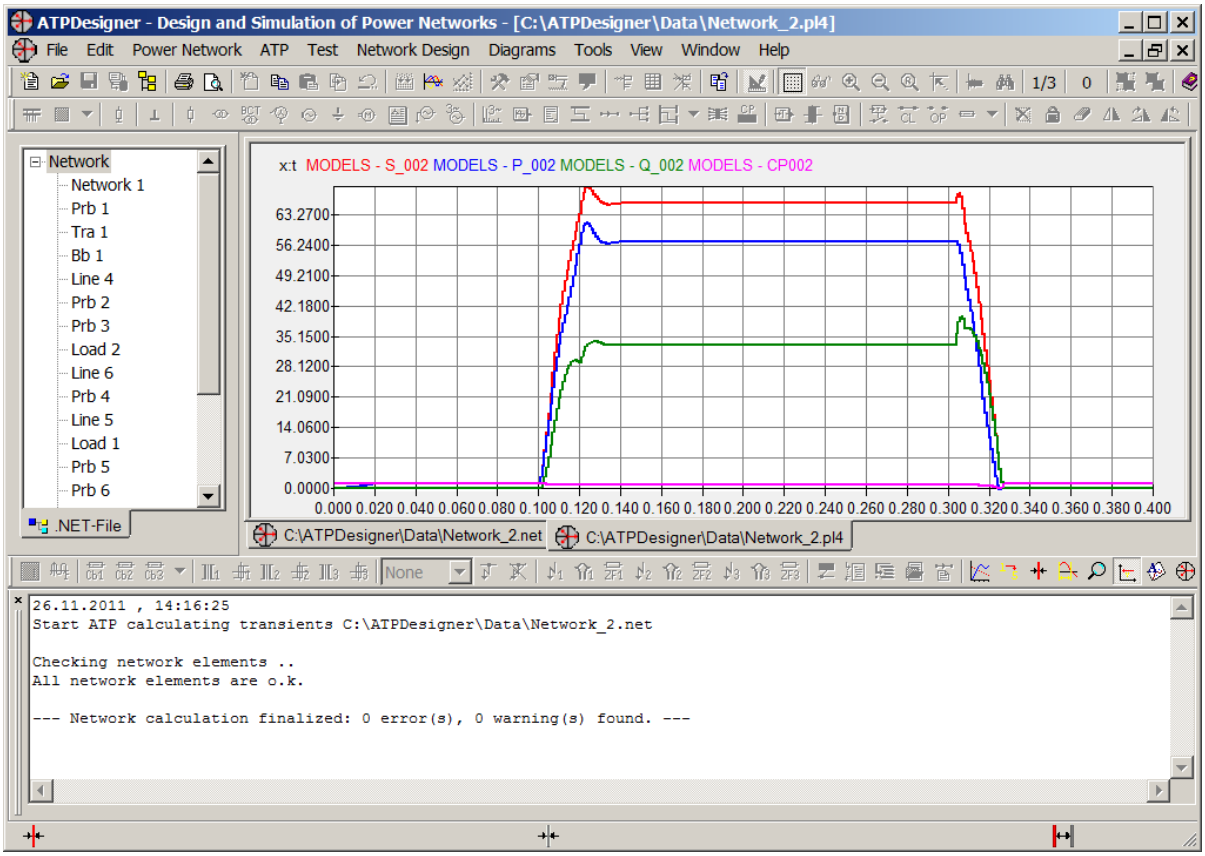


Abbildung 178: Leistungsmessung mit einer Probe

Es ist zu beachten, dass im zeitliche Verlauf der Leistungen P, Q und S in Abbildung 156 das Einschwingverhalten des Grundschwingungsfilters (hier: Diskrete-Fourier-Transformation) enthalten ist.

6.11.18 Clarke-Transformation (0αβ- oder hαβ-Transformation)

Die Spannungen und Ströme des **0αβ- oder hαβ-System** werden mit Hilfe dar **Clarke-Transformation** als Abtastwerte berechnet. Die Berechnungsvorschrift ist in Gleichung (1.52) dargestellt und gilt auch für die Transformation der Leiterströme.

$$\begin{bmatrix} u_0(t) \\ u_\alpha(t) \\ u_\beta(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_{L1}(t) \\ u_{L2}(t) \\ u_{L3}(t) \end{bmatrix} \qquad (1.52)$$

Die Spannungen und Ströme im **0αβ- oder hαβ-System** sind:

Signal	Bedeutung
MODELS - VTHxxx	Spannung $u_0(t)$ (0-System)
MODELS - VTAxxx	Spannung $u_\alpha(t)$ (α-System)
MODELS - VTBxxx	Spannung $u_\beta(t)$ (β-System)
MODELS - ITHxxx	Spannung $i_0(t)$ (0-System)
MODELS - ITAxxx	Spannung $i_\alpha(t)$ (α-System)
MODELS - ITBxxx	Spannung $i_\beta(t)$ (β-System)

6.11.19 UMZ: Überstromzeitschutz (Overcurrent Protection)

6.11.19.1 UMZ, U<>: Überstromschutz und Über-/Unterspannungsschutz

Der nachfolgende Einstelldialog Abbildung 157 zeigt die Einstellwerte für den Überstromschutz **I> - Protection** und den Über-/Unterspannungsschutz **V<> - Protection**. Primäre Nennspannung $\mathbf{V_{nom}}$ und primärer Nennstrom $\mathbf{I_{nom}}$ sowie die Eigenzeit des Schutzverfahrens T_{pr} und die Schaltereigenzeit T_{cb} werden in der ersten Registerkarte **General Data** eingestellt. Darüber hinaus können weitere **I>-Stufen** 1..N des Überstromzeitschutzes in der Liste eingestellt werden.

Die Einstellwerte sind primäre, physikalische Größen oder bezogen Größen. Es muss beachtet werden, dass die **Zeitstufen TI>, TIG> TV> und TV<** sowie die **I>-Stufen** in der Liste in Abbildung 157 bei der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** (Kapitel 7) ausgewertet werden, um das Schutzgerät zu ermitteln, das mit großer Wahrscheinlichkeit als erstes den zugeordneten Schalter öffnen wird. Das Ergebnis der Schutzanalyse wird durch die Kennungen **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) in der Netzwerkgrafik angezeigt.

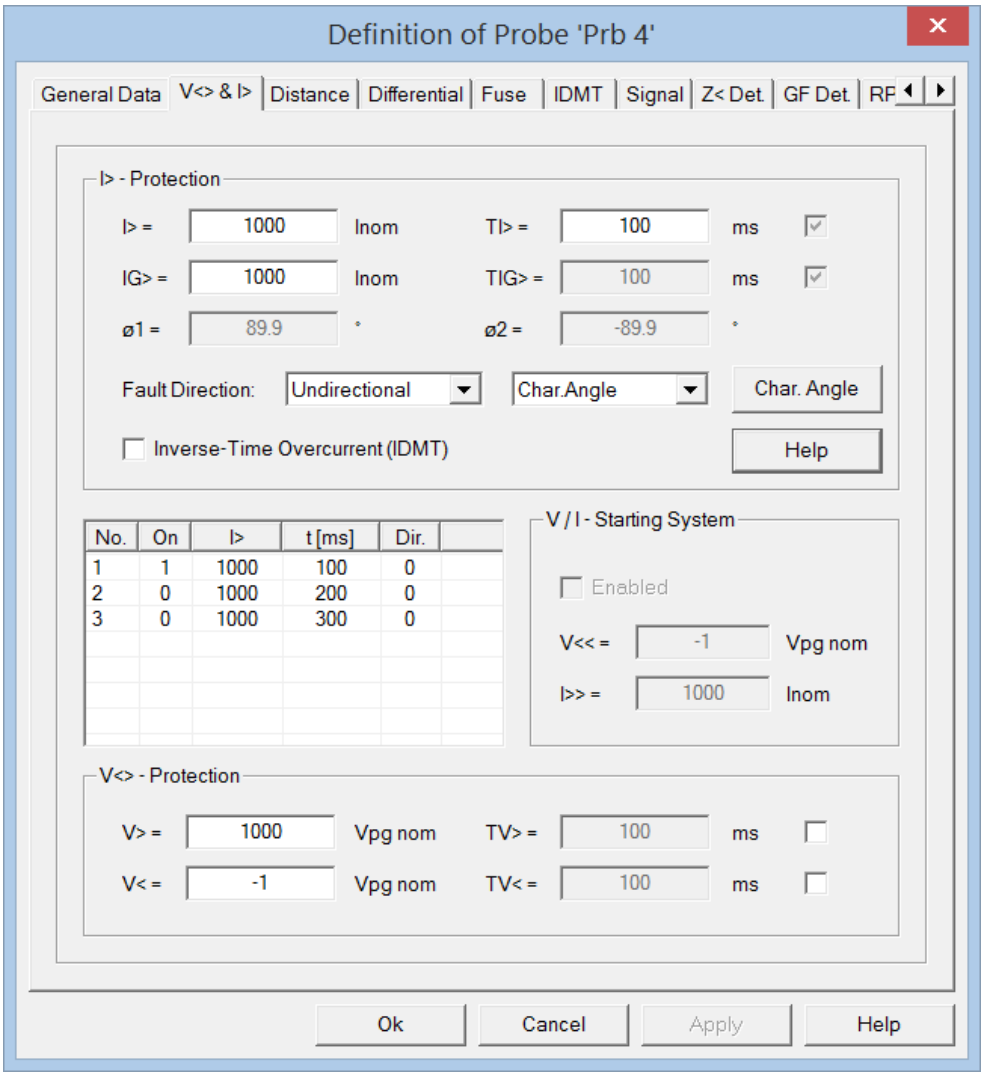


Abbildung 179: Einstelldialog I>- und V<>-Schutz

Hinweis

Die Überstromzeitschutzstufe I> entspricht den Einstellwerten der Zeile Nr. 1 in der Liste. Die Einstellwerte der Zeile Nr. 1 der Liste können nicht verändert werden. Ihr Inhalt wird mit den Einstellwerten der Gruppe **I>-Protection** automatisch gleichgesetzt.

Im Falle der **Berechnung von dynamischen Netzvorgängen** (Kapitel 9) werden die Zeitstufen im Sinne der Staffelzeiten eines Überstromzeitschutzes bzw. Unter-/Überspannungsschutzes verwendet, um ggfs. ein AUS-Kommando an einen verbundenen Leistungsschalter (Kapitel 6.11.22) zu übertragen. Die Ausgabe eines AUS-Kommandos an den Leistungsschalter erfolgt, wenn bei Ablauf der Staffelzeit noch eine Generalanregung ansteht. Das AUS-Kommando, das an den Leistungsschalter ausgegeben wird, wird mit Rückfall der Generalanregung zurückgesetzt.

Die Ansteuerung des Leistungsschalters erfolgt mit einem 3-poligen AUS-Kommando der Schutzfunktion. Die Stromunterbrechung des Leistungsschalters erfolgt polselektiv abhängig vom **Haltestrom I_{hold}** des verbundenen Leistungsschalters (Kapitel 6.11.22).

Jede Zeitstufe kann einzeln mit Hilfe des rechts neben der Staffelzeit befindlichen Controls (Checkbox) aktiviert oder deaktiviert werden. In Abbildung 157 sind alle Anregesysteme aktiviert.

- Im Falle der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** wird eine deaktivierte Zeitstufe bei der statischen Analyse der AUS-Kommandos nicht beachtet. Auch bei erfolgter Anregung wird kein AUS-Kommando generiert. So gesehen wird die Zeitstufe als unendlich lang angesehen.

- Im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** wird die Zeitstufe des deaktivierten Anregesystems intern auf **$t = 10^{15}s$** gesetzt, im Sinne einer Netzwerksimulation entspricht diese einer fast unendlich langen Staffelzeit.

I>-Protection: Einstellwerte

Die Einstellwerte werden vollständig aktiviert, wenn die Schutzfunktion **Directional Overcurrent** ausgewählt wurde. Im Falle der Schutzfunktion **Distance Protection** (Kapitel 6.11.18) werden die Einstellwerte teilweise für das Anregesystem und optionale Überstromzeitschutzfunktionen wie z.B. die gerichtete und ungerichtete Endzeit verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
I>	Überstromanregung für Leiterströme [p.u. = I_{nom}]
TI>	Zeitstufe der I> - Anregung [ms]
IG>	Überstromanregung für den Summenstrom I_G [p.u. = I_{nom}]
TIG>	Zeitstufe der IG> - Anregung [ms]
V>	Überspannungsanregung [p.u./√3 = $V_{pg\ nom} = V_{nom}/\sqrt{3}$]
TV>	Zeitstufe der V> - Anregung [ms]
V<	Unterspannungsanregung [p.u./√3 = $V_{pg\ nom} = V_{nom}/\sqrt{3}$]
TV<	Zeitstufe der V< - Anregung [ms]
ø1,2	Nur für die Bestiimung der Kurzschlussrichtung nach der **Methode $\underline{U}_{LE}$ - $\underline{I}_L$** (Kapitel (6.11.19.3)) Winkel der Richtungsgeraden der gerichteten Überstromschutzfunktion [°] gegenüber der reellen Achse (siehe Abbildung 161)

Fault Direction	Betriebsart zur Ermittlung der Kurzschlussrichtung (Kapitel (6.11.19.3)) ▪ **Char.Angle** Methode des charakteristischen Winkels ▪ **Ø(Vpg,Ip)** Methode $\underline{U}_{LE}$ - $\underline{I}_{L}$

I>-Stufen der Liste: Einstellwerte

Die Einstellwerte der **I>-Stufen** sind jeweils in einer Zeile enthalten. Die Einstellwerte von Zeile Nr. 1 sind identisch mit den Einstellwerten der Gruppe **I>-Protection**.

Einstellwert	Bedeutung
On	1/0 = aus- oder eingeschaltet
I>	Überstromanregung für Leiterströme [p.u. = I_{nom}]
t[ms]	Zeitstufe der I> - Anregung [ms]
Dir.	Kurzschlussrichtung Zur Bestimmung der tatsächlichen Kurzschlussrichtung werden die Einstellwerte **ø1,2** oder der die **Methode des charakteristischen Winkels** nach Kapitel 6.11.19.3 verwendet. ▪ 0 = ungerichtet = undirectional ▪ 1 = vorwärts = forward ▪ 2 = rückwärts = backward

Der **Nennstrom I_{nom}** wird in der Registerkarte **General Data** (Kapitel 6.11) eingestellt. Man kann davon ausgehen, dass die Spannungs- und Stromwandler der Probe als Anlagenwandler und die Spannungs- und Stromwandler der Schutzeinrichtung als Gerätewandler intern auf den gleichen sekundären Nennstrom 1A oder 5A eingestellt sind. Insofern entspricht der Nennstrom I_{nom} in der Registerkarte **General Data** dem primären Nennstrom des Anlagenstromwandlers, die Nennspannung U_{nom} der primären Nennspannung des Anlagenspannungswandlers. Die Angabe der sekundären Nennströme wird nicht benötigt. In der Schutztechnik spricht man in diesem Fall von einem **angepassten Zwischenkreis** Anlagenwandler – Schutzeinrichtung.

Die **Berechnung der Überstromanregung I>** erfolgt mit Hilfe des Nennstromes I_{nom} aus der Registerkarte Basic Data.

$$I >= \frac{I''_{kmin}}{f_A \cdot I_{nom}} \qquad (1.53)$$

mit I''_{kmin} : kleinster Anfangs-Kurzschlusswechselstrom nach VDE 0102 [2]
f_A : Anregesicherheit

Fault Direction

Mit Hilfe des Einstellwertes kann die Kurzschlussrichtung des gerichteten Überstromzeitschutzes eingestellt werden. Es ist hier zu beachten, dass ATPDesigner die netzphysikalische Kurzschlussrichtung bezogen auf die Messrichtung der **Probe** berechnet und mit

der eingestellten Kurzschlussrichtung vergleicht. Bei der Berechnung der stationären Netzzustände haben die Staffelzeiten keine Bedeutung.

- **Undirectional (= 0)**
  Das AUS-Kommando wird ohne Kurzschlussrichtungsüberprüfung mit Kommen der Generalanregung nach Ablauf der Staffelzeit an den Leistungsschalter ausgegeben.

- **Forward (= 1)**
  Das AUS-Kommando wird mit Kurzschlussrichtungsüberprüfung mit Kommen der Generalanregung nach Ablauf der Staffelzeit an den Leistungsschalter ausgegeben (für die Berechnung des stationären Netzzustandes: in Messrichtung ein **roter Pfeil**), wenn die Kurzschlussrichtung **vorwärts** bezogen auf die Messrichtung der Probe erkannt wurde.

- **Backward (= 2)**
  Das AUS-Kommando wird mit Kurzschlussrichtungsüberprüfung mit Kommen der Generalanregung nach Ablauf der Staffelzeit an den Leistungsschalter ausgegeben (für die Berechnung des stationären Netzzustandes: in Messrichtung ein **roter Pfeil**), wenn die Kurzschlussrichtung **rückwärts** bezogen auf die Messrichtung der Probe erkannt wurde.

Hinweis für Kurzschlussrichtung *Forward* und *Backward*
Stimmt die berechnete Kurzschlussrichtung nicht mit der eingestellten Kurzschlussrichtung überein, wird bei der Berechnung der stationären Netzzustände ein **grüner Pfeil** gezeichnet. Bei der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge wird wegen der nicht ablaufenden Staffelzeit kein AUS-Kommando ausgegeben.

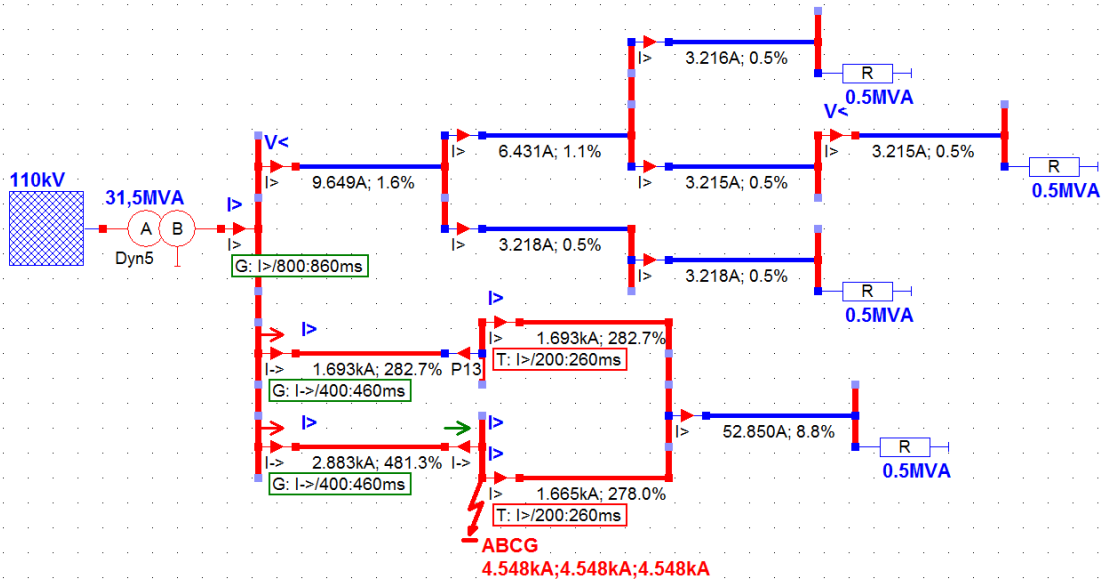


Abbildung 180: Schutzfunktionen mit Kurzschlussrichtung im stationären Netzzustand

In Abbildung 158 sind beispielhaft die Ergebnisse der Schutzfunktion **Directional Overcurrent** nach Ausführung einer stationären Netzberechnung dargestellt. Der **rote Pfeil** zeigt die von ATPDesigner ermittelte Kurzschlussrichtung an, der Bezeichner **I>** das Anregesignal. Der **grüne Pfeil** zeigt an, dass die netzphysikalische Kurzschlussrichtung nicht mit der eingestellten Kurzschlussrichtung übereinstimmt.

Die Kurzschlussrichtung kann mit zwei alternativen Verfahren (Kapitel 6.11.19.3) ermittelt werden.

- **Methode des charakteristischen Winkels**
- **Methode $\underline{U}_{LE}$ - $\underline{I}_{L}$**

Die leiterseelktiven vordefinierten Winkel für die Methode des charakteristischen Winkels können durch Betätigen des Buttons **Char. Angle** in einem Einstelldialog verändert werden.

Invers-Time Overcurrent (IDMT)
Parallel zum Überstromzeitschutz kann ein AMZ-Schutz aktiviert werden (Kapitel 6.11.27).

6.11.19.2 UMZ: Überstromzeitschutz

Die in ATPDesigner implementierte Überstromschutzanregung arbeitet leiterselektiv. Die Beträge der Grundschwingung der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$ werden mit der Überstromanregeschwelle I> verglichen. Die Generalanregung **IIGxxx** bzw. **I>** ergibt sich als ODER-Verknüpfung der leiterselektiven Überstromanregungen, der **Unterspannungsanregung U<** und der **Überspannungsanregung U>**. Die **Erdstromanregung IG>** wird bei der Bildung der Generalanregung nicht berücksichtigt. Das Signal **IIGxxx** wird nur bei der Berechnung dynamischer Netzvorgänge erzeugt, das Signal **I>** in der Netzgrafik nach der Berechnung eines stationären Netzzustandes in der Netzgrafik angezeigt.

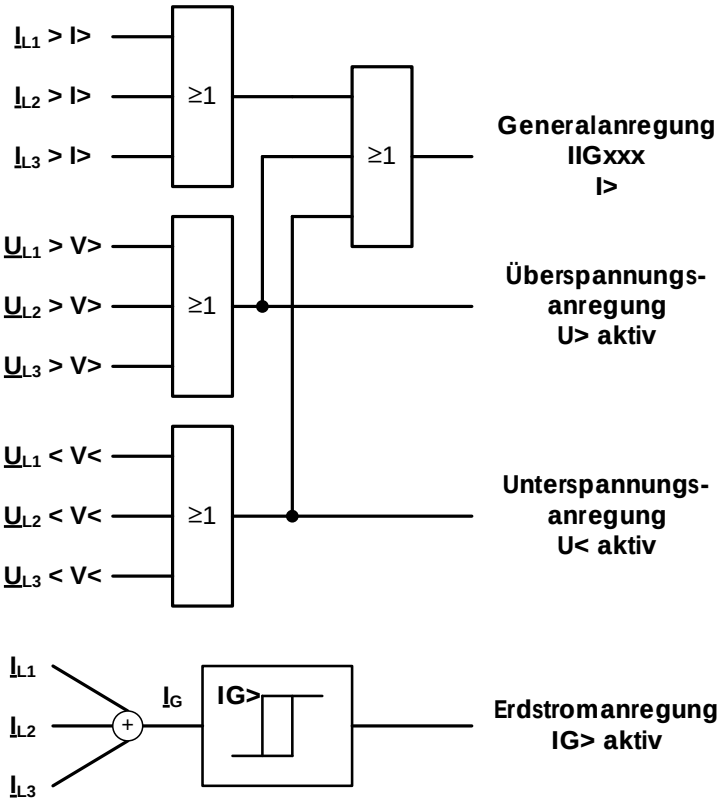


Abbildung 181: Generalanregung Überstromzeitschutz

Berechnung des stationären Netzzustandes (Kapitel 7)
Bei aktiver Generalanregung wird das grafische Symbol der berechneten Kurzschlussrichtung **rot** an der Probe und der Text **I>** angezeigt (siehe Abbildung 158). Im Falle einer Unterspannungs- oder Überspannungsanregung erscheint zusätzlich der Text **V>** bzw. **V<**. Die berechnete Kurzschlussrichtung wird unabhängig von dem Einstellwert **Fault Direction** angezeigt. Aktive Zeitstufen (d.h. auch aktive Zeitstufen der Über- oder Unterspannungsanregung) werden statisch zur Ermittlung des Schutzgerätes ausgewertet, das als erstes ein AUS-Kommando ausgibt.

Berechnung der dynamischen Netzvorgänge (Kapitel 9)
Während der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge werden die Zeitstufen berücksichtigt und ggfs. ein AUS-Kommando an den mit der Probe verbundenen Schalter (Circuit-Breaker) bei Ablauf der Zeitstufe und anstehender Generalanregung ausgegeben. Abbildung 160 zeigt beispielhaft das zeitliche Verhalten des Überstromzeitschutzes mit AUS-Kommando und Wiedereinschaltung. Das Verhalten kann auf alle anderen Zeitstaffelschutzfunktionen übertragen werden.

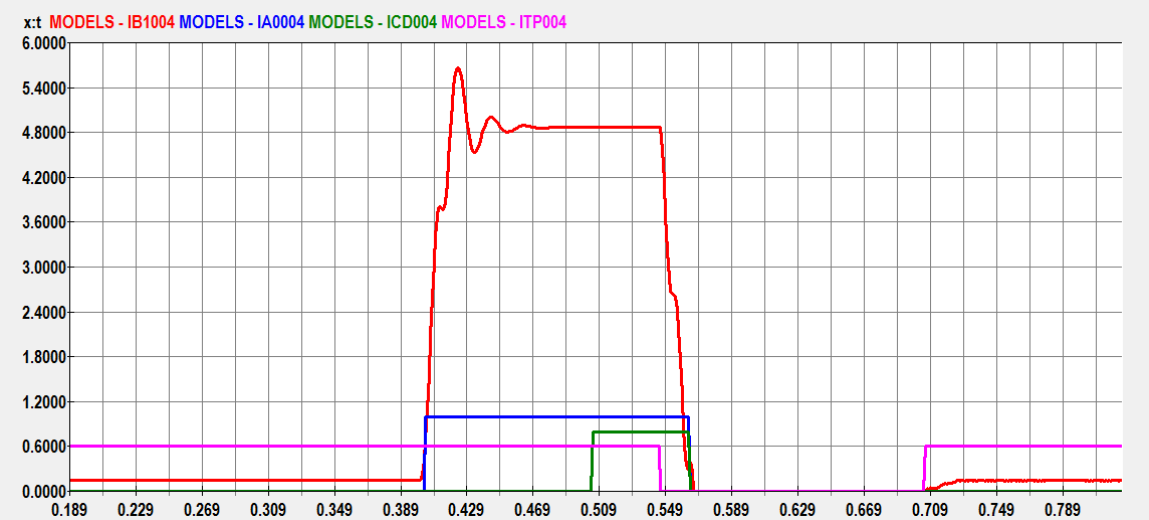


Abbildung 182: Verhalten des Überstromzeitschutzes

1. Kurzschlussdauer (Short-Circuit Kapitel 7.14.1): 400..600ms

2. Fehlereintritt bei t = 400ms: Start der Generalanregung **IA0004**

3. AUS-Kommando bei t = 500ms
   - Einstellwert Staffelzeit TI> = 100ms
   - Ausgabe des AUS-Kommandos **ICD004** des Überstromschutzes an den Leistungsschalter
   - **Start der Zeitstufe Tcb = 40ms UND Start der Zeitstufe Trc = 200ms**

4. Öffnen des Leistungsschalters **ITP004** bei t = 550ms, Unterbrechung des Kurzschlussstromes nach Ablauf der Eigenzeit des Leistungsschalters Trc

5. Rückfall der Generalanregung **IA0004** bei t = 570ms, Rücksetzen des AUS-Kommandos der Schutzfunktion **ICD004**

6. Erfolgreiche Wiederzuschaltung bei t = 700ms nach Ablauf der Zeitstufe Trc

6.11.19.3 UMZ: Kurzschlussrichtungserkennung

Die Kurzschlussrichtunsgerkennung für den Überstromzeitschutz kann alternativ durch zwei Methoden erfolgen.

- **Methode des charakteristischen Winkels → Einstellwert „Char.Angle“**
- **Methode $\underline{U}_{LE}$ - $\underline{I}_{L}$ → Einstellwert „Ø(Vpg,Ip)“**

Methode Methode $\underline{U}_{LE}$ – $\underline{I}_{L}$ → Einstellwert „Ø(Vpg,Ip)“
Die Ermittlung der Kurzschlussrichtung für den gerichteten Überstromschutz **Directional Overcurrent** erfolgt unter Verwendung der anwenderspezifisch einstellbaren Richtungskennlinie nach Abbildung 183. Das Verfahren wird sowohl für die Berechnung des stationären Netzzustandes als auch für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge verwendet.

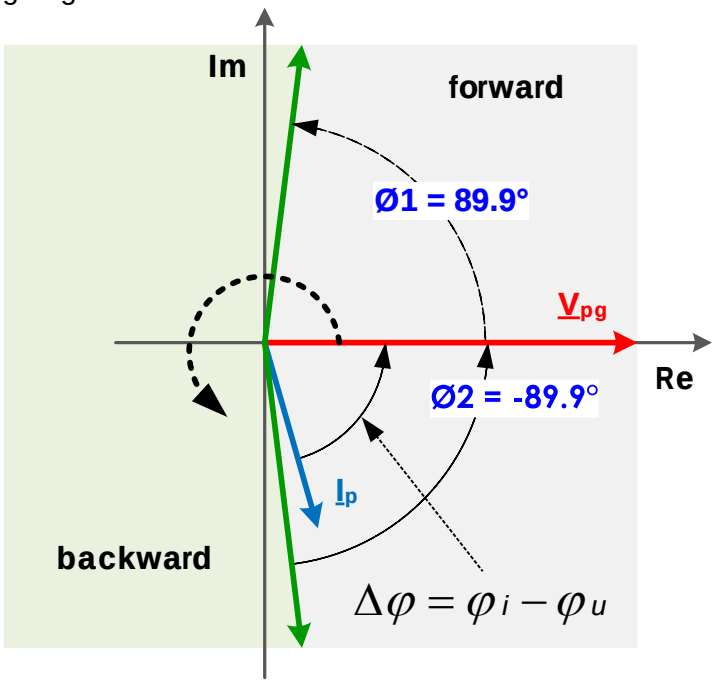


Abbildung 183: Richtungsgerade *Directional Overcurrent* – Methode $\underline{U}_{LE}$ - $\underline{I}_{L}$

Das Verfahren zur Kurzschlussrichtungserkennung wird durch den Vergleich der Phasenlagen von Leiter-Erd-Spannung und Leiterstrom basierend auf dem in Abbildung 162 dargestellten Modell 1. Ordnung d.h. basierend auf dem ohmsch-induktiven Verhalten der Netzbetriebsmittel ermittelt. Daher kann die Kurzschlussrichtungserkennung für zu schützende Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren verwendet werden.

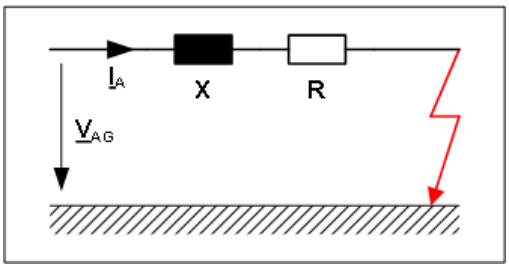


Abbildung 184: Modell 1. Ordnung des Schutzobjektes

Die **Kurzschlussrichtung vorwärts** wird nach dem Modell in Abbildung 171 dann erkannt, wenn die Phasenverschiebung zwischen dem Leiterstrom $\underline{I}_A$ und der Leiter-Erd-Spannung $\underline{V}_{AG}$ **im Intervall]ϕ_2, ϕ_1[** (ausschließlich der eingestellten Grenzwerte) liegt. Sonst wird auf **Kurzschlussrichtung rückwärts** erkannt.

Methode des charakteristischen Winkels → Einstellwert „Char.Angle“
Eine weitere in der Praxis häufig vorkommende Methode basiert auf der in Abbildung 185 dargestellten Richtungskennlinie unter Verwendung eines charakteristischen Winkels. In diesem Verfahren wird abhängig von der leiterselektiven Anregung als Referenzspannung eine Leiter-leiter-Spannung gewählt, die senkrecht auf einer der vom Kurzschluss betroffenen Leiter-Erd-Spannungen steht. Diese Methode hat den Vorteil, dass auch bei im Kurzschlussfall sehr geringen Leiter-Erd-Spannungen immer eine ausreichend große und gut messbare Leiter-Leiter-Spannung zur Kurzschlussrichtungserkennung vorhanden ist.

Beispiel:
Im Falle eines 1-poligen Erdkurzschluss L1 gegen Erde ist die Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ kurzschlussbetroffen. Als Referenzspannung wird die Leiter-Leiter-Spannung $\underline{U}_{L23}$ verwendet, die senkrecht auf der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ steht. Geht man davon aus, dass das zu schützende Netzbetriebsmittel wie z.B. eine Leitung ein ohmsch-induktives Verhalten besitzt, so wird der Leiterstrom im kurzschlussbetroffenen Leiter $\underline{I}_{L1}$ der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ nacheilen.

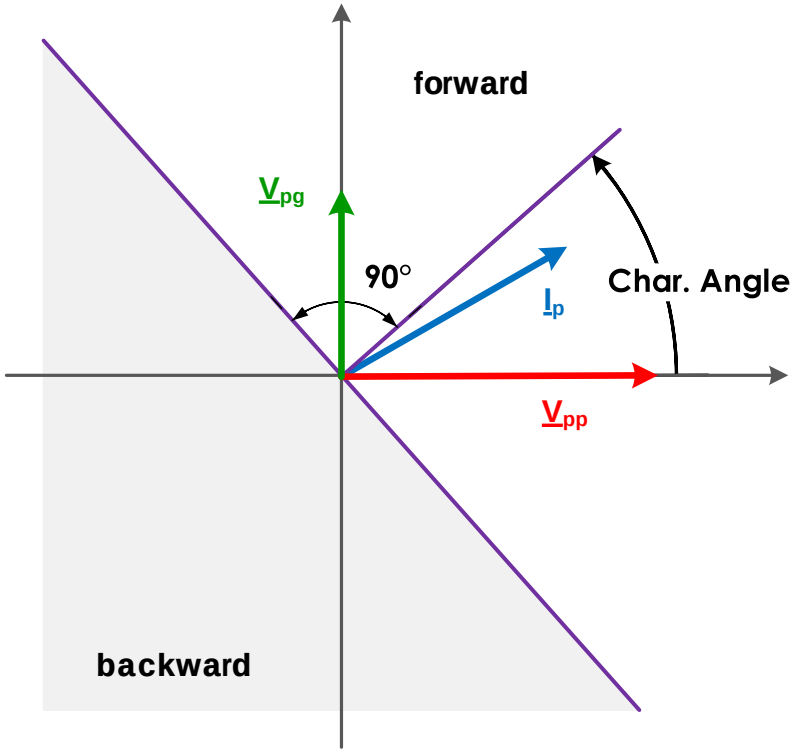


Abbildung 185: Richtungsgerade *Directional Overcurrent* – Charakteristischer Winkel

Der charakteristische Winkel wird abhängig von der leiterselektiven Anregung ausgewählt. In Tabelle 5 ist die Grundeinstellung des charakteristischen Winkels für ein rechtsdrehendes Drehspannungssystem angegeben. Die einzelnen charakteristischen Winkel können in einem Einstelldialog verändert werden.

Anregung	Imess	Umess	Charakteristischer Winkel
L1	$\underline{I}_{L1}$	$\underline{U}_{L23}$	**+45°**
L2	$\underline{I}_{L2}$	$\underline{U}_{L31}$	**+45°**
L3	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L12}$	**+45°**
L1-L2	$\underline{I}_{L1}$	$\underline{U}_{L23}$	**+60°**
L2-L3	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L12}$	**+30°**
L1-L3	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L12}$	**+60°**
L1-L2-L3	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L12}$	**+45°**

Tabelle 5: Charakteristischer Winkel in Abhängigkeit der leiterselektiven Anregung

Der zugehörige Einstelldialog kann durch Drücken des Buttons **Char. Angle** (Abbildung 179) geöffnet werden.

6.11.19.4 UMZ: Resultierende Kurzschlussrichtung für die Methode $\underline{U}_{LE} - \underline{I}_{L}$

Abhängig von der Fehlerart 1pE, 2p, 2pE, 3p und 3pE können u.U. für mehrere Impedanzmessschleifen eine Kurzschlussrichtung ermittelt werden. Die **resultierende Kurzschlussrichtung** wird wie nachfolgend erläutert ermittelt.

Fehlerart	Ermittlung der resultierenden Kurzschlussrichtung
1pE	Im Falle einer 1-poligen Anregung mit Erde werden der angeregte Leiterstrom und die zugehörige Leiter-Erd-Spannung ausgewertet. ▪ **Messsystem AG = L1E** : $\underline{I}_A$ und $\underline{V}_{AG}$ d.h. $\underline{I}_{L1}$ und $\underline{U}_{L1}$ ▪ **Messsystem BG = L2E** : $\underline{I}_B$ und $\underline{V}_{BG}$ d.h. $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{U}_{L2}$ ▪ **Messsystem CG = L3E** : $\underline{I}_C$ und $\underline{V}_{CG}$ d.h. $\underline{I}_{L3}$ und $\underline{U}_{L3}$ **Ergebnis: 1x** Richtung vorwärts oder rückwärts $\underline{I}_L$ - $\underline{U}_{LE}$
2p	Im Falle einer 2-poligen Anregung ohne Erde wird aus den beiden angeregten Leiterströmen der verkettete Leiter-Leiter-Strom berechnet. Der verkettete Leiter-Leiter-Strom wird zusammen mit der zugehörigen Leiter-Leiter-Spannung ausgewertet. ▪ **Messsystem AB = L12** ▪ **Messsystem BC = L23** ▪ **Messsystem CA = L31** **Ergebnis: 1x** Richtung vorwärts oder rückwärts $\underline{I}_{LL}$ - $\underline{U}_{LL}$
2pE	Im Falle einer 2-poligen Anregung mit Erde werden der beiden angeregten Leiterströme und die beiden zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen ausgewertet. ▪ **Messsysteme AG = L1E und BG = L2E** ▪ **Messsysteme BG = L2E und CG = L3E** ▪ **Messsysteme CG = L3E und AG = L1E** **Ergebnis: 2x** Richtung vorwärts oder rückwärts $\underline{I}_L$ - $\underline{U}_{LE}$
3p	Im Falle einer 3-poligen Anregung ohne Erde werden aus den drei angeregten Leiterströmen die drei verketteten Leiter-Leiter-Ströme berechnet. Die drei verketteten Leiter-Leiter-Ströme werden zusammen mit den drei zugehörigen Leiter-Leiter-Spannungen ausgewertet.

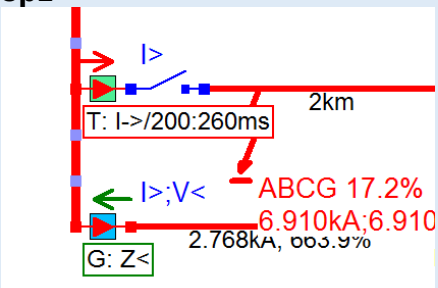
	▪ **Messsysteme AB = L12 und BC = L23 und CA = L31** **Ergebnis: 3x** Richtung vorwärts oder rückwärts I_{LL} - U_{LL}
3pE	Im Falle einer 3-poligen Anregung mit Erde werden der drei angeregten Leiterströme und die drei zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen ausgewertet. ▪ **Messsysteme AG = L1E und BG = L2E und CG = L3E** **Ergebnis: 3x** Richtung vorwärts oder rückwärts I_L - U_{LE}

Mit Hilfe der nun vorliegenden spezifischen Kurzschlussrichtung(en) für das(die) Messsystem(e) wird die **resultierende Kurzschlussrichtung** ermittelt.

- **Resultierende Kurzschlussrichtung *vorwärts***
  Die resultierende Kurzschlussrichtung **vorwärts** wird dann erkannt, wenn alle spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme gleichzeitig als vorwärts erkannt wurden. Die resultierende Kurzschlussrichtung ergibt sich als UND-Verknüpfung der spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme.

- **Resultierende Kurzschlussrichtung *rückwärts***
  Die resultierende Kurzschlussrichtung **rückwärts** wird dann erkannt, wenn alle spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme gleichzeitig als rückwärts erkannt wurden. Die resultierende Kurzschlussrichtung ergibt sich als UND-Verknüpfung der spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme.

- In allen anderen **Mischfällen** spezifischer Kurzschlussrichtungen, wird **keine resultierende Kurzschlussrichtung** erkannt.

Fehlerart	Resultierende Kurzschlussrichtung
3pE 	**vorwärts** Der **rote Pfeil** über dem **gerichteten UMZ-Schutzgerät oben** zeigt an, dass die resultierende Kurzschlussrichtung mit der Messrichtung der **Probe** übereinstimmt. **rückwärts** Der **grüne Pfeil** über dem **Distanzschutz Z<** unten zeigt an, dass die resultierende Kurzschlussrichtung bezogen auf die Messrichtung der **Probe** invers ist.

6.11.19.5 UMZ: Kurzschlussrichtung - Einstellung der charakteristischen Winkel

Die Einstellung der fehlerartselektiven charakteristischen Winkel erfolgt in dem Einstelldialog nach Abbildung 186. Der Einstelldialog kann durch Drücken des Buttons **Char. Angle** (Abbildung 179) geöffnet werden.

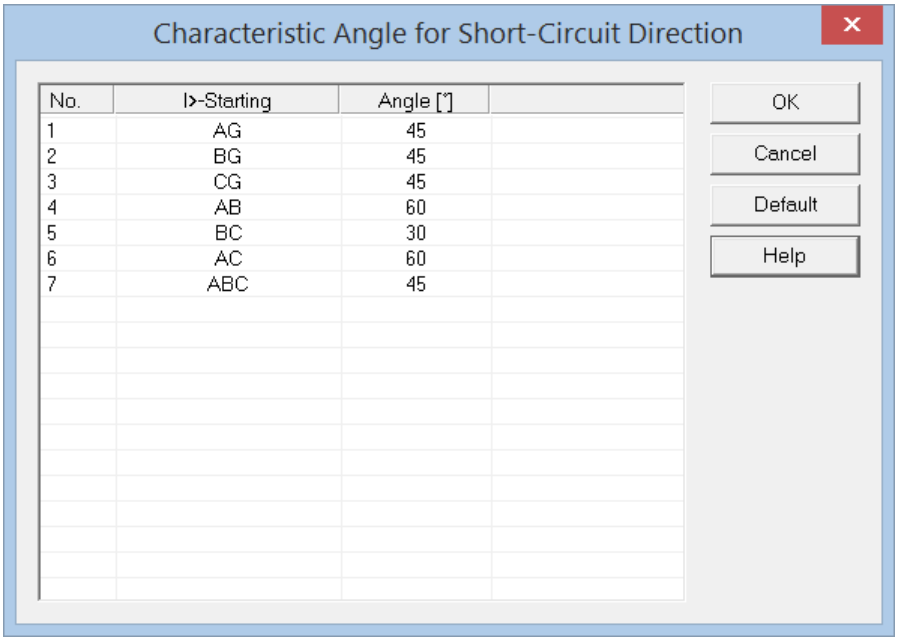


Abbildung 186: UMZ mit Kurzschlussrichtung – Einstellung der charakteristischen Winkel

6.11.19.6 UMZ: Berechnung des stationären Netzzustandes

Vor der Bestimmung der Kurzschlussrichtung wird der Summenstrom $\underline{I}_G$

$$\underline{I}_G = \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3} \qquad (1.54)$$

berechnet und mit der Überstromanregung IG> verglichen. Wird die **Überstromanregung IG> AKTIV** erkannt (d.h. $|\underline{I}_G| > IG>$), so wird ein Kurzschluss mit Erdberührung und relevantem Strom über Erde (G = Ground) angenommen. Um die Kurzschlussrichtung zu ermitteln, werden zuerst die Phasenverschiebungen von Leiterströmen und Leiter-Erd-Spannungen bzw. verketteten Strömen und Leiter-Leiter-Spannungen berechnet.

- Berechnung der Phasenverschiebungen zwischen den Leiterströmen $\underline{I}_A$, $\underline{I}_B$ und $\underline{I}_C$ und den zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen $\underline{V}_{AG}$, $\underline{V}_{BG}$ und $\underline{V}_{CG}$
- Berechnung der Phasenverschiebungen zwischen den verketteten Strömen $\underline{I}_{AB}$, $\underline{I}_{BC}$ und $\underline{I}_{CA}$ und den zugehörigen Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{V}_{AB}$, $\underline{V}_{BC}$ und $\underline{V}_{CA}$

Die Kurzschlussrichtungserfassung erfolgt nur bei aktiver Generalanregung unter Berücksichtigung der Erdstromanregung IG> und der eingestellten Richtung des Überstromzeitschutzes **Fault Direction**, wenn als Schutzfunktion **Directional Overcurrent** eingestellt ist. Da in der Betriebsart **Undirectional Overcurrent** die Kurzschlussrichtung nicht ausgewertet wird, wird auch kein Richtungspfeil angezeigt. Ist die Erdstromanregung

IG> aktiv, so werden die Leiterströme und die zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen ausgewertet, sonst die Leiter-Leiter-Ströme und die zugehörigen Leiter-Leiter-Spannungen.

Hinweis
Die Kurzschlussrichtungserkennung wird durchgeführt, wenn mindestens eine der Überstromanregestufen I> angeregt hat. Eine U<>-Anregung führt nicht zur Ermittlung der Kurzschlussrichtung.

- Generalanregung aktiv UND

  a. **[L1-E] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} inaktiv UND Anregung I_{L3} inaktiv**
  Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die mit $\underline{I}_A$ und $\underline{V}_{AG}$ berechnete Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Richtung **Fault Direction** übereinstimmt (für [L2-E] und [L3-E] entsprechend).

  Hinweis
  Die Erdstromanregung IG> wird bei Kurzschlussrichtungserkennung im Falle einer 1-poligen Anregung nicht weiter beachtet.

- Generalanregung aktiv UND Erdstromanregung **IG> aktiv** UND

  a. **[L12-E] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} inaktiv**
  Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die berechneten Kurzschlussrichtungen beider Leiter-Erd-Schleifen L1-E und L2-E mit der eingestellten Richtung **Fault Direction** übereinstimmen (für [L23-E] und [L31-E] entsprechend).

  b. **[L123-E] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} aktiv**
  Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn alle drei berechnete Kurzschlussrichtungen der Leiter-Erd-Schleifen L1-E, L2-E und L3-E mit der eingestellten Richtung **Fault Direction** übereinstimmen.

- Generalanregung aktiv UND Erdstromanregung IG> inaktiv UND

  a. **[L12] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} inaktiv**
  Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die mit $\underline{I}_{AB}$ und $\underline{V}_{AB}$ berechnete Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Richtung **Fault Direction** übereinstimmt (für [L23] und [L31] entsprechend).

  b. **[L123] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} aktiv**
  Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn alle drei berechneten Kurzschlussrichtungen der Leiter-Leiter-Schleifen L12, L23 und L31 mit der eingestellten Richtung **Fault Direction** übereinstimmen.

Im Falle der **Berechnung des stationären Netzzustandes** wird die Kurzschlussrichtung direkt in der Netzwerkgrafik durch einen **roten Pfeil** direkt an der Probe und in dem zugehörigen Tooltip durch **IABCG>** angezeigt (siehe Abbildung 163). Im **Messages Window** werden die Meldungen der Schutzfunktionen sowie ausgewählte Einstellwerte angezeigt, um die Analyse der Schutzreaktionen zu ermöglichen. In Abbildung 163 ist zu erkennen, dass der **gerichtete Überstromzeitschutz I->** in der Staffelzeit von 200ms ein AUS-Kommando erteilt.

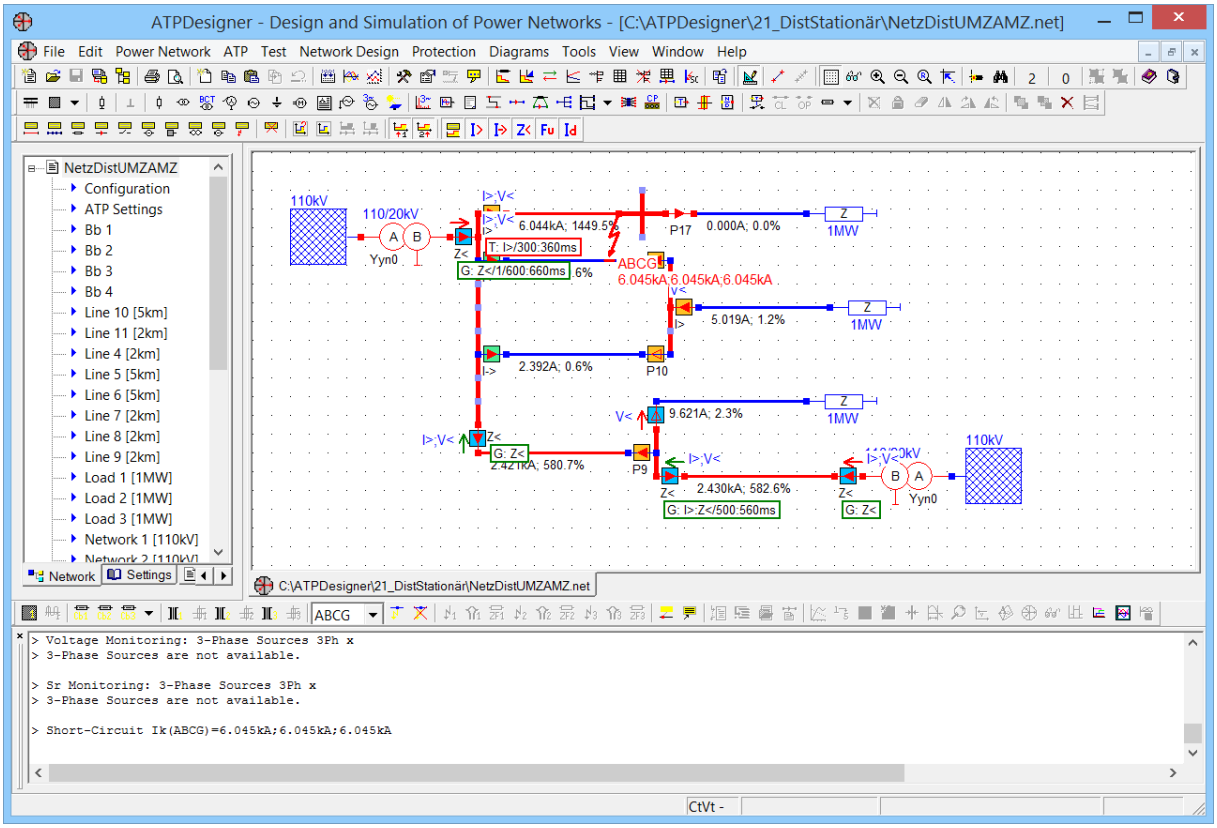


Abbildung 187: Directional Overcurrent - Anzeige der Kurzschlussrichtung

6.11.19.7 UMZ: Berechnung der dynamischen Netzvorgänge

ATPDesigner berechnet aus den zeitlich veränderlichen Spannungen und Strömen mit Hilfe einer Diskreten Fourier Transformation (DFT) die komplexen Zeiger der netzfrequenten Grundschwingung für die Leiter-Erd-Spannungen, die Leiterströme, die Leiter-Leiter-Spannungen und die Leiter-Leiter-Ströme. Mit Hilfe der kontinuierlich berechneten komplexen Zeiger wird wie auch bei der Berechnung des stationären Netzzustandes die Fehlerrichtung ermittelt.

Rückfall der Anregung
Bei einem Rückfall einer Anregung wird die zugehörige Zeitstufe zurückgesetzt.

Die nachfolgenden Signale werden in der .PL4-Datei (Grafikdatei) ausgegeben. Die Ausgabe in die .PL4-Datei (Grafikdatei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Output Signals** auf den Wert **Output List 4** eingestellt ist (siehe Kapitel 6.4.1). Die Kennung **xxx** entspricht der Nummer der Probe.

Signal	Bedeutung
IA1xxx **IA2xxx** **IA3xxx** **IA4xxx**	Anregung Leiterstrom A=L1: 0=keine Anregung, 1=Anregung Anregung Leiterstrom B=L2: 0=keine Anregung, 1=Anregung Anregung Leiterstrom C=L3: 0=keine Anregung, 1=Anregung Anregung Erdstrom G: 0=keine Anregung, 1=Anregung
ID1xxx **ID2xxx** **ID3xxx** **ID4xxx** **ID5xxx** **ID6xxx**	Fehlerrichtung Leiterschleife AG=L1-E: -1=rückwärts, 1=vorwärts Fehlerrichtung Leiterschleife BG=L2-E: -1=rückwärts, 1=vorwärts Fehlerrichtung Leiterschleife CG=L3-E: -1=rückwärts, 1=vorwärts Fehlerrichtung Leiterschleife AB=L1-L2: -1=rückwärts, 1=vorwärts Fehlerrichtung Leiterschleife BC=L2-L3: -1=rückwärts, 1=vorwärts Fehlerrichtung Leiterschleife CA=L3-L1: -1=rückwärts, 1=vorwärts
ICDxxx	Internes AUS-Kommando der Schutzfunktionen am Hilfskontakt erteilt, Start der **Zeitstufe Tcb** 1=AUS-Kommando erteilt, 0=AUS-Kommando nicht erteilt

Die nachfolgenden Signale werden immer in der .PL4-Datei (Grafikdatei) ausgegeben.

Signal	Bedeutung
IA0xxx	Generalanregung: 0=keine Anregung, 1=Anregung IA0xxx = IA1xxx ODER IA2xxx ODER IA3xxx
ITPxxx	Zustand des Leistungsschalters zur Unterbrechung des Kurzschlussstromes 0=Schalter geschlossen 1=Schalter geöffnet, Kurzschlussstrom unterbrochen
IVGxxx	Anregung des V> - Schutzes 0=keine Anregung, 1=Anregung AKTIV
IVKxxx	Anregung des V< - Schutzes 0=keine Anregung, 1=Anregung AKTIV

6.11.20 U<>: Überspannungsschutz V>, Unterspannungsschutz V<

Der Überspannungsschutz V> und Unterspannungsschutz V< wird in der Registerkarte **V<> & I>** eingestellt. Der Über-/Unterspannungsschutz kann sowohl als Teil des Anregesystems von UMZ- und Distanzschutz verwendet werden, kann aber auch mit einer eigenen Staffelzeit versehen werden und ggfs. zu einem eigenen AUS-Kommando führen. Die Schutzfunktion vergleicht bei der Berechnung des stationären Netzzustandes leiterselektiv die Beträge der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannung $\underline{V}_{AG}$, $\underline{V}_{BG}$ und $\underline{V}_{CG}$ mit den beiden Anregeschwellen V> und V<. Soll der Über-/Unterspannungsschutz kein eigenes AUS-Kommando erteilen, so müssen die Zeitstufen deaktiviert werden. Die Einstellwerte des Über-/Unterspannungsschutzes sind in Abbildung 157 dargestellt.

Berechnung des stationären Netzzustandes (Kapitel 7)
Ist der Über-/Unterspannungsschutz aktiviert und hat angeregt, so wird der Text **V>** und/oder **V<** an der **Probe** angezeigt. Der Über-/Unterspannungsschutz wird mit den Zeitstufen TV> und TV< im Sinne von Staffelzeiten statisch ausgewertet. Sind die Zeitstufen deaktiviert, so kann der Über-/Unterspannungsschutz kein eigenes AUS-Kommando erteilen.

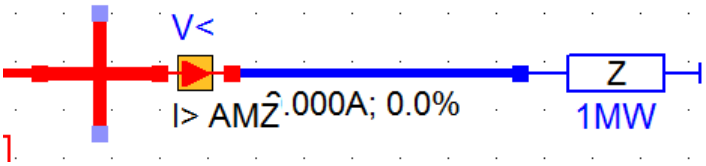


Abbildung 188: Anzeige der Unterspannungsschutzfunktion mit V< - Anregung

Berechnung der dynamischen Netzvorgänge (Kapitel 9)
Während der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge werden die Beträge der Leiter-Erd-Spannungen mit Hilfe einer Diskreten-Fourier-Transformation kontinuierlich berechnet. Mit kommender V< - bzw. V> - Anregung wird die zugehörige Zeitstufe gestartet. Das AUS-Kommando wird mit Ablauf der Zeitstufe bei anstehender V< - bzw. V> - Anregung an den verbundenen Schalter ausgegeben. Bei einem Rückfall der Anregung werden falls aktiv die zugehörigen Zeitstufen zurückgesetzt.

Hinweis
Der Über-/Unterspannungsschutz ist sowohl für den Überstromzeitschutz als auch für den Distanzschutz einsetzbar. Soll der Über-/Unterspannungsschutz nur als Anregung für den UMZ- oder Distanzschutz eingesetzt werden, müssen die Zeitstufen durch die zugeordneten Checkboxen deaktiviert werden.

6.11.21 DIST: Distanzschutz (Distance Protection)

In der nachfolgend dargestellten Registerkarte können Einstellwerte der Schutzfunktion Distanzschutz ***Distance Protection*** mit mehreren Distanzzonen definiert werden. Wie bei Distanzschutzgeräten üblich sind die Einstellwerte der Auslösepolygone Sekundärimpedanzen d.h. d.h. auf die sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler bezogen. Alternativ ist die Einstellung einer Kreiskennlinie möglich.

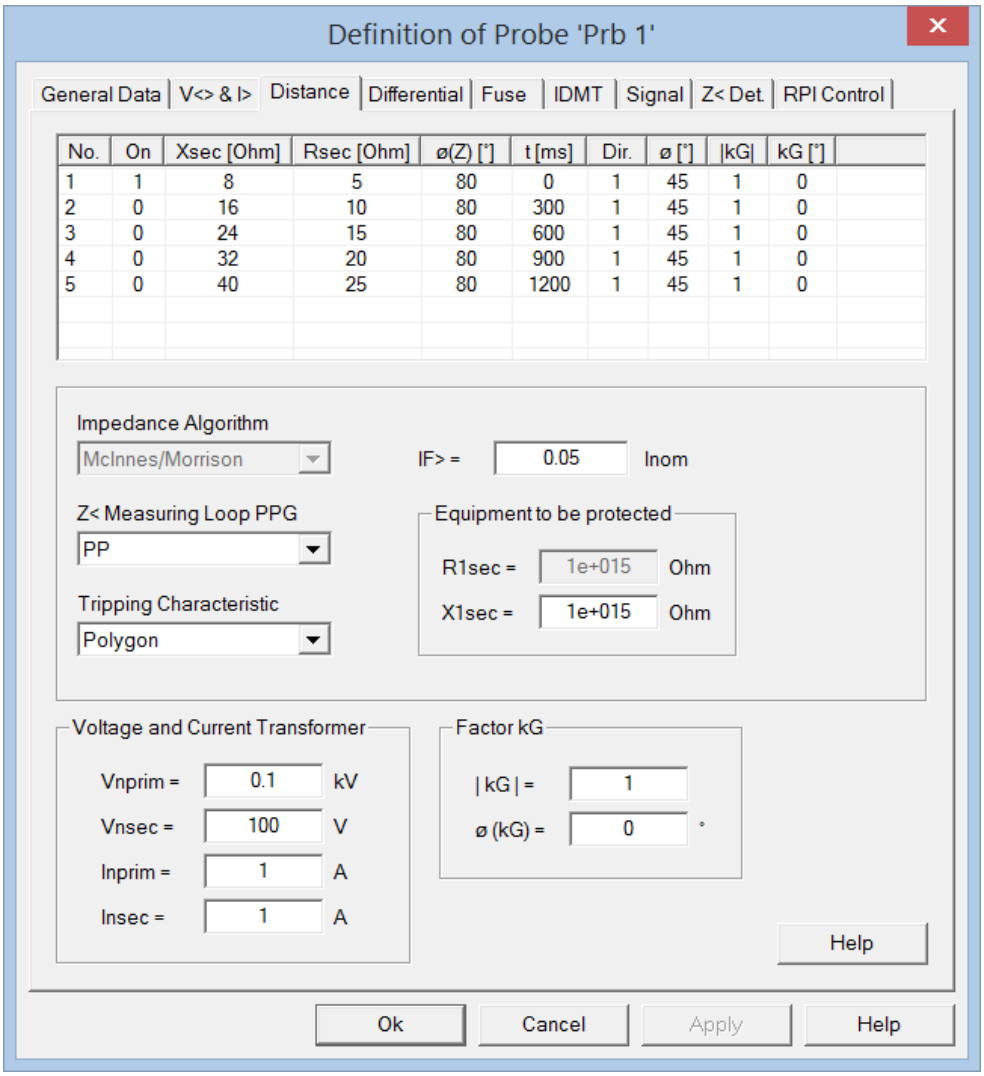


Abbildung 189: Einstelldialog Probe, Registerkarte *Distance Protection*, Auslösefläche *Polygon*

Zusätzlich zum Distanzschutz als Hauptschutzfunktion mit der Einstellung ***Distance Protection*** können folgende parallel ablaufende Schutzfunktionen mit eigenen Staffelzeiten aktiviert und mit einer eigenen Staffelzeit parametriert werden.

- **Anregesystem** in der Registerkarte **V<> & I>**
- **Über- und Unterspannungsschutz** in der Registerkarte **V<> & I>**
- **AMZ-Schutz**
  a. Aktivierung in der Registerkarte **V<> & I>**
  b. Einstellung in der Registerkarte **IDMT**
- **Ungerichtete und gerichtete Endzeit** in der Registerkarte **V<> & I>**

Siehe Kapitel 6.11.18.2

- **Signalvergleichsschutz** in der Registerkarte **Signal**
  Siehe Kapitel 6.11.24

- **Unterimpedanzanregung** mit AUS-Kommando in Endzeit in der Registerkarte **Z< Det.**
  Siehe Kapitel 6.11.18.3

Tripping Characteristic

Einstellwert	Bedeutung
Polygon	Polygonale Auslösekennlinie (Kapitel 6.11.18.5)
Circle	Kreiskennlinie (Kapitel 6.11.18.6)
MHO	MHO-Kennlinie (Kapitel 6.11.18.7)

Voltage and Current Transformer
Primäre und sekundäre Nennspannungen und Nennströme der zugehörigen Spannungs- und Stromwandler der **Probe**, die für den Distanzschutz verwendet werden. Es wird empfohlen, den primären Nennstrom I_{nom} und die primäre Nennspannung V_{nom} der Registerkarte **General Data**, der für das Anregesystem des Distanzschutzes in der Registerkarte **V<> & I>** verwendet werden, identisch mit dem primärem Nennstrom I_{nprim} und der primären Nennspannung V_{prim} des Stromwandlers in der Registerkarte **Distance** einzustellen. Zwingend erforderlich ist das aber nicht.

Einstellwert	Bedeutung
Vnprim	Primäre Nennspannung
Vnsec	Sekundäre Nennspannung
Inprim	Primärer Nennstrom
Insec	Sekundärer Nennstrom

Daraus kann das **Impedanzübersetzungsverhältnis $Z_ü$** berechnet werden.

$$Z_ü = \frac{U_{nprim} \cdot I_{nsek}}{U_{nsek} \cdot I_{nprim}} \quad (1.55)$$

$$\underline{Z}_{sek} = \frac{\underline{Z}_{prim}}{Z_ü} \quad (1.56)$$

Factor kG

Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ (=$\underline{k}_G$) zur Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ der Leiter-Erd-Messschleife zwischen Messort und dem Kurzschlussort. Der Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ wird der englischen Notation entsprechend in ATPDesigner mit $\underline{k}_G$ bezeichnet.

$$\underline{k}_G = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1} \qquad (1.57)$$

Einstellwert	Bedeutung
|kG|	Betrag des Erdstromkompensationsfaktors
ϕ (kG)	Winkel des Erdstromkompensationsfaktors

Der Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ ist für den Distanzschutz sowohl für die Berechnung eines stationären Netzzustandes als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge identisch. Der Erdstromkompensationsfaktor in dem Eingabefeld **Factor kG** sowie die beiden Faktoren in der Einstellliste der Impedanzzonen werden automatisch auf den gleichen Wert eingestellt, wenn in einem der Felder der Wert geändert wurde.

Equipment to be protected

ATPDesigner ermittelt mit dem Button **Equipment** im Dialog **List of Protection Analysis Results** die sekundäre Mitimpedanz des zu schützenden Netzwerkelementes z.B. einer Leitung oder eines Transformators ermitteln. Die automatisch ermittelten Werte werden in den Editierfeldern **R1sec** und **X1sec** dargestellt und können dort auch manuell verändert werden. Der Wert der sekundären Mitreaktanz **X1sec** wird z.B. in der grafischen Darstellung des Zeitstaffeldiagramms als Referenzlinie verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
R1sec	Sekundäre Mitresistanz des zu schützenden Betriebsmittels
X1sec	Sekundäre Mitreaktanz des zu schützenden Betriebsmittels

6.11.21.1 DIST: Blockschaltbild

Nachfolgend in Abbildung 166 ist als Übersicht das Blockschaltbild des Distanzschutzes dargestellt.

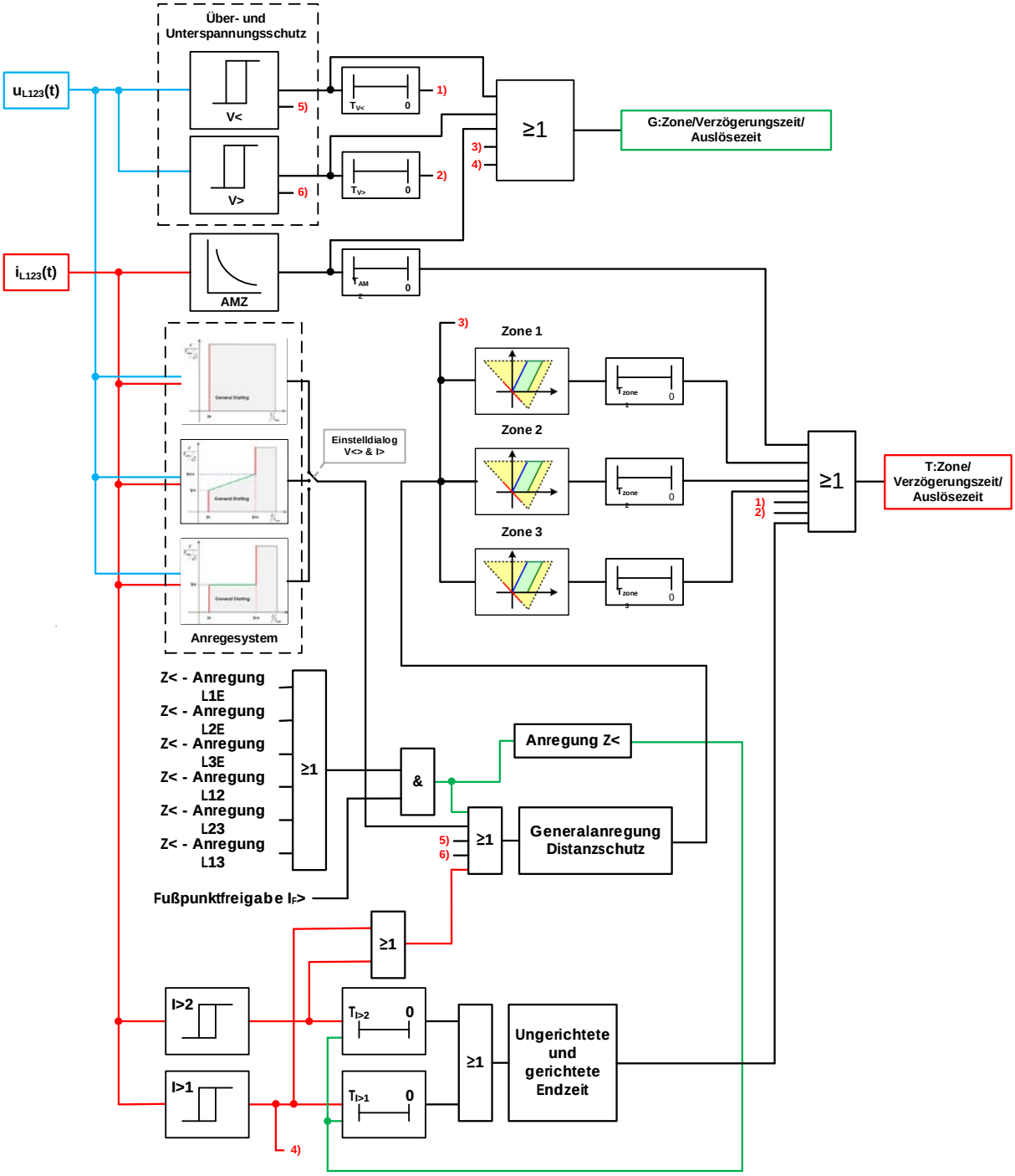


Abbildung 190: Blockschaltbild des Distanzschutzes

6.11.21.2 DIST: Anregesystem I>, U<>

Für den Distanzschutz kann zwischen zwei Anregesystemen gewählt werden, die nachfolgend erläutert werden. Es muss darauf geachtet werden, dass die Anregeschwellen des Anregesystems der Registerkarte **V<> & I>** in p.u. bezogen auf die Einstellwerte **I_{nom}** und **V_{nom}** in der Registerkarte **General Data** unabhängig von den Einstellwerten der Strom- und Spannungswandler in der Registerkarte **Distance** eingestellt werden. Es ist empfehlenswert, die primären Nennwerte gleich einzustellen, ist aber nicht zwingend erforderlich.

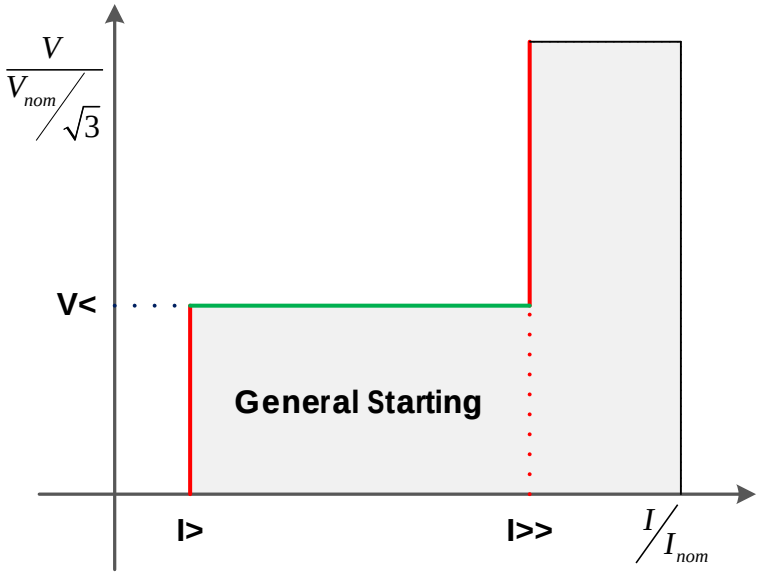


Abbildung 191: I>, V< - Anregekennlinie

Für das Anregesystem muss die Option **Enabled** in der Registerkarte **V<> & I>** deaktiviert werden (Abbildung 170). Der Einstellwert V<< ist dann deaktiviert.

Ist der Einstellwert **V< ≤ 0** eingestellt, so wird als Anregung nur die Überstromanregung I> verwendet. Es wird dabei davon ausgegangen, dass **I>> > I>** eingestellt ist.

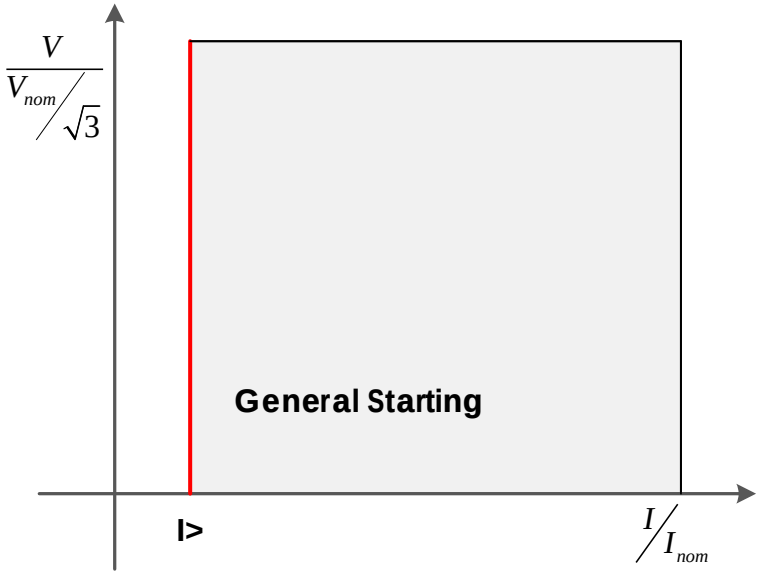


Abbildung 192: I> - Anregekennlinie für V ≤ 0

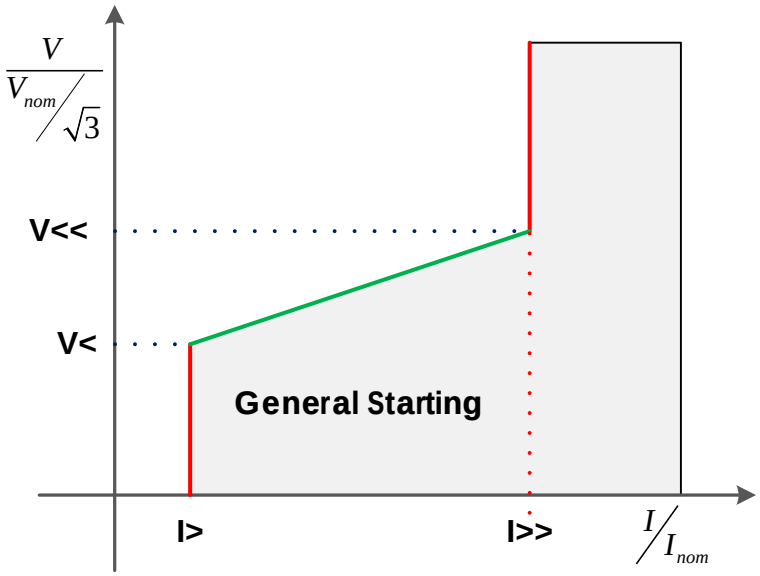


Abbildung 193: U/I-Anregekennlinie

Für das Anregesystem muss die Option **Enabled** in der Registerkarte **I> & V<>** aktiviert werden (Abbildung 170). Der Einstellwert V<< ist dann aktiviert.

Das Anregesystem wird leiterselektiv ausgeführt. Die leiterselektiven Anregungen werden zur Generalanregung verodert. In den beiden obigen Abbildungen ist die graue Fläche die der **Generalanregung**: Liegt ein Messpunkt (I_k,U_k) innerhalb der grauen Fläche, so wird eine leiterselektive Anregung und die Generalanregung erkannt.

Zur Erkennung eines Fehlers mit Erde wird die **Erdstromanregung** IG> verwendet.

- **Erdstromanregung** IG> aktiv, wenn I_G > IG>

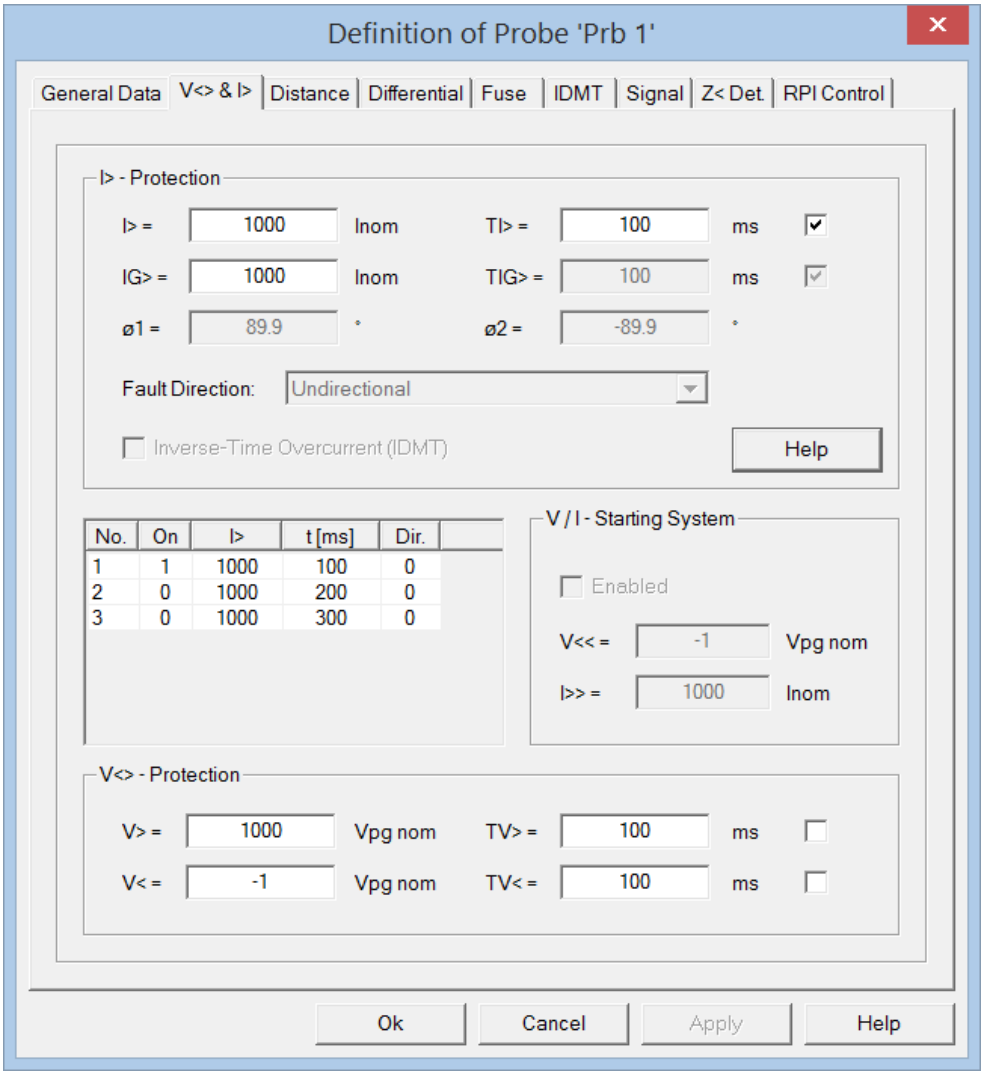


Abbildung 194: Einstelldialog des I>- und U<>-Anregesystems des Distanzschutzes

In der **Registerkarte V<> & I>** kann das leiter- und erdselektive Anregesystem eingestellt werden (siehe Abbildung 170). Die einstellbaren Zeitstufen **TI>** und **TIG>** werden automatisch deaktiviert, wenn der Distanzschutz eingestellt wurde.

I>-Stufen 1..N in der Liste

Die in der Liste befindlichen Einstellwerte der Zeile Nr. 1 sind identisch mit den Einstellwerten der Überstromanregung I>. Die Einstellwerte der Zeile Nr. 1 können in der Liste nicht verändert werden. Mit den weiteren Einstellwerten der Zeilen 2..N können parallel zum Distanzschutz arbeitende Überstromzeitschutzstufen eingestellt werden. Mit diesen I>-Stufen ist es möglich, die beim Distanzschutz übliche **gerichtete und ungerichtete Endzeit** einzustellen.

Unter- und Überspannungsanregesystem U< und U>

In der **Registerkarte V<> & I** können die Anregewerte der leiterselektive Über- und Unterspannungsanregung eingestellt werden. Zusätzlich zu den Anregewerten können Staffelzeiten im Sinne eines vom Distanzschutz unabhängig arbeitenden U<>-Schutzes zugeordnet werden, die nach Ablauf zu einem AUS-Kommando führen. Die Staffelzeiten können durch die rechts davon befindlichen Checkboxen aktiviert und deaktiviert werden. In Abbildung 170 sind die beiden Staffelzeiten aktiviert.

Beispiel: I> - Anregung im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge

In Abbildung 171 ist beispielhaft die Anregung des Distanzschutzes durch eine I>-Anregung mit Generalanregung **DA0004** (t = 400ms)und dem internen AUS-Kommando **DCD004** (t = 420ms) der Schutzfunktionen dargestellt. Der Leistungsschalter wird mit dem Signal **DTP004** (t = 490ms) geöffnet. Die erfolgreiche Wiedereinschaltung mit dem Signal **DTP004** erfolgt bei t = 620ms. Das Anregesystem wertet die netzfrequente Grundschwingung der drei Leiterströme aus. In Abbildung 171 ist beispielhaft der Betrag der netzfrequenten Grundschwingung von Leiter L1 **IB1004** dargestellt. Der Kurzschlusseintritt auf der überwachten Leitung erfolgte zum Zeitpunkt t = 400ms.

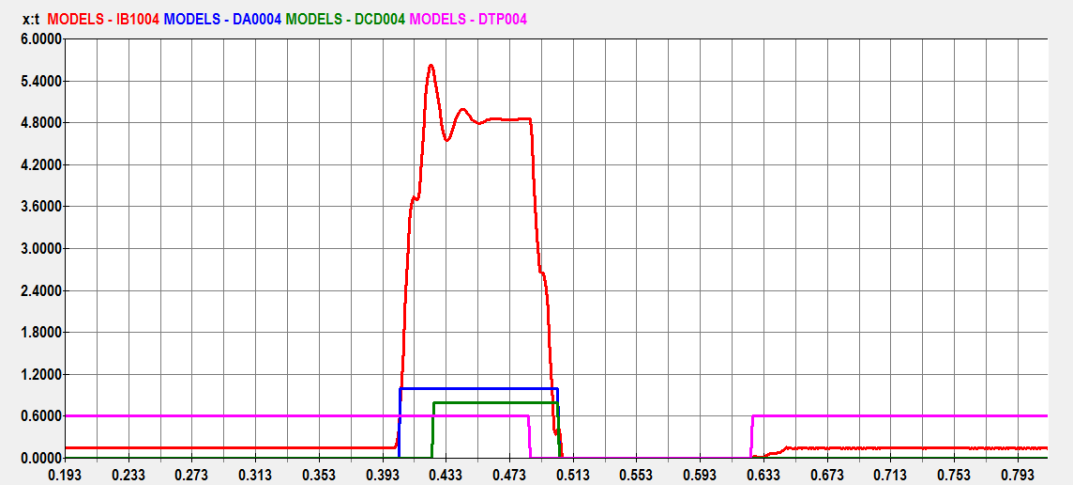


Abbildung 195: Anregung Distanzschutz (Beispiel)

Die Signale **DA0004**, **DTP004** und **DTP001** werden in Abbildung 171 skaliert dargestellt (siehe Kapitel 9.9).

6.11.21.3 DIST: Unterimpedanzanregung Z<

Das Unterimpedanzanregesystem kann im Sinne einer ODER-Verknüpfung zusätzlich zu den anderen Teilanregesystemen des Distanzschutzes aktiviert werden. Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte der Unterimpedanzanregung.

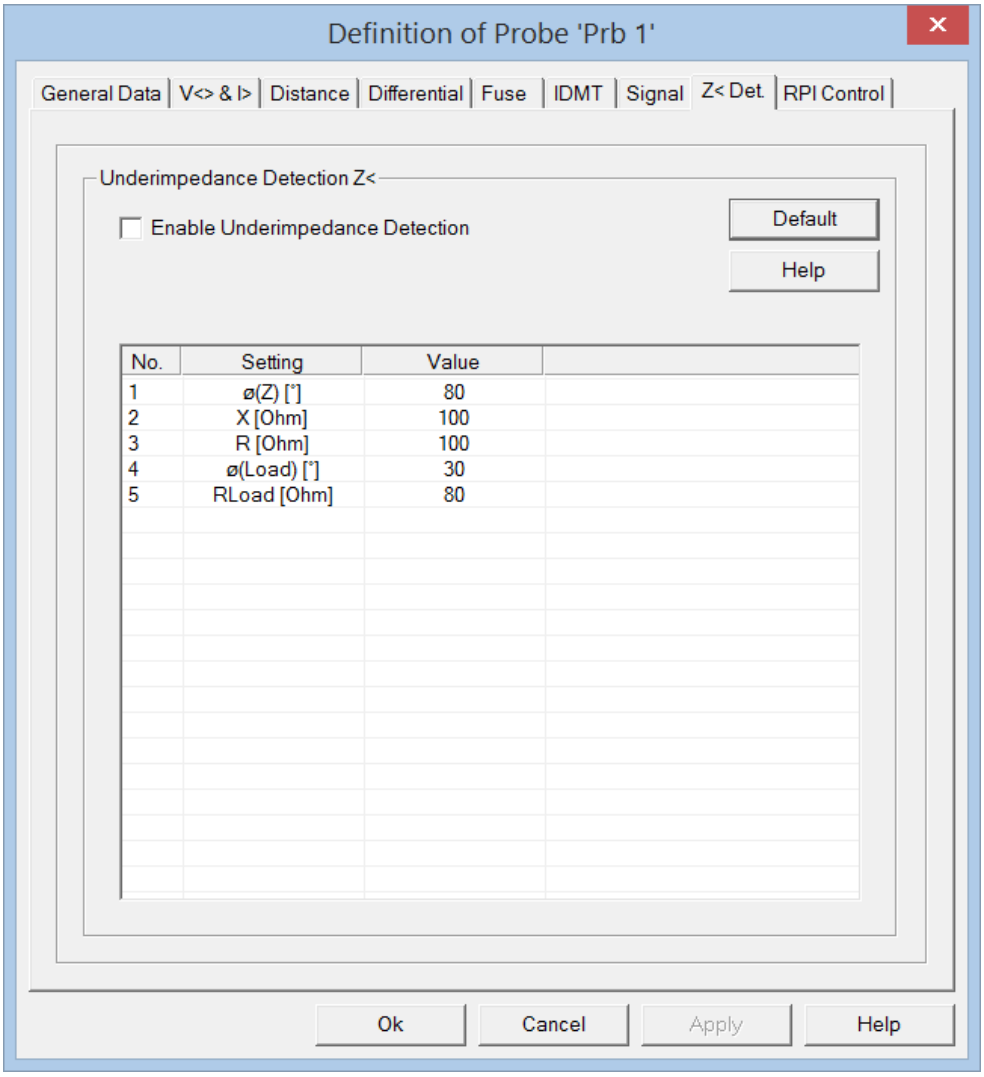


Abbildung 196: Einstelldialog der Unterimpedanzanregung des Distanzschutzes

	Bedeutung
Enable Underimpedance Detection	Unterimpedanzanregung EIN/AUS
X [Ohm]	Sekundäre Reaktanz
R [Ohm]	Sekundäre Resistanz
ϕ(Z) [°]	Impedanzwinkel des zu schützenden Netzobjektes in Grad
R_{Load} [Ohm]	Sekundäre Lastimpedanz
ϕ(Load) [°]	Lastwinkel in Grad

Die Kennlinie der Unterimpedanzanregung ist in Abbildung 173 dargestellt. Die Kennlinie ist drehsymmetrisch aufgebaut.

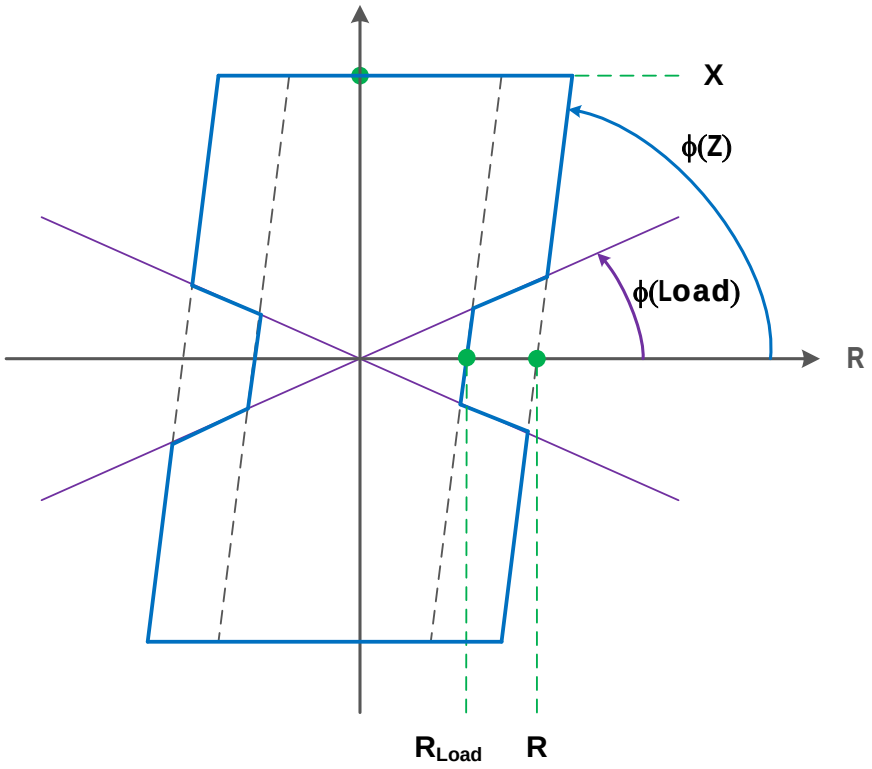


Abbildung 197: Kennlinie und Einstellwerte der Unterimpedanzanregung

In Abbildung 174 sind die Hilfspunkte dargestellt, die zur Berechnung der polygonalen Anregekennlinie verwendet werden.

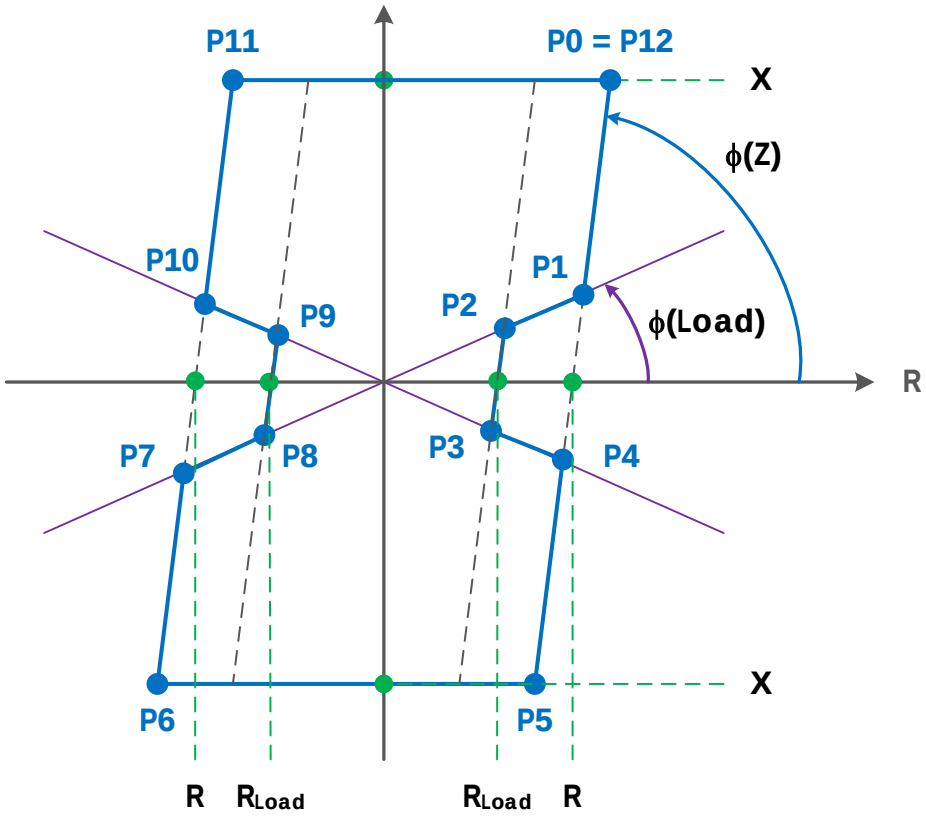


Abbildung 198: Kennlinie der Unterimpedanzanregung des Distanzschutzes

Die Eckpunkte des Polygons können mit den nachfolgenden Punkten berechnet werden.

$$P_0 = \begin{pmatrix} R + \dfrac{X}{\tan(\phi(Z))} \\ X \end{pmatrix} \tag{1.58}$$

$$P_1 = \begin{pmatrix} R \cdot \dfrac{\sin(180^\circ - \phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Load))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Load))} \\ R \cdot \dfrac{\sin(\phi(Z)) \cdot \sin(\phi(Load))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Load))} \end{pmatrix} \tag{1.59}$$

$$P_2 = \begin{pmatrix} R_{Load} \cdot \dfrac{\sin(180^\circ - \phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Load))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Load))} \\ R_{Load} \cdot \dfrac{\sin(\phi(Z)) \cdot \sin(\phi(Load))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Load))} \end{pmatrix} \tag{1.60}$$

$$P_3 = \begin{pmatrix} R_{Load} \cdot \dfrac{\sin(\phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Load))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Load))} \\ -R_{Load} \cdot \dfrac{\sin(\phi(Z)) \cdot \sin(\phi(Load))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Load))} \end{pmatrix} \tag{1.61}$$

$$P_4 = \begin{pmatrix} R \cdot \dfrac{\sin(\phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Load))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Load))} \\ -R \cdot \dfrac{\sin(\phi(Z)) \cdot \sin(\phi(Load))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Load))} \end{pmatrix} \tag{1.62}$$

$$P_5 = \begin{pmatrix} R - \dfrac{X}{\tan(\phi(Z))} \\ -X \end{pmatrix} \tag{1.63}$$

$$P_6 = \begin{pmatrix} -\left(R + \dfrac{X}{\tan(\phi(Z))} \right) \\ -X \end{pmatrix} \tag{1.64}$$

$$P_7 = \begin{pmatrix} -R \cdot \frac{\sin\left(180^\circ - \phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Load)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Load)\right)} \\ -R \cdot \frac{\sin\left(180^\circ - \phi(Z)\right) \cdot \sin\left(\phi(Load)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Load)\right)} \end{pmatrix} \quad (1.65)$$

$$P_8 = \begin{pmatrix} -R_{Load} \cdot \frac{\sin\left(180^\circ - \phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Load)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Load)\right)} \\ -R_{Load} \cdot \frac{\sin\left(180^\circ - \phi(Z)\right) \cdot \sin\left(\phi(Load)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Load)\right)} \end{pmatrix} \quad (1.66)$$

$$P_9 = \begin{pmatrix} -R_{Load} \cdot \frac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Load)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Load)\right)} \\ R_{Load} \cdot \frac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \sin\left(\phi(Load)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Load)\right)} \end{pmatrix} \quad (1.67)$$

$$P_{10} = \begin{pmatrix} -R \cdot \frac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Load)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Load)\right)} \\ R \cdot \frac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \sin\left(\phi(Load)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Load)\right)} \end{pmatrix} \quad (1.68)$$

$$P_{11} = \begin{pmatrix} -\left(R + \frac{X}{\tan\left(\phi(Z)\right)}\right) \\ X \end{pmatrix} \quad (1.69)$$

$$P_{12} = P_0 \quad (1.70)$$

Die resultierende Kennlinie der Unterimpedanzanregung kann grafisch zusammen mit den Impedanzpolygonen **X=f(R)** dargestellt werden. Das **rote Kreuz** markiert die Lage der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$, die innerhalb der Anregekennlinie der Unterimpedanzanregung liegt, aber außerhalb der polygonalen Auslösekennlinien des Distanzschutzes.

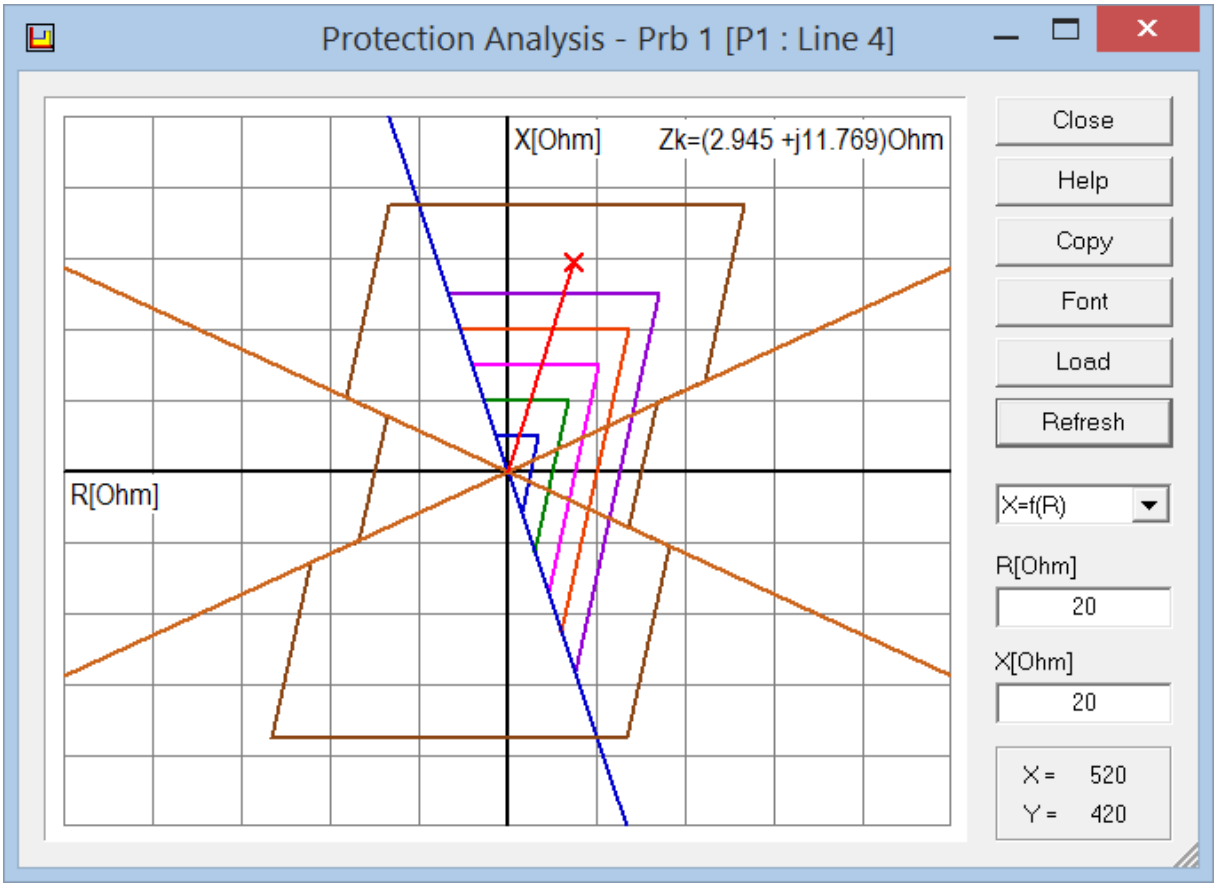


Abbildung 199: Distanzschutz – Kennlinie der Unterimpedanzanregung

Die Unterimpedanzanregung überprüft, ob eine oder mehrere der Mitimpedanzen der sechs Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Impedanzmessschleifen innerhalb der oben dargestellten Anregefläche liegen. Aus diesen Entscheidungen werden die nachfolgend definierten leiterselektiven Anregungen **Z< - Anregung L1, L2 oder L3** gebildet.

	Bedeutung:
$\underline{Z}_{L1E}$	Anregung L1 = Z< - Anregung L1
$\underline{Z}_{L2E}$	Anregung L2 = Z< - Anregung L2
$\underline{Z}_{L1E}$	Anregung L3 = Z< - Anregung L3
$\underline{Z}_{L1L2}$	Anregung L1 und L2 = Z< - Anregung L1 und L2
$\underline{Z}_{L2L3}$	Anregung L2 und L3 = Z< - Anregung L2 und L3
$\underline{Z}_{L3L1}$	Anregung L3 und L1 = Z< - Anregung L3 und L1

Tabelle 6: Leiterselektive Anregung in Abhängigkeit der Mitimpedanzen der Messschleifen

Freigabe durch die Fußpunktfreigabe I_F>

Der Entscheid der Unterimpedanzanregung wird nur dann freigegeben, wenn die Fußpunktfreigabe I_F> erkannt wurde (Kapitel 6.11.18.9).

Start der gerichteten und ungerichteten Endzeit (I>2, I>3)
Mit der Unterimpedanzanregung werden die Zeitstufen der gerichteten und ungerichteten Endzeit gestartet. Die I> - Anregungen der gerichteten und ungerichteten Endzeiten werden im Rahmen der Unterimpedanzanregung nicht beachtet.

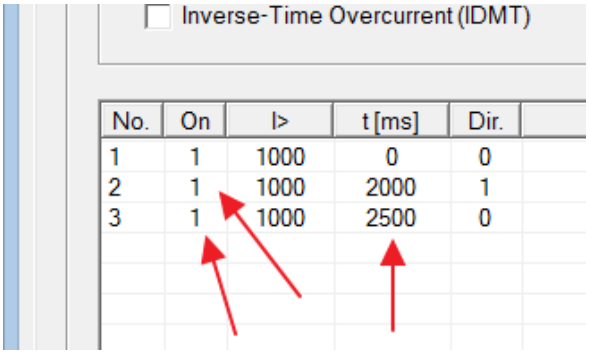


Abbildung 200: Aktivierte Endzeitstufen mit inaktiver I> Anregung I> = 1000 I_n

In Abbildung 177 ist die Einbindung der Unterimpedanzanregung in das Anregesystem des Distanzschutzes und der Start der ungerichteten und gerichteten Endzeiten dargestellt.

Hinweis
Es muss beachtet werden, dass die Unterimpedanzanregung die ungerichtete oder gerichtete Endzeit nur dann startet, wenn der Einstellwert **On** wie in Abbildung 176 gezeigt **On=1** beträgt und damit die jeweilige Endzeit eingeschaltet ist.

AUS-Kommando durch Unterimpedanzanregung in Endzeit
Die Unterimpedanzanregung erteilt nach Ablauf der ungerichteten oder gerichteten Endzeiten ein AUS-Kommando, wenn

- der Vektor der vom Distanzschutz berechneten Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_{1k}$ innerhalb der Anregefläche der Unterimpedanzanregung liegt

  UND

- der Vektor der vom Distanzschutz berechneten Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_{1k}$ nicht innerhalb der Auslösefläche einer aktiven Impedanzzone liegt

  UND

- die berechnete Kurzschlussrichtung identisch ist mit der eingestellten Kurzschlussrichtung der Endzeitstufe oder die Kurzschlussrichtung ungerichtet eingestellt ist.

Diese Bedingung ist für die Kurzschlussimpedanz in Abbildung 175 erfüllt.

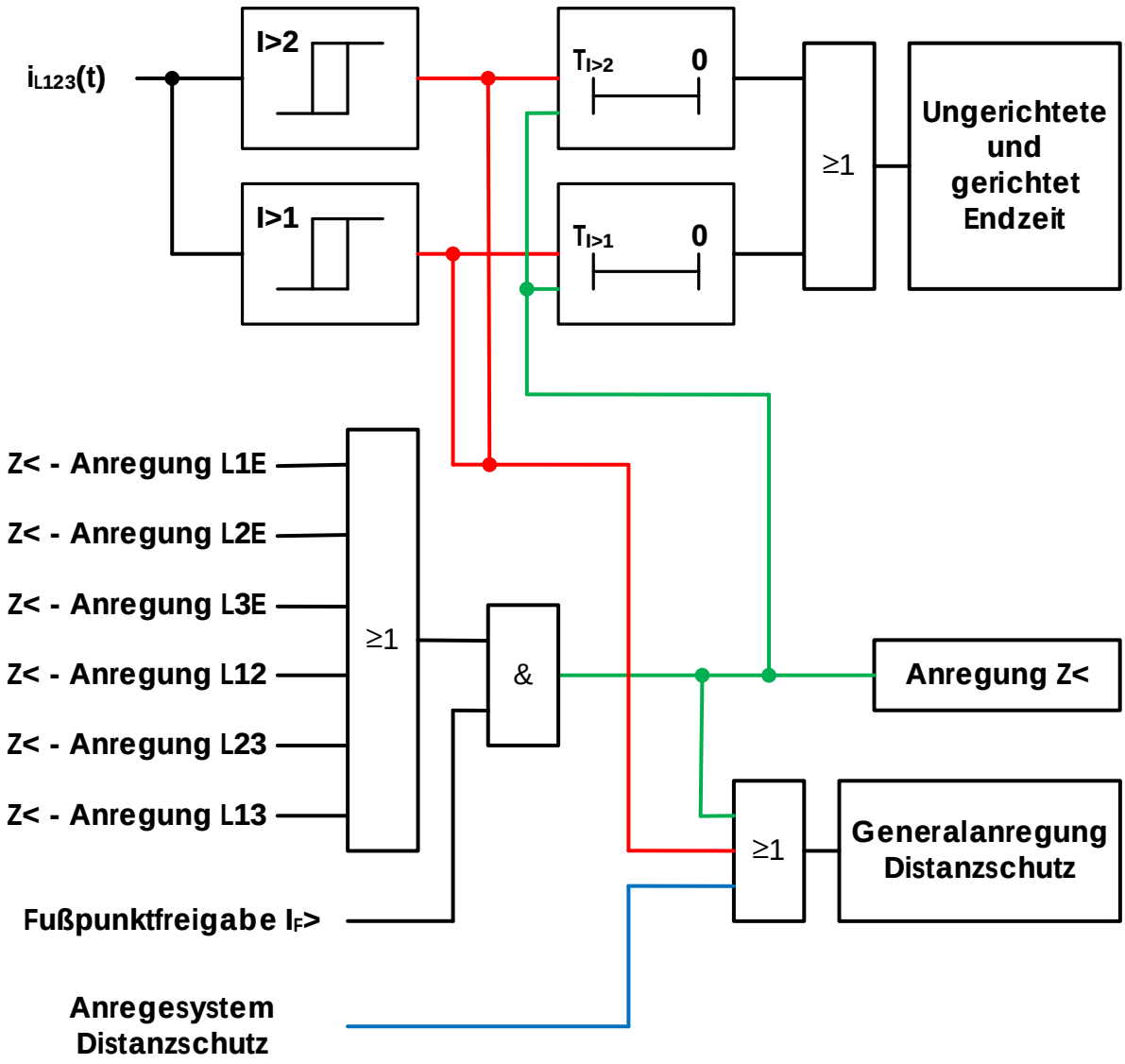


Abbildung 201: Unterimpedanzanregung und Generalanregung des Distanzschutzes

Hinweis
Die Kurzschlussrichtung wird nach dem in Kapitel 6.11.16.3 erläuterten Verfahren ermittelt. Zur Ermittlung der leiterselektiven Anregung wird Tabelle 5 verwendet.

Meldungen im Messages Window
Die Unterimpedanzanregung gibt folgende Meldungen im **Messages Window** aus

- **PROT> P1 [Prb 1] Distance Protection GEN=1 Z<-Detection=1: T=ON (111111)**

	Bedeutung
GEN	Generalanregung des Distanzschutzes
Z< - Detection	1 = Anregung Z<, 0 = keine Anregung Z<
T	ON : Zeitstufen der ungerichteten und/oder gerichteten Endzeit gestartet falls diese eingeschaltet sind OFF : Zeitstufe wurde nicht gestartet

(123456)	Die einzelnen Stellen zeigen an, ob einer der sechs möglichen KS-Impedanzen $\underline{Z}_{1k}$ innerhalb der Auslösefläche der Unterimpedanzanregung liegt oder nicht. ▪ 1 = AG = L1E ▪ 2 = BG = L2E ▪ 3 = CG = L3E ▪ 4 = AB = L12 ▪ 5 = BC = L23 ▪ 6 = CA = L31 1 = KS-Impedanz liegt innerhalb der Anregefläche der Unterimpedanzanregung, 2 = sonst

6.11.21.4 DIST: Gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen

In der Registerkarte **V<> & I>** sind Einstellmöglichkeiten für mehrere **I>-Stufen** vorhanden. Die erste Überstromzeitschutzstufe in Zeile Nr. 1 wird als ungerichtete Überstromanregung **I>-Protection** des Distanzschutzes verwendet und kann nicht mit einer eigenen Staffelzeit oder Kurzschlussrichtung eingestellt werden. Die Einstellwerte werden automatisch aus den Einstellwerten **I>-Protection** übernommen.

Die weiteren Überstromzeitstufen I> der Zeilen Nr. 2..N können mit einer Kurzschlussrichtung **Dir.** und einer Staffelzeit **t[ms]** parametriert werden. Der Start dieser Überstromzeitstufen erfolgt

- entweder durch die zugehörige I>-Anregung I>
- oder durch das Anregesystem I>, U<> des Distanzschutzes (Kapitel 6.11.18.2)
- oder durch die Unterimpedanzanregung (Kapitel 6.11.18.3).

Mit diesen Überstromzeitschutzstufen können die **gerichtete und ungerichtete Endzeitstufe** eines Distanzschutzes realisiert werden. Die Einstellwerte sind in Kapitel 6.11.16 erläutert. Im Folgenden werden die Abkürzungen **I>2** und **I>3** für die gerichtet und ungerichtete Endzeit verwendet.

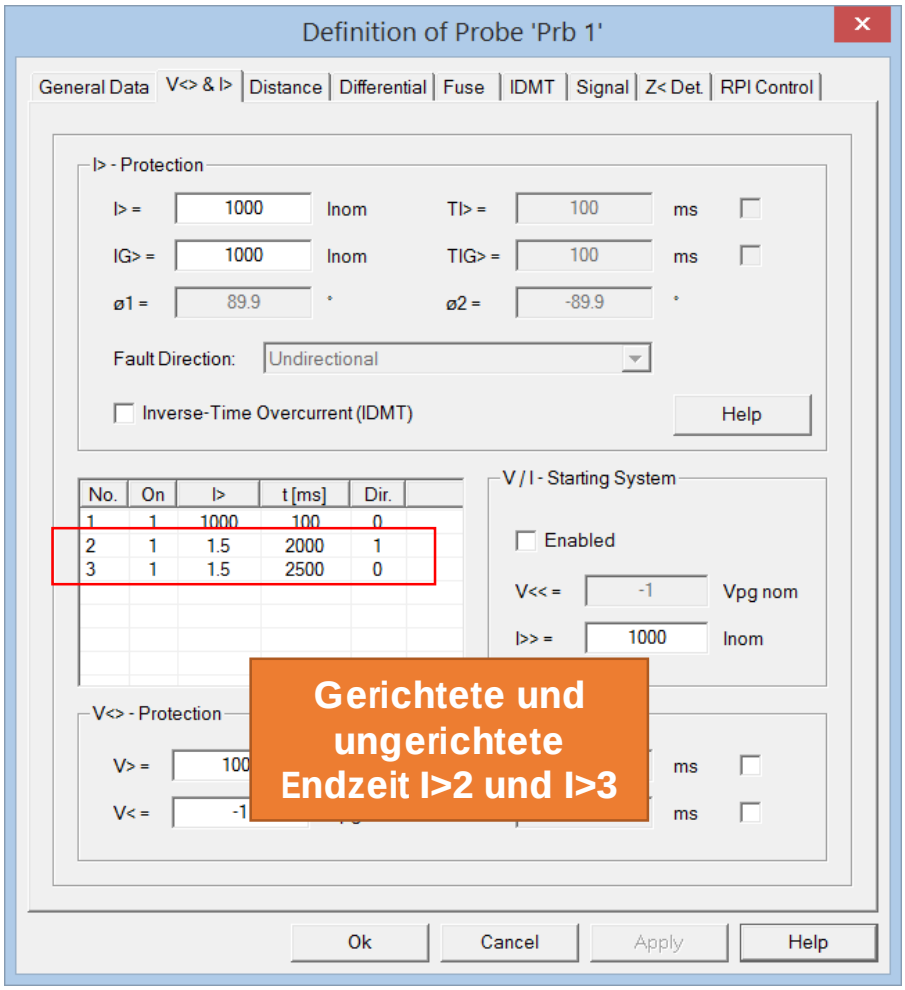


Abbildung 202: Ungerichtete und gerichtete Endzeiten I>2 und I>3 des Distanzschutzes

Einstellwert	Bedeutung
Dir. = 0	Kurzschlussrichtung: ungerichtet
Dir. = 1	Kurzschlussrichtung: vorwärts
Dir. = 2	Kurzschlussrichtung: rückwärts

Die Kurzschlussrichtung wird nach dem in Kapitel 6.11.16.3 erläuterten Verfahren ermittelt.

Hinweise zum Start der Zeitstufen der Endzeitstufen

- Die Zeitstufen der Endzeitstufen werden immer durch die Generalanregung des Distanzschutzes (Kapitel 6.11.18.2) gestartet.
- Sollen die Endzeitstufen nicht durch die I>-Anregungen I> wie in Abbildung 178 dargestellt gestartet werden, so müssen die I>-Anregewerte groß eingestellt werden z.B. I> = 1000I_n.
- Soll die Unterimpedanzanregung (Kapitel 6.11.18.3) die Zeitstufen nicht starten, so muss die Unterimpedanzanregung deaktiviert werden.

In Abbildung 177 ist in einem Blockschaltbild die Anregung der gerichteten und ungerichteten Endzeit dargestellt.

6.11.21.5 DIST: Polygonkennlinie

Die polygonale Auslösefläche der Distanzschutzfunktion wird für jede Zone in Registerkarte **Distance Protection** (Abbildung 165) eingestellt. Die Impedanzen sind wie in der Netzschutztechnik üblich Sekundärimpedanzen. Die Sekundärimpedanzen müssen unter Berücksichtigung der Nenngrößen des Spannungs- und Stromwandlers **Voltage and Current Transformer** in Abbildung 165 aus den Primärimpedanzen des Schutzobjektes berechnet werden. Wie beim Distanzschutz üblich wird die Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$ zwischen Messort und dem Kurzschlussort berechnet und mit dem Auslösepolygon verglichen.

Die Polygonkennlinie kann sowohl während der Berechnung stationärer Netzzustände als auch während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet werden.

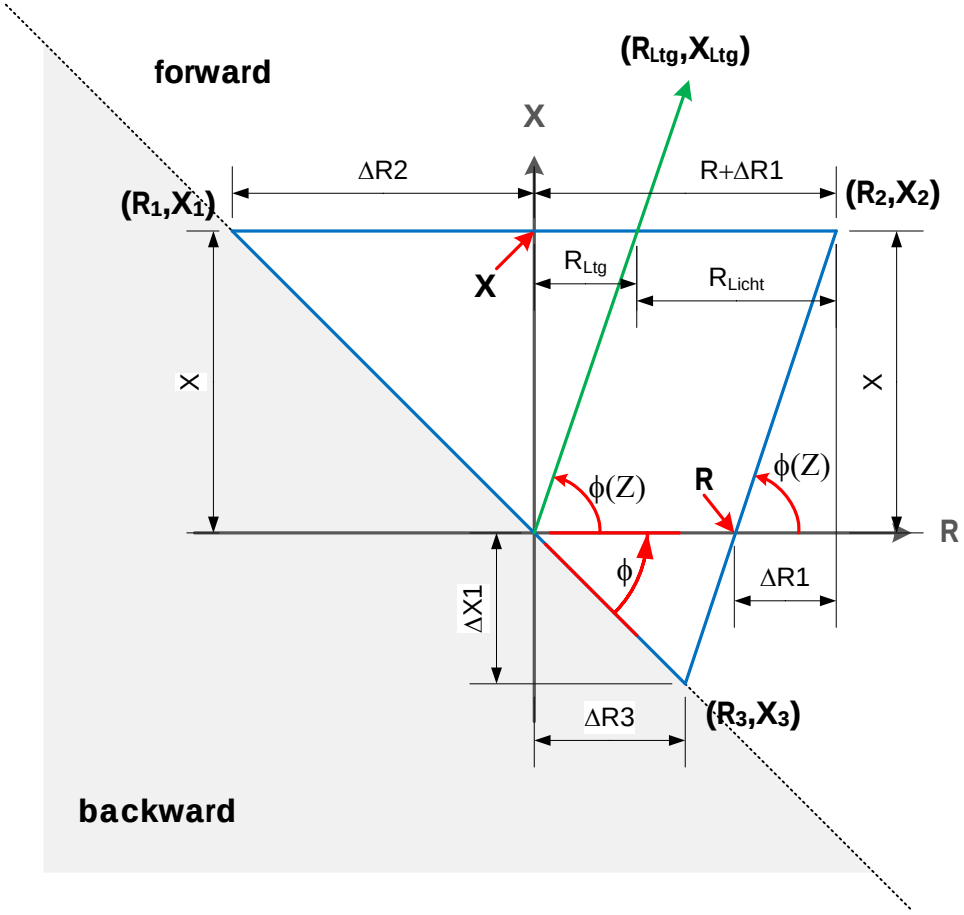


Abbildung 203: Auslösepolygon der Distanzschutzfunktion

No. Nummer der Impedanzzone

On = 1: Distanzzone aktiv
= 0: Distanzzone inaktiv

Hinweis
Ist eine Distanzzone deaktiviert, so werden in der **MODELS**-Software für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge alle Eckpunkte des Auslösepolygons auf die Koordinate des Ursprungs d.h. (0,0) gesetzt. Im Grenzfall

einer berechneten Kurzschluss-Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ = 0.0 Ohm könnte es zu einer unzulässigen Auslösung kommen.

X [Ohm] Sekundäre Reaktanz X_1 des Mitsystems

R [Ohm] Sekundäre Resistanz R_1 des Mitsystems inkl. Lichtbogenreserve

ϕ(Z) [°] Impedanzwinkel des zu schützenden Netzobjektes

t [ms] Staffelzeit der Distanzzone

Dir. Messrichtung (Kurzschlussrichtung) der Distanzzone

Einstellwert	Bedeutung
0	Ungerichtet = Vorwärts ODER Rückwärts
1	Vorwärts
2	Rückwärts

ϕ [°] Winkel der Richtungsgerade der Distanzzone

|kG| Betrag des Erdstromkompensationsfaktors der Distanzzone

kG [°] Winkel des Erdstromkompensationsfaktors der Distanzzone

Hinweis
Der Erdstromkompensationsfaktor muss auf die Sekundärseite der Spannungs– und Stromwandler bezogen berechnet werden.

Hinweis
Der Erdstromkompensationsfaktor der 1. Impedanzzone wird auch für die weiteren Impedanzzonen verwendet.

Der in der Distanzschutzfunktion implementierte Algorithmus überprüft, ob die berechnete Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife $\underline{Z}_{1k}$ innerhalb der Auslösefläche liegt. Dazu werden die Eckpunkte des Polygons berechnet, die aus den Einstellwerten ermittelt werden können.

$$\Delta R1 = \frac{X}{\tan(\phi(Z))} \tag{1.71}$$

$$\Delta R2 = X \cdot \tan(90° - \phi) \tag{1.72}$$

Für die Richtungsgerade gilt:

$$X = -\tan(\phi) \cdot R \tag{1.73}$$

Für die Impedanzgerade des Schutzobjektes gilt:

$$X = \tan\left(\phi(Z)\right) \cdot R \tag{1.74}$$

Daraus ergibt sich für die Impedanzgeraden der parallel nach rechts verschobene Begrenzung des Polygons (mit Nulldurchgang in (R, 0)):

$$X = \tan\left(\varphi(Z)\right) \cdot \left(R - R_{Licht}\right) \tag{1.75}$$

Sucht man jetzt den Wert R des Schnittpunktes der Richtungsgeraden und der rechten Begrenzungsgeraden des Polygons, so kann im Schnittpunkt (ΔR3, ΔX1) der Gleichungen der Wert ΔR3 berechnet werden:

$$\Delta X1 = -\tan(\phi) \cdot \Delta R3 \tag{1.76}$$

$$\Delta X1 = \tan\left(\phi(Z)\right) \cdot \left(\Delta R3 - R_{Licht}\right) \tag{1.77}$$

$$-\tan(\phi) \cdot \Delta R3 = \tan\left(\varphi(Z)\right) \cdot \left(\Delta R3 - R_{Licht}\right) \tag{1.78}$$

$$-\tan(\phi) \cdot \Delta R3 = \tan\left(\varphi(Z)\right) \cdot \Delta R3 - \tan\left(\varphi(Z)\right) \cdot R_{Licht} \tag{1.79}$$

$$\tan(\phi) \cdot \Delta R3 = -\tan\left(\varphi(Z)\right) \cdot \Delta R3 + \tan\left(\varphi(Z)\right) \cdot R_{Licht} \tag{1.80}$$

$$\left(\tan(\phi) + \tan\left(\varphi(Z)\right)\right) \cdot \Delta R3 = \tan\left(\varphi(Z)\right) \cdot R_{Licht} \tag{1.81}$$

$$\Delta R3 = \frac{\tan\left(\varphi(Z)\right)}{\tan(\phi) + \tan\left(\varphi(Z)\right)} \cdot R_{Licht} \tag{1.82}$$

Mit Gleichung (1.82) kann der noch benötigte Wert ΔX1 berechnet werden.

$$\Delta X1 = -\tan(\phi) \cdot \frac{\tan\left(\varphi(Z)\right)}{\tan(\phi) + \tan\left(\varphi(Z)\right)} \cdot R_{Licht} \tag{1.83}$$

Daraus folgt für die Eckpunkte des Polygons:

$$\left(R_1, X_1\right) = \left(\left(-1 \cdot \Delta R2\right), X\right) = \left(-1 \cdot X \cdot \tan\left(90° - \phi\right), X\right) \tag{1.84}$$

$$\left(R_2, X_2\right) = \left(R + \Delta R1, X\right) = \left(R + \frac{X}{\tan\left(\phi(Z)\right)}, X\right) \tag{1.85}$$

$$(R_3, X_3) = (\Delta R3, \Delta X1) = \left(\frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi) + \tan(\varphi(Z))} \cdot R_{Licht}, -\tan(\phi) \cdot \frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi) + \tan(\varphi(Z))} \cdot R_{Licht} \right)$$

(1.86)

$$(R_3, X_3) = \left(\frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi) + \tan(\varphi(Z))} \cdot R_{Licht}, \frac{-\tan(\phi) \cdot R_{Licht}}{1 + \frac{\tan(\phi)}{\tan(\varphi(Z))}} \right)$$

(1.87)

Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ der Leiter-Erd-Messschleife zwischen Messort und dem Kurzschlussort wird wie folgt

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E}$$

(1.88)

mit dem Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ (siehe Abbildung 389: Einstellwert kG)

$$k_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1}$$

(1.89)

- $\underline{Z}_1$ = Mitsystemimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels
- $\underline{Z}_0$ = Nullsystemimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels

und dem Summenstrom $\underline{I}_E$

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

(1.90)

berechnet. Mit Hilfe des Erdstromkompensationsfaktors $\underline{k}_E$ kann der korrigierter Strom $\underline{I}_{KG}$ definiert und in Gleichung (1.212) zur Berechnung der Impedanz verwendet werden.

$$\underline{I}_{KG} = \underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E$$

(1.91)

Die Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife zwischen Messort der Probe und dem Kurzschlussort wird wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \frac{\underline{U}_{LL}}{\underline{I}_{LL}}$$

(1.92)

Beispielhaft ist in Gleichung die Berechnung des verketteten Stromes $\underline{I}_{12}$ aus den komplexen Zeigern der Leiterströme $\underline{I}_{L1}$ und $\underline{I}_{L2}$ angegeben.

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}$$

(1.93)

Im Falle der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** werden die Impedanzen aus den Ergebnissen der Knotenpotentialanalyse berechnet und wie in diesem Kapitel beschrieben ausgewertet.

Polygon für Kurzschlussrichtung vorwärts, rückwärts und ungerichtet

Das Polygon der Kurzschlussrichtung **rückwärts** kann aus dem Polygon der Kurzschlussrichtung **vorwärts** durch eine Drehung um 180° und umgekehrt berechnet werden (Drehsymmetrie). Für die Kurzschlussrichtung **ungerichtet** wird geprüft, ob der Vektor der berechneten Kurzschlussimpedanz in dem Polygon der Kurzschlussrichtung **vorwärts ODER** dem Polygon der Kurzschlussrichtung **rückwärts** liegt.

6.11.21.6 DIST: Kreiskennlinie

Die Kreiskennlinie der Distanzschutzfunktion wird für jede Zone mit den in der Tabelle in Registerkarte **Distance Protection** (Abbildung 165) eingestellt. Die Impedanzen sind wie in der Netzschutztechnik üblich Sekundärimpedanzen. Die Sekundärimpedanzen müssen unter Berücksichtigung der Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler **Voltage and Current Transformer** aus den Primärimpedanzen des Schutzobjektes berechnet werden. Wie beim Distanzschutz üblich wird die Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$ zwischen Messort und dem Kurzschlussort berechnet und mit dem Auslösepolygon verglichen. Die in ATPDesigner implementierte Kreiskennlinie entspricht der in Abbildung 181 dargestellten Kreiskennlinie.

Die Kreiskennlinie kann nur zusammen mit der Berechnung stationärer Netzzustände berücksichtigt werden.

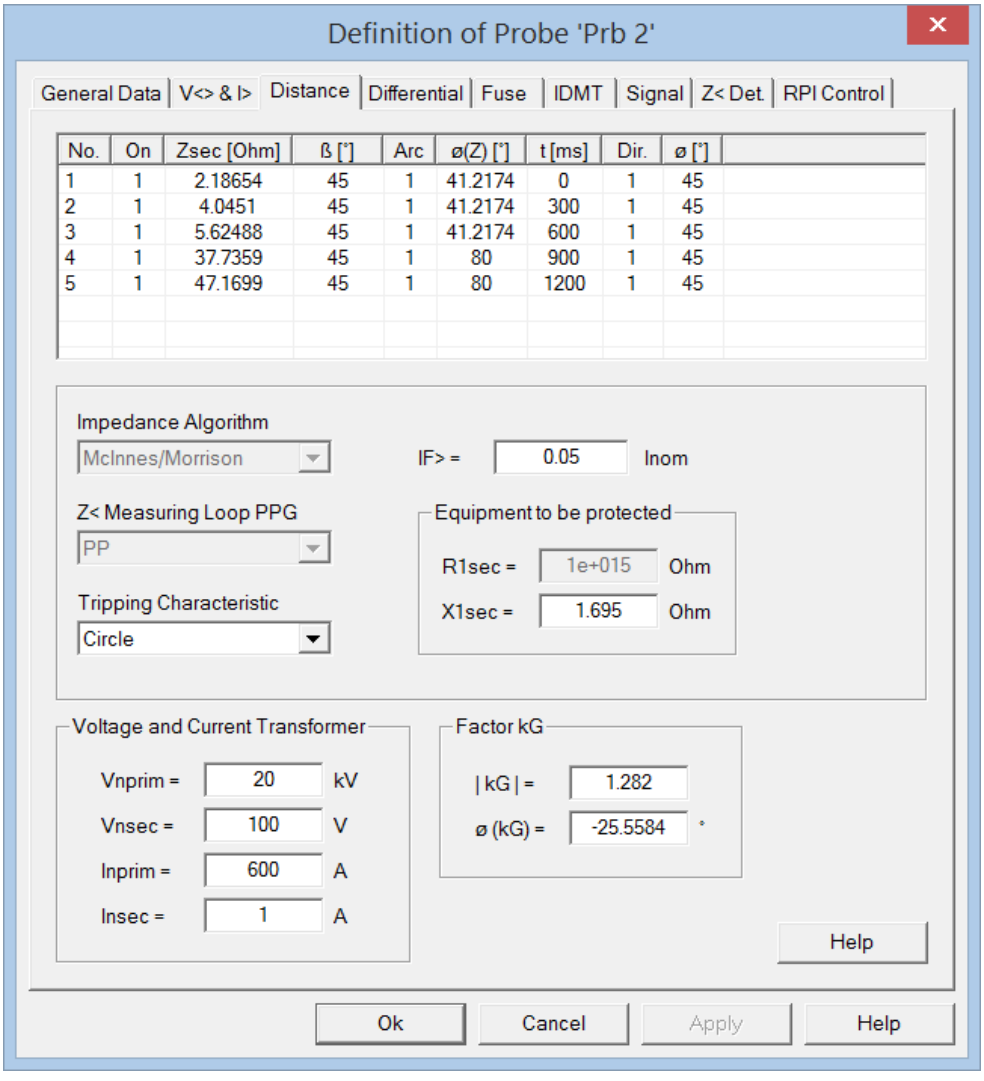


Abbildung 204: Einstelldialog Probe, Registerkarte *Distance Protection*, Auslösefläche *Circle*

Zsec Impedanzbetrag der Kreiskennlinie (= Zn in Abbildung 181)

β [°] Startwinkel der Lichtbogenreserve

Arc 0 = ohne Lichtbogenreserve

1 = mit Lichtbogenreserve

ϕ(Z) [°] Impedanzwinkel des zu schützenden Netzobjektes

t [ms] Staffelzeit der Distanzzone

Dir. Messrichtung (Kurzschlussrichtung) der Distanzzone

Einstellwert	Bedeutung
0	Ungerichtet = Vorwärts ODER Rückwärts
1	Vorwärts
2	Rückwärts

ϕ [°] Winkel der Richtungsgeraden der Distanzzone

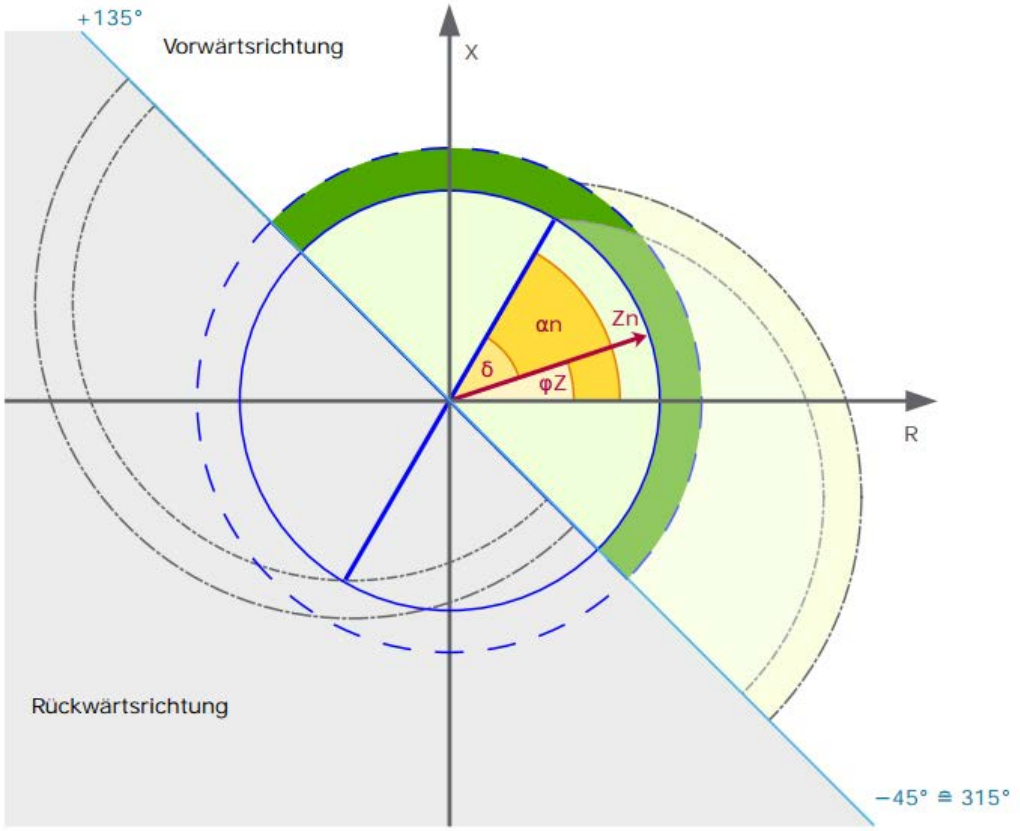


Abbildung 205: Kreiskennlinie der Distanzschutzfunktion (Quelle: Schneider-Electric, P433)

Der berechnete Betrag der Kurzschlussimpedanz wird mit dem eingestellten Impedanzbetrag der Impedanzzonen verglichen. Ist der berechnete Betrag der Kurzschlussimpedanz kleiner oder gleich dem eingestellten Impedanzbetrag, so erfolgt ein AUS-Kommando der entsprechenden Zone.

Lichtbogenreserve
Ist die Lichtbogenreserve mit **Arc = 1** aktiviert, so wird der Betrag der berechneten Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ nach Gleichung (1.94) korrigiert.

$$Z_{k,korr} = \frac{Z_k}{1+\sin(\delta)} \tag{1.94}$$

Der Parameter δ berechnet sich wie folgt.

$$-45° < \varphi_Z < \beta \Rightarrow \delta = \beta - \varphi_Z \tag{1.95}$$

$$135° < \varphi_Z < (\beta + 180°) \Rightarrow \delta = \beta - \varphi_Z + 180° \tag{1.96}$$

6.11.21.7 DIST: MHO-Kennlinie

Aktuell nicht verfügbar.

6.11.21.8 DIST: Impedanzalgorithmus *Impedance Algorithm*

Hinweis: Kapitel und Einstellwerte sind nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge relevant.

Mit diesem Einstellwert wird für alle **Probe** gleichzeitig der Algorithmus zur Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ zwischen Messort der Probe und dem Kurzschlussort im Fall der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** ausgewählt. Die berechneten Impedanzen sind Sekundärimpedanzen d.h. auf die sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler bezogen. Der Einstellwert ist ein für alle **Probe** gemeinsamer Einstellwert und kann nur im Einstelldialog ***Network Configuration***, Registerkarte ***Protection*** (Kapitel 6.5.3) verändert werden.

Die **Impedanzalgorithmen haben eine algorithmenspezifische Eigenzeit** d.h. erst nach Ablauf dieser Eigenzeit wird ein internes AUS-Kommando an den Leistungsschalter ausgegeben. Ist die eingestellte Staffelzeit der Distanzzone kleiner als die Eigenzeit des Impedanzalgorithmus, so erfolgt das interne AUS-Kommando frühestens nach Ablauf der Eigenzeit. Zusätzlich muss noch die **Eigenzeit des Hilfskontaktes des Schutzgerätes** berücksichtigt werden, der die Auslösespule des Leistungsschalters ansteuert. In dem Modell wird eine Eigenzeit von **3ms** für den Hilfskontakt angenommen. Die kleinste AUS-Kommandozeit wird wie folgt berechnet:

Kleinste AUS-Kommandozeit = Eigenzeit Impedanzalgorithmus + Eigenzeit Hilfskontakt
Wird eine Staffelzeit kleiner als die kleinste AUS-Kommandozeit eingestellt, so wird intern erst nach Ablauf der kleinsten AUS-Kommandozeit das interne AUS-Kommando der Schutzfunktionen **DCDxxx** ausgegeben.

- **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 **Circuit-Breaker *Cbx*** verwendet und ist in Kapitel 9.11.1 erläutert.
  Eigenzeit Impedanzalgorithmus: 20ms
  Eigenzeit Hilfskontakt: 3ms

- **McInnes/Morrison** [1]
  Der Impedanzalgorithmus nach McInnes/Morrison basiert auf der Lösung der Differenzialgleichung 1. Ordnung zur Berechnung der Resistanz R und der Induktivität L der Messschleifenimpedanz. Für die Leiter-Erd-Messschleifen werden die berechneten Reaktanzen mit einem Fenster von 3 Werten geglättet, um ein Überschwingen an der Kippgrenze zu begrenzen. Dadurch können sich bei Leiter-Erd-Kurzschlüssen etwas längere AUS-Kommandozeiten ergeben.
  Eigenzeit Impedanzalgorithmus: 11ms
  Eigenzeit Hilfskontakt: 3ms

Hinweis
Der Einstellwert für die Eigenzeit des Schutzalgorithmus T_{pr} wird nicht berücksichtigt.

6.11.21.9 DIST: Fußpunktfreigabe $I_F>$ der Impedanzberechnung

Die Impedanzberechnung wird durch die **Fußpunktfreigabe $I_F>$** freigegeben. Dabei wird zwischen der **globalen Freigabe der Impedanzberechnung** und der **Freigabe der Impedanzmessschleifen** unterschieden. Durch die Fußpunktfreigabe soll verhindert werden, dass bei sehr kleinen Strömen sehr große Scheinimpedanzen berechnet werden, die ggfs. zu Überfunktionen führen können.

Globale Freigabe der Impedanzberechnung
Überschreitet mindestens einer der Beträge der Leiterströme I_{L123} die Fußpunktfreigabe $I_F>$, so wird die Berechnung der Impedanzen global freigegeben. Sonst werden die Impedanzen der Messschleifen zu 0Ω gesetzt (siehe Tabelle 6) und die Zonenentscheide als ungültig definiert.

$$I_F >_{global} = (I_{L1} > I_F >) \, ODER \, (I_{L2} > I_F >) \, ODER \, (I_{L3} > I_F >) \qquad (1.97)$$

$I_{F>\,global}$ = TRUE: Globale Freigabe der Impedanzberechnung erteilt

Freigabe der Impedanzmessschleife
Ist die globale Freigabe der Impedanzberechnung erteilt, so wird dann die Impedanz einer Impedanzmessschleife berechnet und zur Ermittlung des Zonenentscheides verwendet, wenn die Beträge der Leiterströme der zur Impedanzmessschleife gehörenden Leiter größer als die Fußpunktfreigabe $I_F>$ sind.

- Beispiel: **2p-Kurzschluss L1-L2**
  - Globale Fußpunktfreigabe, wenn ($I_{L1} > I_F>$) ODER ($I_{L2} > I_F>$) ODER ($I_{L3} > I_F>$)
  - Freigabe Impedanzberechnung und Zonenentscheid, wenn ($I_{L1} > I_F>$) UND ($I_{L2} > I_F>$) UND globale Fußpunktfreigabe

- Beispiel: **1pE-Kurzschluss L1-E**
  - Globale Fußpunktfreigabe, wenn ($I_{L1} > I_F>$) ODER ($I_{L2} > I_F>$) ODER ($I_{L3} > I_F>$)
  - Freigabe Impedanzberechnung und Zonenentscheid, wenn ($I_{L1} > I_F>$) UND globale Fußpunktfreigabe

KEINE Fußpunktfreigabe in Leiter L1, L2 oder L3	Zurücksetzen der berechneten Impedanzen der Messschleifen Leiter-Erde und Leiter-Leiter
$I_{L1} \leq I_F>$	$Z_{L1E}=0\Omega$, $Z_{L1L2}=0\Omega$, $Z_{L3L1}=0\Omega$
$I_{L2} \leq I_F>$	$Z_{L2}=0\Omega$, $Z_{L1L2}=0\Omega$, $Z_{L2L3}=0\Omega$
$I_{L3} \leq I_F>$	$Z_{L3}=0\Omega$, $Z_{L2L3}=0\Omega$, $Z_{L3L1}=0\Omega$

Tabelle 7: Rücksetzen der Messschleifenimpedanzen abhängig von der Fußpunktfreigabe

6.11.21.10 DIST: Leiterbevorzugung beim 2pE *Z< Measuring Loop PPG*

Im Falle eines 2pE-Fehlers kann festgelegt werden, ob die Leiter-Leiter- oder eine der Leiter-Erd-Messschleifen zur Berechnung der Mitimpedanz verwendet werden. Diese Einstellmöglichkeit wird auch Leiterbevorzugung genannt. Die Leiterbevorzugung wird auch bei der Berechnung eines stationären Netzzustandes angewendet.

Einstellwert	Bedeutung
PP	Auswahl der Leiter-Leiter-Messschleife
PG (leading)	Auswahl der voreilenden Leiter-Erd-Messschleife
PG (Lagging)	Auswahl der nacheilenden Leiter-Erd-Messschleife

Mit Hilfe des Einstellwertes kann z.B. im Falle einer kompensierten Sternpunktbehandlung einer der beiden Fußpunkt des 2pE-Kurzschluss angeschaltet werden.

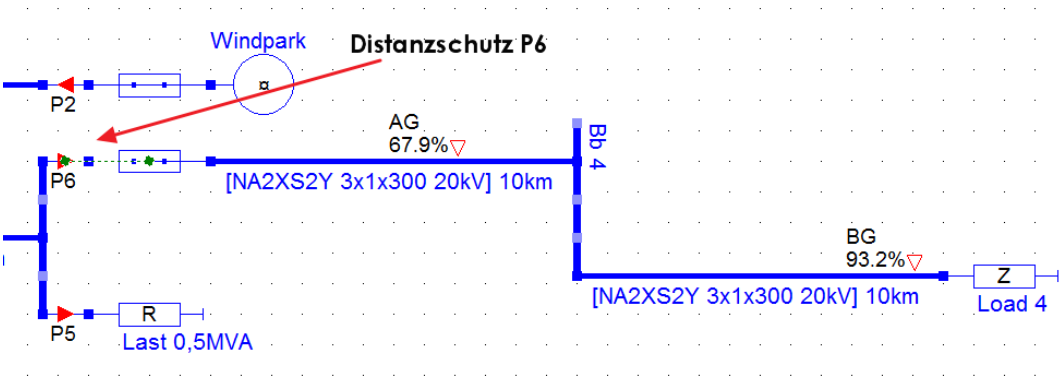


Abbildung 206: Beispiel: Probe P6 mit Distanzschutz beim 2pE-Kurzschluss

In Abbildung 182 wird die **Arbeitsweise der Leiterbevorzugung** hinsichtlich der Auswahl der Impedanzmessschleifen verdeutlicht. Die Überstromanregung des **Distanzschutzes am Messort P6** wurde so eingestellt, dass ein 1pE-Kurzschluss am Ende der 2. 10km langen Leitung sicher erkannt wird. Die 1. Zone ist auf 85% der gesamten Leitungslänge von 20km mit einer Staffelzeit von 0ms (Schnellzeit) eingestellt, die 2. Zone auf 110% der gesamten Leitungslänge und einer Staffelzeit vom 300ms. Die 2. Zone soll als Reserveschutzzone wirken.

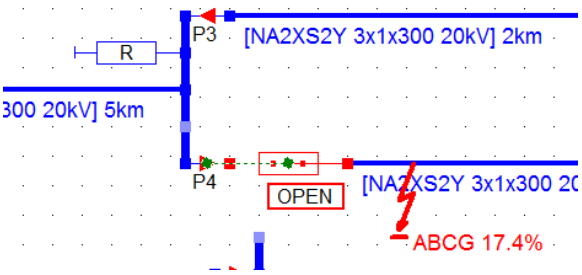


Abbildung 207: Distanzschutz: Anzeige des geöffneten Leistungsschalters

ATPDesigner zeigt den geöffneten Leistungsschalter (Switch, Kapitel 6.21), der mit dem Distanzschutz verbunden (siehe ***Combine*** Kapitel 6.11.22) ist, in der Netzgrafik farbig und durch das Textelement ***OPEN*** an.

Hinweis
Im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge wird das AUS-Kommando ***OPEN*** am Schalter Switch angezeigt. Bei der Berechnung eines stationären Netzzustandes wird das AUS-Kommando an der Probe angezeigt.

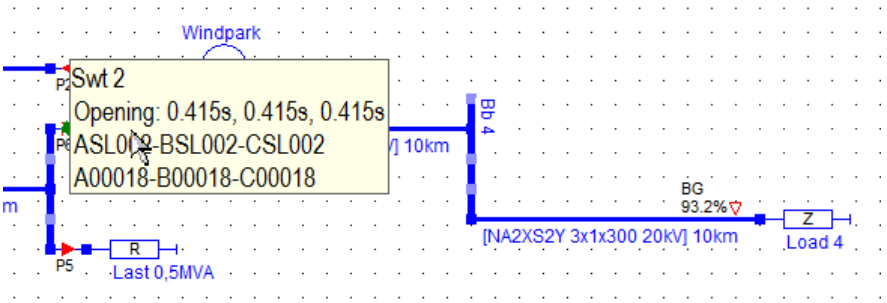


Abbildung 208: Distanzschutz: Anzeige der polselektiven AUS-Kommandozeit

Wird der Cursor „über" dem Leistungsschalter positioniert, so wird die polselektive AUS-Kommandozeit in einem Tooltip angezeigt.

Vorsicht !!!
Die angezeigte **AUS-Kommandozeit** ist als Schaltzeitpunkt im Sinne einer absoluten Zeitangabe zu verstehen, der auf **den Beginn der Simulation d.h. t = 0ms** bezogen ist, nicht auf den Kurzschlusseintritt oder die Anregung des Distanzschutzsystems. Der Fehlereintrittszeitpunkt muss subtrahiert werden, um die Schnellzeit ermitteln zu können.

Das Anregebild des Distanzschutzes am Messort P6 zeigt einen 2-poligen Kurzschluss mit Erdberührung ABG. Abhängig von der Leiterbevorzugung ergibt sich folgende Messschleifenauswahl.

- **Z< Measuring Loop PPG: *PP***
  Auswahl der Leiter-Leiter-**Messschleife AB**

- **Z< Measuring Loop PPG: *PG (leading)***
  Auswahl der voreilenden **Leiter-Erd-Messschleife AG**

- **Z< Measuring Loop PPG: *PG (Lagging)***
  Auswahl der nacheilenden **Leiter-Erd-Messschleife BG**

Der Distanzschutz berechnet für die ausgewählte Messschleife die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ und beurteilt den Impedanzwert in Bezug auf das Auslösepolygon. Die korrekte Auswahl kann im Beispiel von Abbildung 182 einfach durch die AUS-Kommandozeiten beurteilt werden.

- **Z< Measuring Loop PPG: *PG (leading)***
  Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ der Messschleife AG liegt innerhalb der 1. Zone. Das AUS-Kommando erfolgt zum Zeitpunkt 415ms. Bei einer eingestellten fehlerfreien Vorlaufzeit Prefault = 20 Cycles (Kapitel 6.4.1) und einer Staffelzeit von 0ms, beträgt die AUS-Kommandozeit des Distanzschutzes ca. 15ms nach Kurzschlusseintritt.

- **Z< Measuring Loop PPG: *PG (Lagging)***

Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ der Messschleife BG liegt innerhalb der 2. Zone. Das AUS-Kommando erfolgt zum Zeitpunkt 708ms. Bei einer eingestellten fehlerfreien Vorlaufzeit Prefault = 20 Cycles (Kapitel 6.4.1) und einer Staffelzeit von 300ms, beträgt die AUS-Kommandozeit des Distanzschutzes ca. 308ms nach Kurzschlusseintritt.

- **Z< Measuring Loop PPG: *PP***
  Die Beurteilung der Einstellung Leiterbevorzugung **Z< Measuring Loop PPG: *PP*** ist etwas schwieriger. Der Distanzschutz wählt hier die Messschleife AB aus. Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ ist abhängig von beiden Fußpunktend es 2pE-Fehlers. In dem gewählten Beispiel erfolgt das AUS-Kommando zum Zeitpunkt 708ms. Die Mitimpedanz der Messschleife $\underline{Z}_{1k}$ liegt also in der 2. Zone.

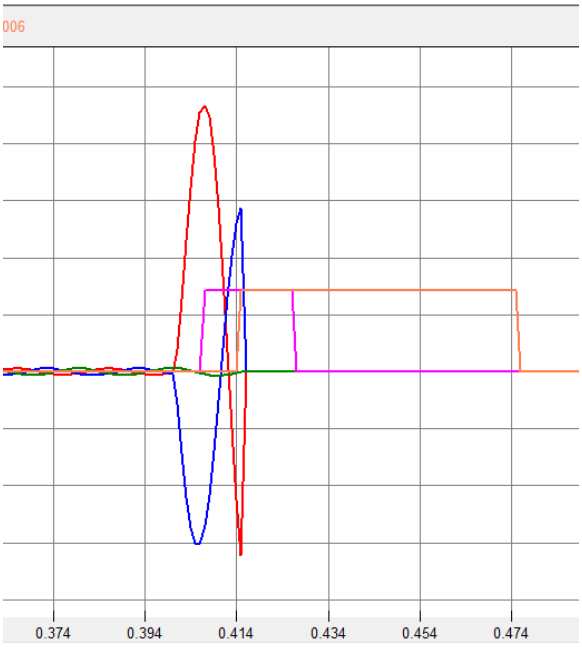


Abbildung 209: Distanzschutz: Ausloseverhalten beim 2pE-Kurzschluss mit PG (leading)

Abbildung 185 zeigt beispielhaft das zeitliche Auslöseverhalten des Distanzschutzes für das Beispiel in Abbildung 182 für die Leiterbevorzugung **PG (leading)**. Die **magenta Linie** ist das zeitliche Verhalten der Generalanregung, die **orange Linie** des AUS-Kommandos.

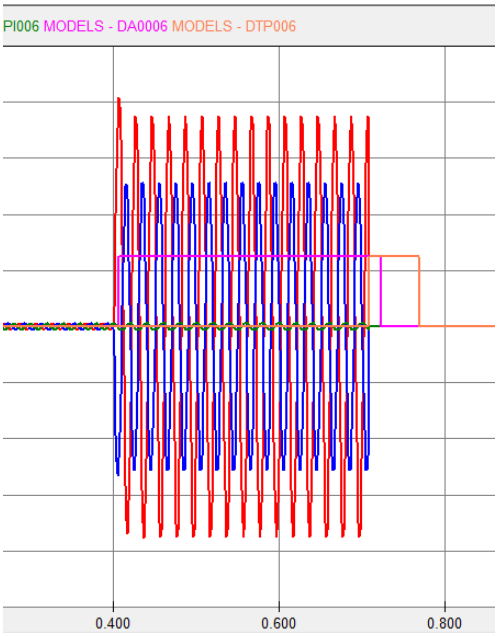


Abbildung 210: Distanzschutz: Ausloseverhalten beim 2pE-Kurzschluss mit PG (lagging)

Abbildung 186 zeigt beispielhaft das zeitliche Auslöseverhalten des Distanzschutzes für das Beispiel in Abbildung 182 für die Leiterbevorzugung **PG (lagging)**. Die **magenta Linie** ist das zeitliche Verhalten der Generalanregung, die **orange Linie** des AUS-Kommandos.

Hinweis
Das zeitliche Signal der Generalanregung und des AUS-Kommandos wurde mit einem Multiplikationsfaktor 1000 skaliert (siehe Kapitel 9.9).

6.11.21.11 DIST: Arbeitsweise des Distanzschutz-Algorithmus

Hinweis: Kapitel und Einstellwerte sind nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge relevant.

In Abbildung 187 ist die prinzipielle Arbeitsweise des abtastsynchron ablaufenden Algorithmus des Distanzschutzes dargestellt. Abtastsynchron bedeutet hier, dass zu nach der Berechnung der neuen Abtastwerte der elektrischen Größen Spannungen und Ströme der **MODELS**-basierte Algorithmus vollständig abgearbeitet wird.

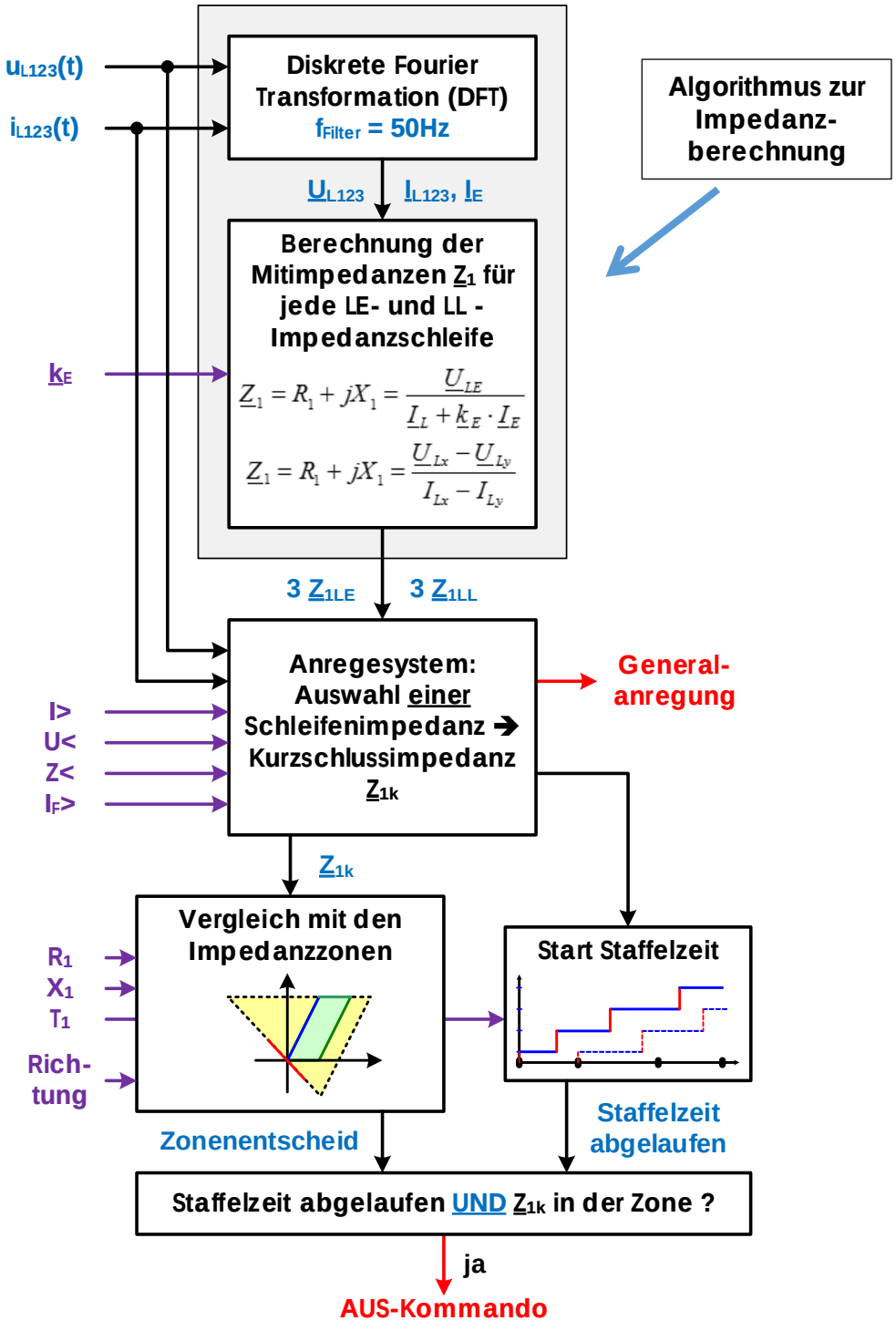


Abbildung 211: Prinzipielle Arbeitsweise des Distanzschutz-Algorithmus

Es gelten folgende weiterführende Kapitelreferenzen:

- Anregesystem I>, U<, U> Kapitel 6.11.18.2
- Impedanzalgorithmen und Fußpunktfreigabe I_F> Kapitel 6.11.18.9
- Vergleich mit den Impedanzzonen Kapitel 6.11.18.5
- AUS-Kommando Kapitel 6.11.18.12

Wie in Kapitel 6.11.18 erläutert können verschiedene Algorithmen zur Impedanzberechnung mit verschiedenen Eigenzeiten verwendet werden, die eine direkte Auswirkung auf die AUS-Kommandozeit haben. In Abbildung 187 entspricht der grau unterlegte Block bestehend aus Diskrete Fourier Transformation (DFT) und Berechnung der Mitimpedanz dem Algorithmus zur Impedanzberechnung.

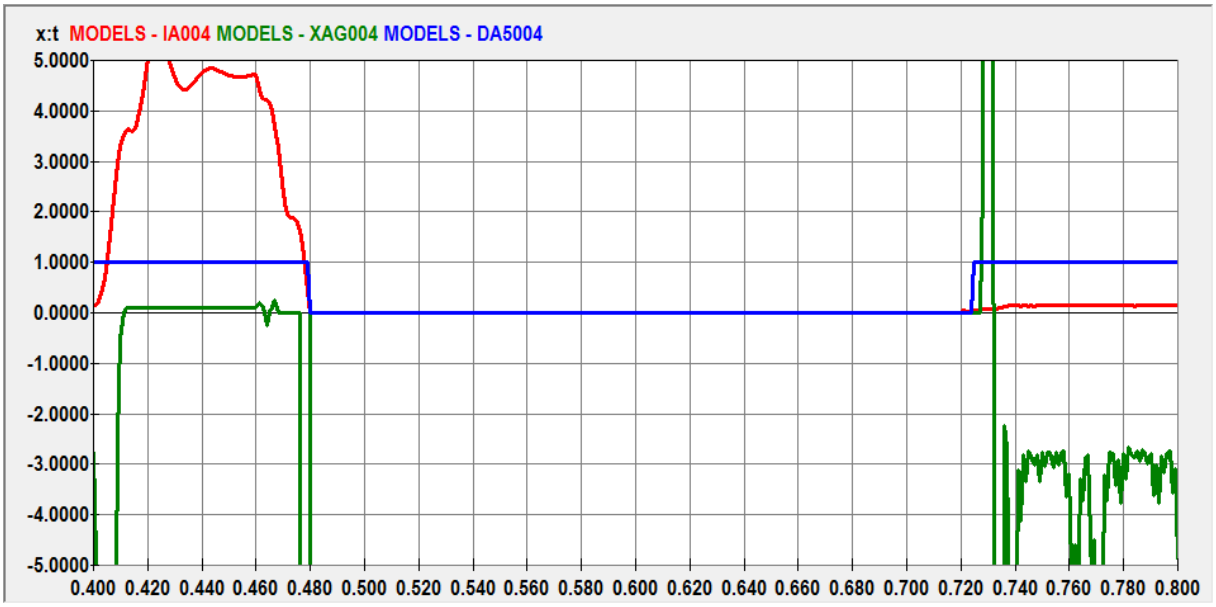


Abbildung 212: Fußpunktfreigabe IF> der Impedanzberechnung und Zonenauswertung

- **DA5xxx** Fußpunktfreigabe I_F>
- **IAxxx** Betrag des Leiterstroms I_{L1} in p.u. (skalliert)
- **XAGxxx** Reaktanz der Leiter-Erd-Messschleife L1-E

In Abbildung 188 ist die Wirkungsweise der Fußpunktfreigabe I_F> dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Berechnung der Kurzschlussimpedanzen nach Öffnen des Schalters (ca. 480ms) deaktiviert ist bis erneut ein Laststrom (ca. 720ms) nach Schließen des Schalters fließt.

6.11.21.12 DIST: Internes AUS-Signal (Distanz-AUS)

Zur Ermittlung des internen AUS-Kommandos werden je nach Anregung eine oder mehrere der Impedanzmessschleifen ausgewertet. Das interne AUS-Kommando wird nur dann generiert, wenn bei der entsprechenden Anregung die Mitimpedanz der Impedanzmessschleife innerhalb dem Auslösepolygon liegt und die Staffelzeit der zugehörigen Zone abgelaufen ist.

Das **interne AUS-Kommando** wird generiert, wenn
1. eine Generalanregung vorliegt UND
2. mindestens einer der Mitimpedanzen der sechs Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Impedanzmesschleifen innerhalb des Auslösepolygons liegt UND
3. kein AUS-Kommando ansteht UND
4. die Staffelzeit der Impedanzzone abgelaufen ist UND
5. die Fußpunktfreigabe $I_F>$ in den zugehörigen Leiterströmen erkannt wurde.

Im Falle der **Berechnung des stationären Netzzustandes** (Kapitel 7) wird davon ausgegangen, dass kein AUS-Kommando ansteht. Die Staffelzeiten werden statisch ausgewertet.

Anregung	Auswertung der Impedanzmessschleife
AG	AG
BG	BG
CG	CG
ABG	AB oder AG oder BG *)
BCG	BC oder BG oder CG *)
CAG	CA oder CG oder AG *)
ABCG	AB
AB	AB
BC	BC
CA	CA
ABC	AB

Tabelle 8: Ermittlung des internen AUS-Signals aus den Impedanzmessschleifen

Wie in Tabelle 7 zu erkennen ist, werden bevorzugt die Mitimpedanzen der Leiter-Leiter-Impedanzmessschleifen ausgewertet, da hier der Erdstromkompensationsfaktor k_E keinen Einfluss auf die Berechnung der Mitimpedanz hat.

Die in Tabelle 7 dargestellt Auswahlstrategie ist typisch für einen **einsystemigen Distanzschutz**, der unabhängig von der Anregung immer nur die Mitimpedanz einer Impedanzmessschleife auswertet. Die Auswahl der Impedanzmessschleife bei 2pE-Anregung*) ist abhängig vom Einstellwert **Z< Measuring Loop PPG ()**. In Tabelle 8 ist die anregeabhängige Auswahl der Impedanzmessschleife dargestellt.

Anregung	PP	PG (leading)	PG (lagging)
ABG	AB	AG	BG
BCG	BC	BG	CG
CAG	CA	AG	CG

Tabelle 9: Distanzschutz -Schleifenauswahl bei 2pE-Anregung

Hinweis
Die Schleifenauswahl wird mit Hilfe der leiterselektiven Anregungen, die aus den Überstrom-, der Unterspannungs- und Überspannungsanregemeldungen ermittelt werden.

6.11.21.13 DIST: 3-poliges AUS-Kommando des Distanzschutzes

Der Distanzschutz steuert den z.B. mit **Combine** (Kapitel 6.11.22) zugeordneten Schalter leiterselektiv also 1-polig an. Der AUS-Befehl wird leiterselektiv in der Nähe des Stromnulldurchganges an den jeweiligen Pol des Schalters ausgegeben. Dadurch wird das Löschen der Lichtbögen in der Schaltkammer näherungsweise nachgebildet.

Wird intern im Distanzschutzalgorithmus ein 3-poliges AUS-Kommando erzeugt, so wird leiterselektiv der aktuelle Augenblickswert des Leiterstromes gespeichert. Wechselt im Verlauf der Netzberechnung der Augenblickswert des Leiterstromes sein Vorzeichen, so wird der AUS-Befehl an den Schalter ausgegeben. Mit dieser Maßnahme werden auch numerische Oszillationen des ATP verhindert oder verringert.

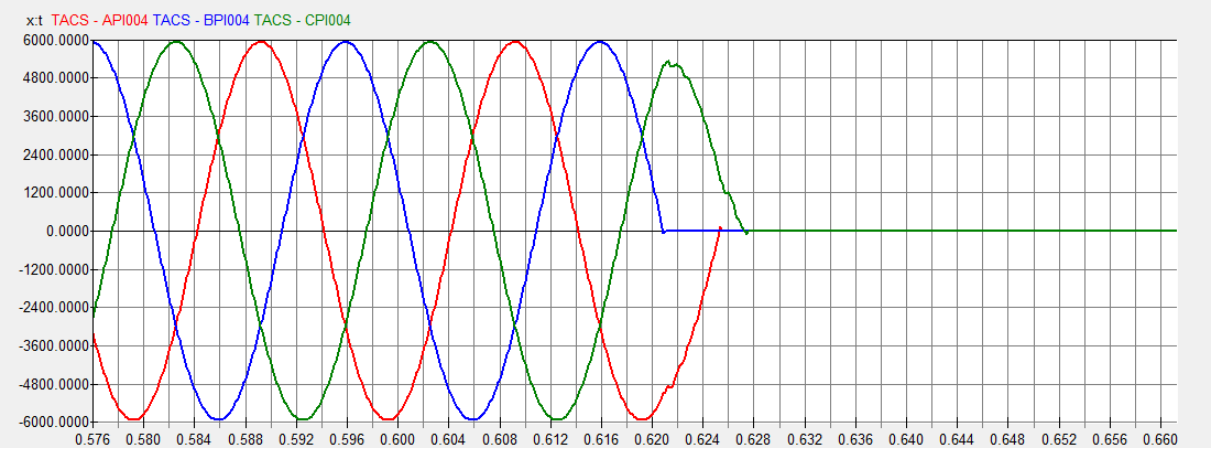


Abbildung 213: 3-poliges Abschalten des Kurzschlussstromes durch den Distanzschutz

6.11.21.14 DIST: Automatische Einstellung des Distanzschutzes

Mit Hilfe des Menüpunktes **Protection** – **Protection Design** – **Z<: Tripping Characteristic** können die polygonalen Impedanzzonen sowie die Kreiskennlinien sowie die gerichtete und ungerichtete Endzeiten der Distanzschutzgeräte automatisch eingestellt werden, deren zu schützenden Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren als Folgeleitungen im Netz angeordnet sind.

Es müssen den Probe zu schützende Netzwerkelemente wie z.B. Leitungen oder Transformatoren vor der Berechnung der Impedanzzonen zugeordnet werden.

1. Öffnen des Dialogs zur **Schutzanalyse**
2. Zuweisung von Schaltern und zu schützenden Betriebsmitteln durch Drücken des Buttons **Equipment**.
3. Ggfs. auftretende Fehler werden im **Messages Window** angezeigt.

Mit Hilfe des Dialogs **List of Protection Analysis** wird die Reihenfolge der Folgeleitungen festgelegt. Im nachfolgenden Beispiel in Abbildung 190 wird davon ausgegangen, dass die Reihenfolge der Folgeleitungen **Ltg2** und **Ltg3** ausgehend von der in der Hauptschutzzone zu schützenden Leitung **Ltg1** betrachtet wird.

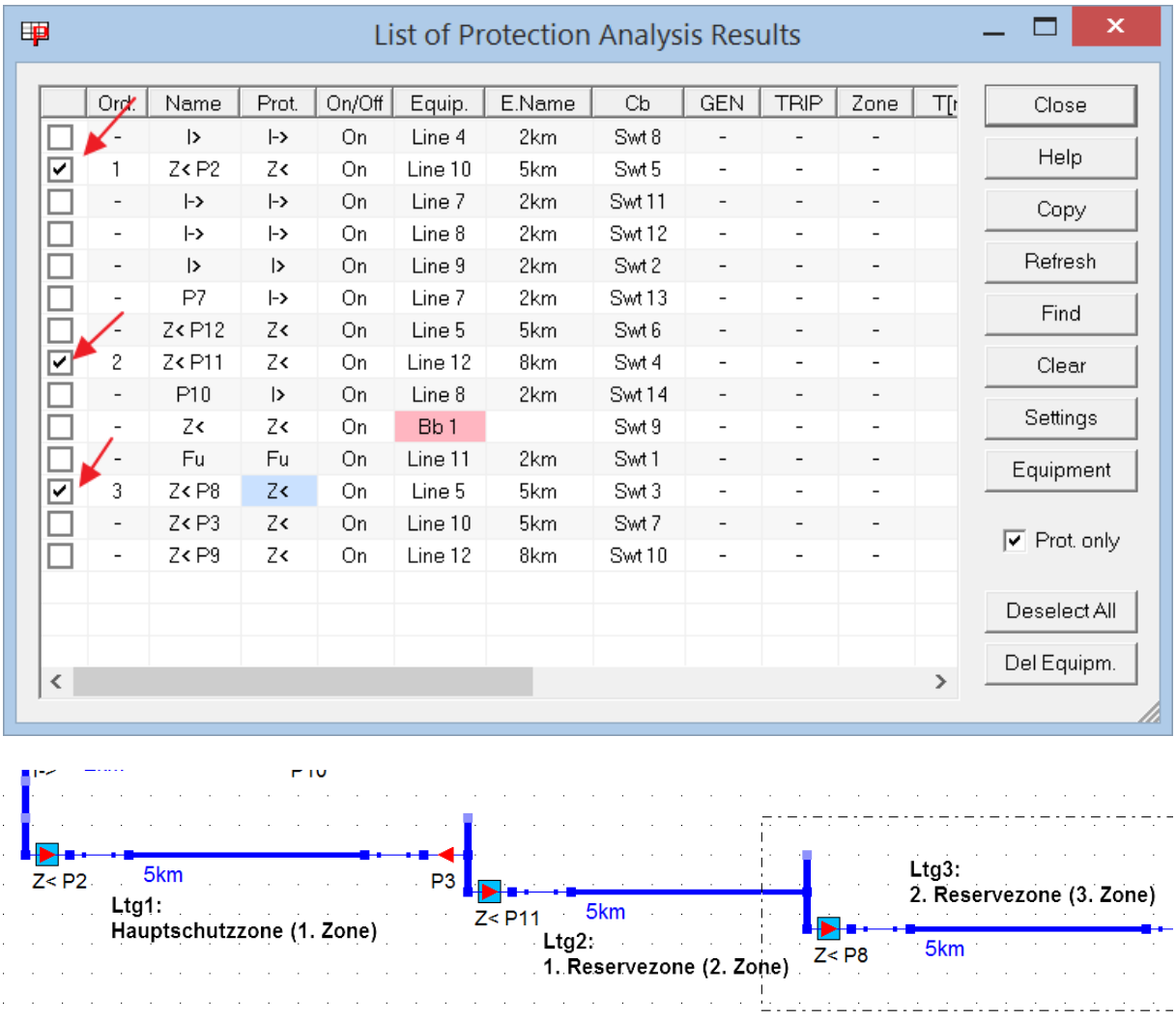


Abbildung 214: Reihenfolge der zu schützenden Leitungen und der Folgeleitungen

Damit ein zu schützendes Netzobjekt von dem Algorithmus berücksichtigt wird, muss die zugehörige Checkbox in der 1. Spalte des Dialogs **List of Protection Analysis** wie in Abbildung 190 gezeigt ausgewählt sein. Eine nicht durch die Checkbox ausgewählte Zeile wird ignoriert.

Eine weitere Annahme betrifft die Strommessrichtung der betrachteten Leitungen **Ltg1...3**: Die Messorientierung der Schutzgeräte muss wie in Abbildung 190 dargestellt innerhalb der Kette der Folgeleitungen identisch sein.

Ist die Reihenfolge der Folgeleitungen festgelegt, werden die hier beschriebenen Einstellwerte der Distanzschutzgeräte durch den Menüeintrag **Z<: Tripping Characteristic** wie in Abbildung 191 gezeigt berechnet.

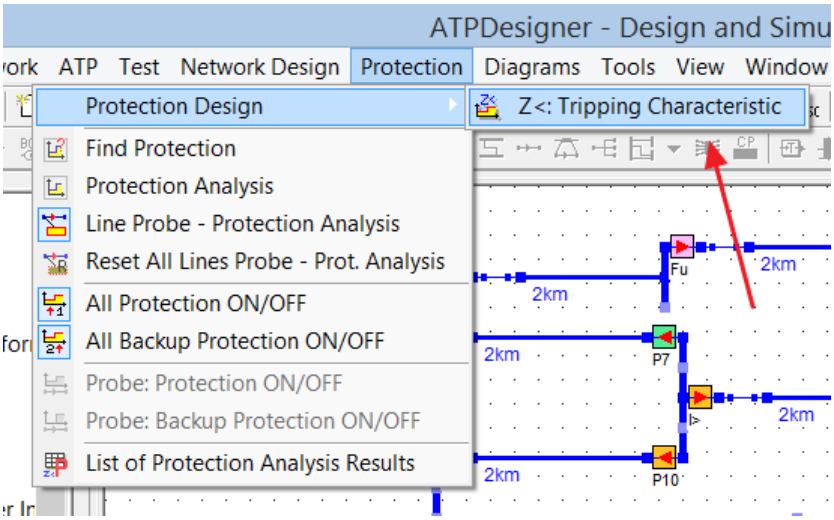


Abbildung 215: Automatische Einstellung von Distanzschutzgeräten an Folgeleitungen

Die nachfolgenden Einstellwerte werden automatisch ermittelt.

- **Anregesystem**
  - IF> = 0,05I_{nom}
  - IG> = 0,5I_{nom}
  - I> = 1,2I_{nom}
  - I>> = 1,5I_{nom}
  - V< = 0,7$V_{nom}/\sqrt{3}$
  - V<< = -1,0$V_{nom}/\sqrt{3}$ (d.h. inaktiv)
  - V> = 1000$V_{nom}/\sqrt{3}$ (d.h. inaktiv)

  Die U/I-Kennlinie ist deaktiviert.

- **Gerichtete Endzeit**
  - Kurzschlussrichtung vorwärts
  - Staffelzeit 2s

- **Ungerichtete Endzeit**
  - Kurzschlussrichtung vorwärts
  - Staffelzeit 2,5s

Die Resistanz der polygonalen Impedanzzone wird mit einer **Lichtbogenreserve Libo = 1,5** multipliziert.

Beginnend mit der Leitung, die von dem betrachteten Distanzschutzgerät als Hauptschutzzone zu schützen ist, werden die Impedanzzonen des Distanzschutzgerätes, das am Anfang von Leitung **Ltg1** angeschlossen ist, wie folgt berechnet. Die Einstellungen für den Distanzschutz erfolgen in der Registerkarte Distance.

Die primären Nennwerte der Spannungs- und Stromwandler des Distanzschutzes werden in der Registerkarte **Distance** eingestellt und aus den Werten der Nennspannung und des Nennstromes der Probe in der Registerkarte **General Data** ermittelt.

- Primäre Nennspannung Distanzschutz $V_{nprim} = V_{nom}$
- Primäre Nennstrom Distanzschutz $I_{nprim} = I_{nom}$

Die sekundären Nennströme der Spannungs- und Stromwandler für den Distanzschutz V_{nsec} und I_{nsec} werden nicht verändert und sollten auf 100V bzw. 1A eingestellt werden.

Im Folgenden wird die Berechnung der Staffelzonen erläutert.

- **1. Zone (= Hauptschutzzone)**
  - Kurzschlussrichtung vorwärts
  - Staffelzeit T = 0ms
  - Richtungsgerade 45°
  - Resistanz $R_1 = Libo \cdot f_s \cdot R_{1Ltg1}$
  - Reaktanz $X_1 = f_s \cdot X_{1Ltg1}$
  - Kreiskennlinie: Impedanzbetrag $Z_1 = f_s \cdot \left|\underline{Z}_{1Ltg1}\right|$
  - Impedanzwinkel $\varphi_1 = \operatorname{atan}\dfrac{X_{1Ltg1}}{R_{1Ltg1}}$
  - Erdfaktor $\underline{k}_E = \dfrac{\underline{Z}_{0Ltg1} - \underline{Z}_{1Ltg1}}{3 \cdot \underline{Z}_{1Ltg1}}$

- **2. Zone (= 1. Reservezone)**
  Folgt nach Leitung **Ltg1** noch eine weitere Folgeleitung **Ltg2**, so wird die 2. Zone des Distanzschutzgerätes am Anfang von Leitung **Ltg1** wie folgt eingestellt.
  - Kurzschlussrichtung vorwärts
  - Staffelzeit T = 300ms
    Die Staffelzeit ist mit dem Einstellwert **DT** im Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **Protection** identisch.
  - Richtungsgerade 45°
  - Resistanz $R_1 = Libo \cdot f_s \cdot \left(R_{1Ltg1} + f_s \cdot R_{1Ltg2}\right)$
  - Reaktanz $X_1 = f_s \cdot \left(X_{1Ltg1} + f_s \cdot X_{1Ltg2}\right)$
  - Kreiskennlinie: Impedanzbetrag $Z_1 = f_s \cdot \left(\left|\underline{Z}_{1Ltg1}\right| + f_s \cdot \left|\underline{Z}_{1Ltg2}\right|\right)$

- Impedanzwinkel $\varphi_1 = \text{atan}\dfrac{X_{1Ltg1} + f_s \cdot X_{1Ltg2}}{R_{1Ltg1} + f_s \cdot R_{1Ltg2}}$
- Erdfaktor = Erdfaktor der 1. Zone

Folgt nach Leitung **Ltg1** keine weitere Folgeleitungen **Ltg2, Ltg3.** etc., wird die 2. Zone des Distanzschutzgerätes auf 110% der Impedanz von Leitung **Ltg1** ausgelegt. Damit wird Leitung **Ltg1** vollständig mit der 2. Zone als Reservezone geschützt. Die weiteren Impedanzzonen des Distanzschutzgerätes am Anfang von Leitung **Ltg1** bleiben deaktiviert.

- Richtungsgerade 45°
- Resistanz $R_1 = Libo \cdot 110\% \cdot R_{1Ltg1}$
- Reaktanz $X_1 = 110\% \cdot X_{1Ltg1}$
- Kreiskennlinie: Impedanzbetrag $Z_1 = 110\% \cdot \left|\underline{Z}_{1Ltg1}\right|$
- Impedanzwinkel $\varphi_1 = \text{atan}\dfrac{X_{1Ltg1}}{R_{1Ltg1}}$
- Erdfaktor = Erdfaktor der 1. Zone

- **3. Zone (= 2. Reservezone)**
  Folgen nach Leitung **Ltg1** noch zwei weitere Folgeleitungen **Ltg2** und **Ltg3**, so wird die 3. Zone des Distanzschutzgerätes am Anfang von Leitung **Ltg1** wie folgt eingestellt.

  - Kurzschlussrichtung vorwärts
  - Staffelzeit T = 600ms
    Die Staffelzeit ist mit dem zweifachen des Einstellwertes **DT** im Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **Protection** identisch.
  - Richtungsgerade 45°
  - Resistanz $R_1 = Libo \cdot f_s \cdot \left(R_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(R_{1Ltg2} + f_s \cdot R_{1Ltg3}\right)\right)$
  - Reaktanz $X_1 = f_s \cdot \left(X_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(X_{1Ltg2} + f_s \cdot X_{1Ltg3}\right)\right)$
  - Kreiskennlinie: Impedanzbetrag $Z_1 = f_s \cdot \left(\left|\underline{Z}_{1Ltg1}\right| + f_s \cdot \left(\left|\underline{Z}_{1Ltg2}\right| + f_s \cdot \left|\underline{Z}_{1Ltg3}\right|\right)\right)$
  - Impedanzwinkel $\varphi_1 = \text{atan}\dfrac{X_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(X_{1Ltg2} + f_s \cdot X_{1Ltg3}\right)}{R_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(R_{1Ltg2} + f_s \cdot R_{1Ltg3}\right)}$
  - Erdfaktor = Erdfaktor der 1. Zone

  Folgt nach Leitung **Ltg1** nur noch eine einzige Folgeleitung **Ltg2**, so wird die 3. Zone des Distanzschutzgerätes so eingestellt, dass ein vollständiger Schutz der Folgeleitung **Ltg2** durch die 3. Zone sichergestellt ist.

  - Richtungsgerade 45°
  - Resistanz $R_1 = Libo \cdot 110\% \cdot \left(R_{1Ltg1} + R_{1Ltg2}\right)$

- Reaktanz $X_1 = 110\% \cdot \left(X_{1Ltg1} + X_{1Ltg2} \right)$
- Kreiskennlinie: Impedanzbetrag $Z_1 = 110\% \cdot \left(\left| \underline{Z}_{1Ltg1} \right| + \left| \underline{Z}_{1Ltg2} \right| \right)$
- Impedanzwinkel $\varphi_1 = \operatorname{atan} \frac{X_{1Ltg1} + X_{1Ltg2}}{R_{1Ltg1} + R_{1Ltg2}}$
- Erdfaktor = Erdfaktor der 1. Zone

Folgen nach Leitung **Ltg1** keine weitere Folgeleitungen **Ltg2, Ltg3.** etc., wird die 3. Zone des Distanzschutzgerätes am Anfang von Leitung **Ltg1** deaktiviert.

In Abbildung 192 ist beispielhaft die Zeitstaffelkennlinie für das Distanzschutzgerät am Netzknoten A dargestellt. Es gilt folgende Zuordnung:

- Ltg1 = Leitung A-B
- Ltg2 = Leitung B-C
- Ltg3 = Leitung C-D

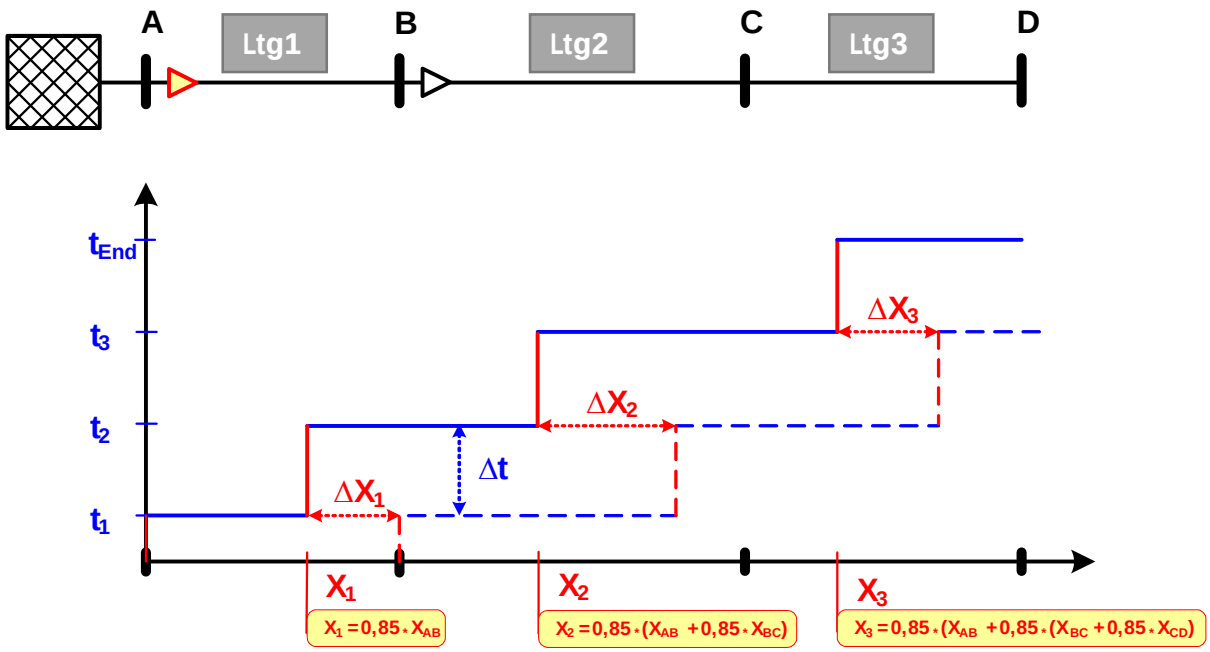


Abbildung 216: Design der Zeitstaffelkennlinie eines Distanzschutzes Ltg1-Ltg2-Ltg3

Meldungen *Protection Design* im Messages Window

- **Protection Design: Calculation of distance zones succcessfully done.**
  Die Distanzzonen konnten für die der Folgeleitungen erfolgreich ausgelegt werden.

- **Protection Design: One or more probes has been set to a wrong protection element.**
  Eine oder mehrere Schutzgeräte sind keine Distanzschutzgeräte.

- **Protection Design: Could not identify the network element to protect for one or more probes.**
  Einem oder mehreren Schutzgeräten wurde kein zu schützendes Betriebsmittel zugewiesen.

Die weiteren Distanzzonen werden nicht durch den Algorithmus eingestellt und bleiben deaktiviert.

6.11.22 DIST: Berechnung des stationären Netzzustandes

Wird ein Distanzschutz während der Berechnung des stationären Netzzustandes (Kapitel 7) ausgeführt, so werden die Meldungen der Distanzschutzgeräte im ***Messages Window*** ausgegeben. Wird nur der stationäre Netzzustand analysiert, so werden keine Schalter (**Switch**) benötigt. Das Ergebnis der Schutzanalyse wird mit den Kennungen **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) in der Netzwerkgrafik angezeigt.

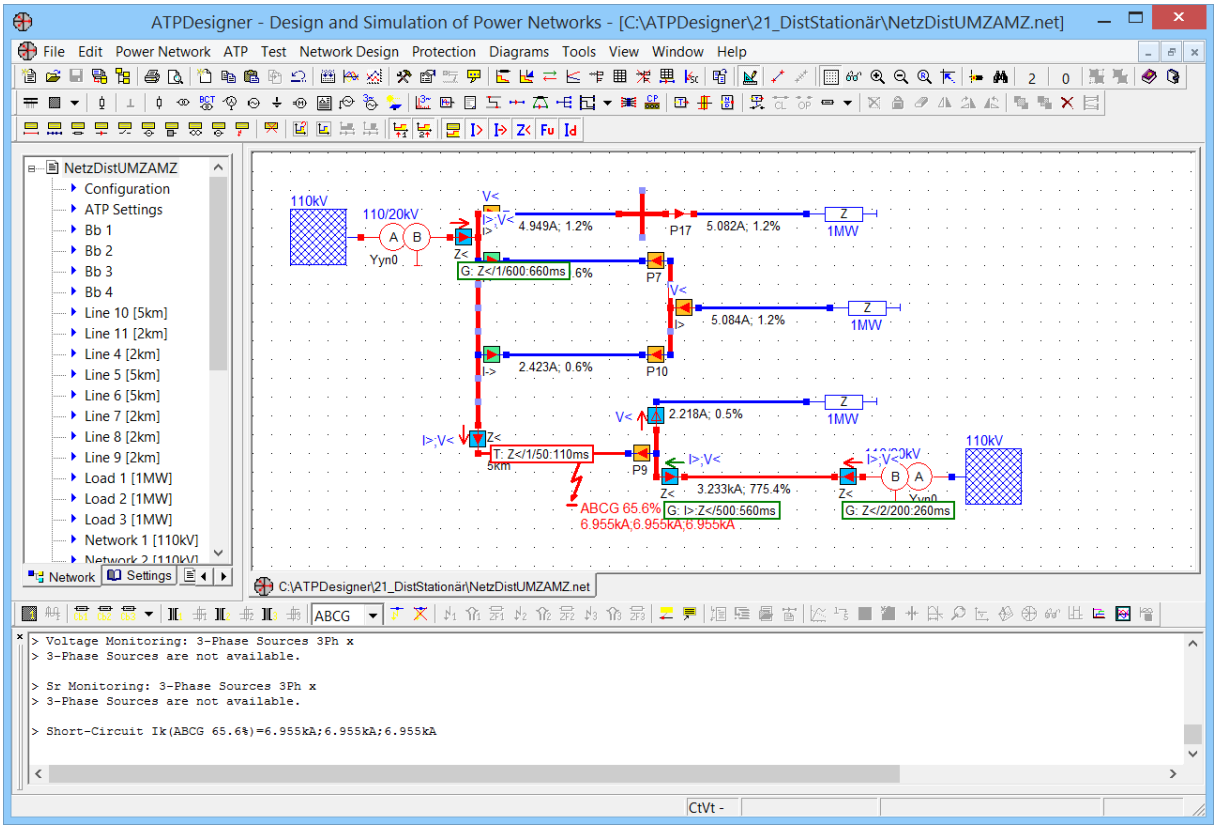


Abbildung 217: Stationärer Netzzustand - Ausgabe der Ergebnisse des Distanzschutzes

Nachfolgend sind die Ausgaben der Distanzschutzgeräte im ***Messages Window*** erläutert.

6.11.22.1 *Message Window*: Distanzschutz mit Polygonkennlinie

```
PROT> Z< [Prb 2] Distance Protection GEN=1 [V>=0(000), V<=1(110)] TRIP=0: V< disabled, V> disa
PROT> Z< [Prb 2] Distance Protection GEN=1 [I>=1(110), IG>=0, IF>=1(110), V>=0, V<=1] TRIP=1:
PROT> Z< [Prb 2] Distance Protection GEN=1 [I>=1(110), IG>=0, IF>=1(110), V>=0, V<=1] TRIP=0:
```

1. Anwenderspezifischer Name der Probe **Z<**
2. Referenzname der Probe **Prb 2**
3. Name der Schutzfunktion **Distance Protection(Polygon)**
4. GEN = 1/0: Generalanregung aktiv/inaktiv
5. Anregemeldungen des I> bzw. V<> - Anregesystems
   a. I>-Generalanregung und leiterselektive I> - Anregungen
      ⇨ Generalanregung (Anregungen L1 L2 L3) z.B. 1(101)
   b. Summenstromanregung IG>=0
   c. Fußpunktfreigabe IF>: global und leiterselektiv
      ⇨ Globale Fußpunktfreigabe (Fußpunktfreigabe L1 L2 L3)

   d. Über-/Unterspannungsanregung V< und V>
   e. U/I-Anregekennlinie VI
6. TRIP = 1/0 : AUS-Kommando aktiv/inaktiv
7. Zone = x/y
   a. Nummer der Impedanzzone (= Auslösepolygon)
   b. Name der ausgewählten Impedanzmessschleife (Kapitel 6.11.18.12)
8. Distanzschutz: berechnete Mitresistanz R_{1k}
9. Distanzschutz: berechnete Mitreaktanz X_{1k}
10. Distanzschutz: Einstellwerte der Zone x
    a. Mitresistanz R_1
    b. Mitreaktanz X_1
    c. Staffelzeit T
    d. Eigenzeit des Schutzverfahrens T_{pr}
    e. Eigenzeit des Leistungsschalters T_{cb}

Hinweis

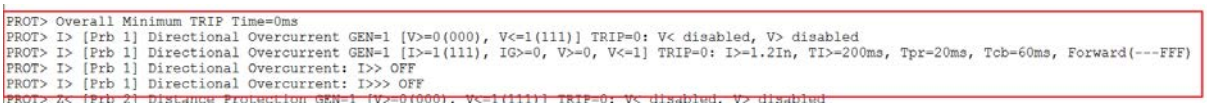
Die hier **berechnete Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k}$** ist eine Sekundärimpedanz d.h. auf die sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler bezogen.

6.11.22.2 *Message Window*: Distanzschutz mit Kreiskennlinie

```
PROT> Z< [Prb 2] Distance Protection GEN=1 [V>=0(000), V<=1(111)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> Z< [Prb 2] Distance Protection GEN=1 [IDMT>=0, TIDMT(I/Iref)=disabled] TRIP=0
PROT> Z< [Prb 2] Distance Protection: I>> OFF
PROT> Z< [Prb 2] Distance Protection: I>>> OFF
PROT> Z< [Prb 2] Distance Protection(Circle) GEN=1 [I>=1(111), IG>=0, IF>=1(111), V>=0, V<=1] TRIP=1: Zone=1/AB, Z1k=0.723496Ohm, Z1kkorr=0.678712Ohm, Z1=2.186Ohm, ß=45°, T
PROT> Z< [Prb 2] Distance Protection(Circle) GEN=1 [I>=1(111), IG>=0, IF>=1(111), V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=2/AB, Z1k=0.723496Ohm, Z1kkorr=0.723496Ohm, Z1=4.045Ohm, ß=0°, T
PROT> Z< [Prb 2] Distance Protection(Circle): Zone=3, OFF
PROT> Z< [Prb 3] Distance Protection GEN=1 [V>=0(000), V<=1(111)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
```

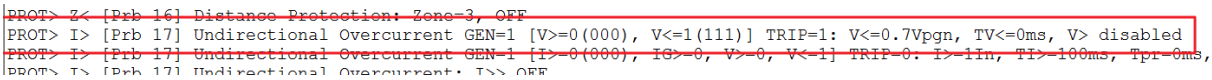
1. Anwenderspezifischer Name der Probe **Z<**
2. Referenzname der Probe **Prb 2**
3. Name der Schutzfunktion **Distance Protection(Circle)**
4. GEN = 1/0: Generalanregung aktiv/inaktiv
5. Anregemeldungen des I> bzw. V<> - Anregesystems
   a. I>-Generalanregung und leiterselektive I> - Anregungen
      ⇨ Generalanregung (Anregungen L1 L2 L3) z.B. 1(101)
   b. Summenstromanregung IG>=0
   c. Fußpunktfreigabe IF>: global und leiterselektiv
      ⇨ Globale Fußpunktfreigabe (Fußpunktfreigabe L1 L2 L3)
   d. Über-/Unterspannungsanregung V< und V>
6. TRIP = 1/0 : AUS-Kommando aktiv/inaktiv
7. Zone = x/y
   a. Nummer der Impedanzzone (= Auslösepolygon)
   b. Name der ausgewählten Impedanzmessschleife (Kapitel 6.11.18.12)
8. Distanzschutz: berechneter Betrag der Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$
9. Distanzschutz: berechneter Betrag der korrigierten Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k\,korr}$
   a. Korrektur unter Berücksichtigung der Lichtbogenreserve
10. Distanzschutz: Einstellwerte der Zone x
    a. Betrag der Mitimpedanz $\underline{Z}_1$
    b. Winkel β der Lichtbogenreserve
    c. Staffelzeit T
    d. Eigenzeit des Schutzverfahrens T_{pr}
    e. Eigenzeit des Leistungsschalters T_{cb}

6.11.22.3 *Message Window*: Gerichteter und ungerichteter UMZ-Schutz



1. Anwenderspezifischer Name der Probe **I>**
2. Referenzname der Probe **Prb 1**
3. Name der Schutzfunktion **Directional Overcurrent**
4. GEN = 1/0: Generalanregung aktiv/inaktiv
5. Anregemeldungen des I> bzw. V<> - Anregesystems
    a. Leiterselektive I> - Anregungen z.B. I>=1(110) und IG>=0 für eine 2-polige I>-Anregung AB
6. TRIP = 1/0 : AUS-Kommando aktiv/inaktiv
7. Anregeschwelle I>
8. Staffelzeit TI>
9. Eigenzeit des Schutzverfahrens T_{pr}
10. Eigenzeit des Leistungsschalters T_{cb}
11. Berechnete Kurzschlussrichtung für die sechs Messschleifen
    a. F = Vorwärts
    b. B = Rückwärts
    c. - = keine Richtung ermittelt

6.11.22.4 *Message Window*: Über- und Unterspannungsschutz U<>



1. Anwenderspezifischer Name der Probe **I>**
2. Referenzname der Probe **Prb 17**
3. Name der Schutzfunktion **Undirectional Overcurrent**
4. GEN = 1/0: Generalanregung aktiv/inaktiv
5. Anregemeldungen des V<> - Anregesystems z.B. V<=1(110) für eine 2-polige V<-Anregung AB oder ABG
    a. ODER-Verknüpfung der leiterselektiven Anregungen
    b. Leiterselektive Anregungen
6. TRIP = 1/0 : AUS-Kommando aktiv/inaktiv
7. Anregeschwellen und Zeitstufen des U<>-Schutzes, ggfs. wird der Schutz als deaktiviert (disabled) gekennzeichnet
8. Eigenzeit des Schutzverfahrens T_{pr}
9. Eigenzeit des Leistungsschalters T_{cb}

6.11.22.5 Messages Window: Kurzschlussimpedanzen des Mitsystems $\underline{Z}_{1k}$

Die sechs berechneten Kurzschlussimpedanzen $\underline{Z}_{1k}$ der Impedanzmessschleifen L1E (AG), L2E (BG), L3E (CG), L12 (AB), L23 (BC)und L31 (CA) werden im **Messages Window** ausgegeben.

```
PROT>  P1  [Prb  1]  Distance  Protection:  Z1ksec  AG=(3297.37  +
j2.74432)Ohm, BG=(3297.37 + j2.74431)Ohm, CG=(3297.37 + j2.74431)Ohm

PROT>  P1  [Prb  1]  Distance  Protection:  Z1ksec  AB=(3297.37  +
j2.74432)Ohm, BC=(3297.37 + j2.74432)Ohm, CA=(3297.37 + j2.74431)Ohm
```

Abbildung 218: Ausgabe der Kurzschlussimpedanzen im *Messages Window*

6.11.23 DIST: Berechnung der dynamischen Netzvorgänge

ATPDesigner berechnet aus den zeitlich veränderlichen Spannungen und Strömen mit Hilfe einer Diskreten Fourier Transformation (DFT) die komplexen Zeiger der netzfrequenten Grundschwingung für die Leiter-Erd-Spannungen, die Leiter-Leiter-Spannungen, die Leiterströme und die Leiter-Leiter-Ströme. Die Impedanzen werden mit Hilfe des eingestellten Impedanzalgorithmus z.B. nach McInnes/Morrisson berechnet.

Das AUS-Kommando **OPEN** wird im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge am Schalter (**Switch**) angezeigt.

Rückfall der Anregung
Bei einem Rückfall einer Anregung wird die zugehörige Zeitstufe zurückgesetzt.

Die nachfolgenden Signale werden in der .PL4-Datei (Grafikdatei) ausgegeben. Die Ausgabe in die .PL4-Datei (Grafikdatei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Output Signals** auf den Wert **Output List 4** eingestellt ist (siehe Kapitel 6.4.1). Die Kennung **xxx** entspricht der Nummer der Probe.

Im zeitlichen Verlauf der berechneten Resistanzen und Reaktanzen werden u.U. sehr große transiente Zahlwerte nach Kurzschlusseintritt berechnet, die eine grafische Darstellung und Auswertung erschweren. Daher werden diese Signale auf den Wert 1000Ω (sek.) für die Diagrammdarstellung begrenzt. Der Distanzalgorithmus verwendet die nicht begrenzten Kurzschlussmesswerte.

Name	Bedeutung
IB1xxx IB2xxx IB3xxx IB4xxx	Betrag des Leiterstroms I_{L1} [A] Betrag des Leiterstroms I_{L2} [A] Betrag des Leiterstroms I_{L3} [A] Betrag des Erdstrom I_G [A] Wird für I>-Anregung verwendet
DA1xxx DA2xxx DA3xxx DA4xxx	Anregung Leiter A=L1 Anregung Leiter B=L2 Anregung Leiter C=L3 Anregung Erde G=E 0 = keine Anregung, 1 = Anregung
DA5xxx	Anregung Fußpunktfreigabe I_F> 0 = Impedanzberechnung inaktiv, 1 = Impedanzberechnung aktiv
DCDxxx	Internes AUS-Kommando der Schutzfunktionen am Hilfskontakt erteilt, Start der **Zeitstufe Tcb** 1=AUS-Kommando erteilt, 0=AUS-Kommando nicht erteilt
Znxxx	**Zone 1:** n = 0: ODER-Verknüpfung der Entscheide für n = 1..6 n = 1: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 – Erde

	n = 2: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – Erde n = 3: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – Erde n = 4: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 - L2 n = 5: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – L3 n = 6: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – L1 **Zone 2:** n = 7: ODER-Verknüpfung der Entscheide für n = 8..13 n = 8: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 – Erde n = 9: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – Erde n = 10: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – Erde n = 11: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 - L2 n = 12: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – L3 n = 13: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – L1 **Zone 3:** n = 20: ODER-Verknüpfung der Entscheide für n = 14..139 n = 14: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 – Erde n = 15: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – Erde n = 16: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – Erde n = 17: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 - L2 n = 18: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – L3 n = 19: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – L1 1 = Sekundäre Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k}$ liegt innerhalb der Distanzzone 0 = sonst
XAGxxx XBGxxx XCGxxx	Sekundäre Mitreaktanz X_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife AG = L1 - Erde, BG = L2 - Erde bzw. CG = L3 – Erde
XABxxx XBCxxx XCAxxx	Sekundäre Mitreaktanz X_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife AB = L1 – L2, BC = L2 – L3 bzw. CA = L3 – L1 in Ohm
RAGxxx RBGxxx RCGxxx	Sekundäre Mitresistanz R_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife AG = L1 - Erde, BG = L2 - Erde bzw. CG = L3 – Erde
RABxxx RBCxxx RCAxxx	Sekundäre Mitresistanz R_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife AB = L1 – L2, BC = L2 – L3 bzw. CA = L3 – L1 in Ohm
DI1xxx DI2xxx DI3xxx	Korrigierter Leiterstrom zur Berechnung der Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleifen [A] 1 = Messschleife L1-E, 2 = Messschleife L2-E, 3 = Messschleife L3-E $DI(123)xxx = i_{L(123)}(t) + \underline{k}_E \cdot i_E(t)$, $i_E(t) = i_{L1}(t) + i_{L2}(t) + i_{L3}(t)$ **Hinweis:**

	Die Signale werden nur für den Impedanzalgorithmus nach McInnes/Morrison ausgegeben.
DF1xxx DF2xxx DF3xxx	Tiefpassgefilterte Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$ und $u_{L3}(t)$
DS1xxx DS2xxx DS3xxx	Tiefpassgefilterte Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$
GITxxx	Summenstrom $i_E(t) = i_{L1}(t) + i_{L2}(t) + i_{L3}(t)$ [A]

Die nachfolgenden Signale werden immer in der .PL4-Datei (Grafikdatei) ausgegeben.

Name	**Bedeutung**
DA0xxx	Generalanregung: 0 = keine Anregung, 1 = Anregung DA0xxx = DA1xxx ODER DA2xxx ODER DA3xxx
DTPxxx	Zustand des Leistungsschalters zur Unterbrechung des Kurzschlussstromes 0=Schalter geschlossen, 1=Schalter geöffnet, Kurzschlussstrom unterbrochen
DVGxxx	Generalanregung des V> - Schutzes 0 = keine Anregung, 1 = Anregung AKTIV
DVKxxx	Generalanregung des V< - Schutzes 0 = keine Anregung, 1 = Anregung AKTIV

6.11.23.1 *Messages Window*: Ausgabe von Meldungen

Einige Meldungen des Distanzschutzes werden im **Messages Window** ausgegeben.

```
PROT> PDIS: Z< P8 [Prb 8] [Swt 3] GEN=1 TRIP=0 (0,0,0) (---,---,---)s
PROT> PDIS: Z< P3 [Prb 3] [Swt 7] GEN=1 TRIP=0 (0,0,0) (---,---,---)s
PROT> PDIS: Z< P9 [Prb 9] [Swt 10] GEN=1 TRIP=0 (0,0,0) (---,---,---)s
PROT> PDIS: Z< P2 [Prb 2] [Swt 5] GEN=1 TRIP=1 (1,1,1) (0.181,0.181,0.181)s
PROT> PTOC: I-> [Prb 5] [Swt 12] GEN=1 TRIP=1 (1,1,1) (0.365,0.365,0.365)s

> ATPDesigner CPU Time 2.500s
--- Network calculation finalized: 27 error(s), 0 warning(s) found. ---
```

Abbildung 219: Meldungen der Schutzfunktionen im *Messages Window*

Einstellwert	Bedeutung
PDIS	Name der Schutzfunktion
P2 [Prb 2]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname der **Probe**
[Swt 5]	Der Probe zugeordneter Schalter
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
TRIP	Internes 3-poliges AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
(x, x, x)	Leiterselektives AUS-Kommando des Schalters (L1, L2, L3)
(y, y, y) s	Leiterselektive AUS-Kommandozeiten des Schalters (L1, L2, L3) „---“ : ungültige Zeitangabe Die Zeitangabe berücksichtigt das leiterselektive Löschen der Lichtbögen, das mit dem **Haltestrom I_{hold}** im Einstelldialog des **Switch** (siehe auch Kapitel 6.11.22) nachgebildet werden kann.

6.11.24 DIST: Signalvergleich

Wird ein Distanzschutzgerät verwendet, kann optional ein Signalvergleich aktiviert werden, der das AUS-Kommando eines sendenden Distanzschutzgerätes auswertet.

- Die Einstellung des Signalvergleiches in Abbildung 196 erfolgt immer aus Sicht des empfangenden Distanzschutzgerätes.

- Der Signalvergleich arbeitet nur, wenn die Schutzfunktion Distanzschutz **Distance Protection** in der Registerkarte **General Data** aktiv ist.

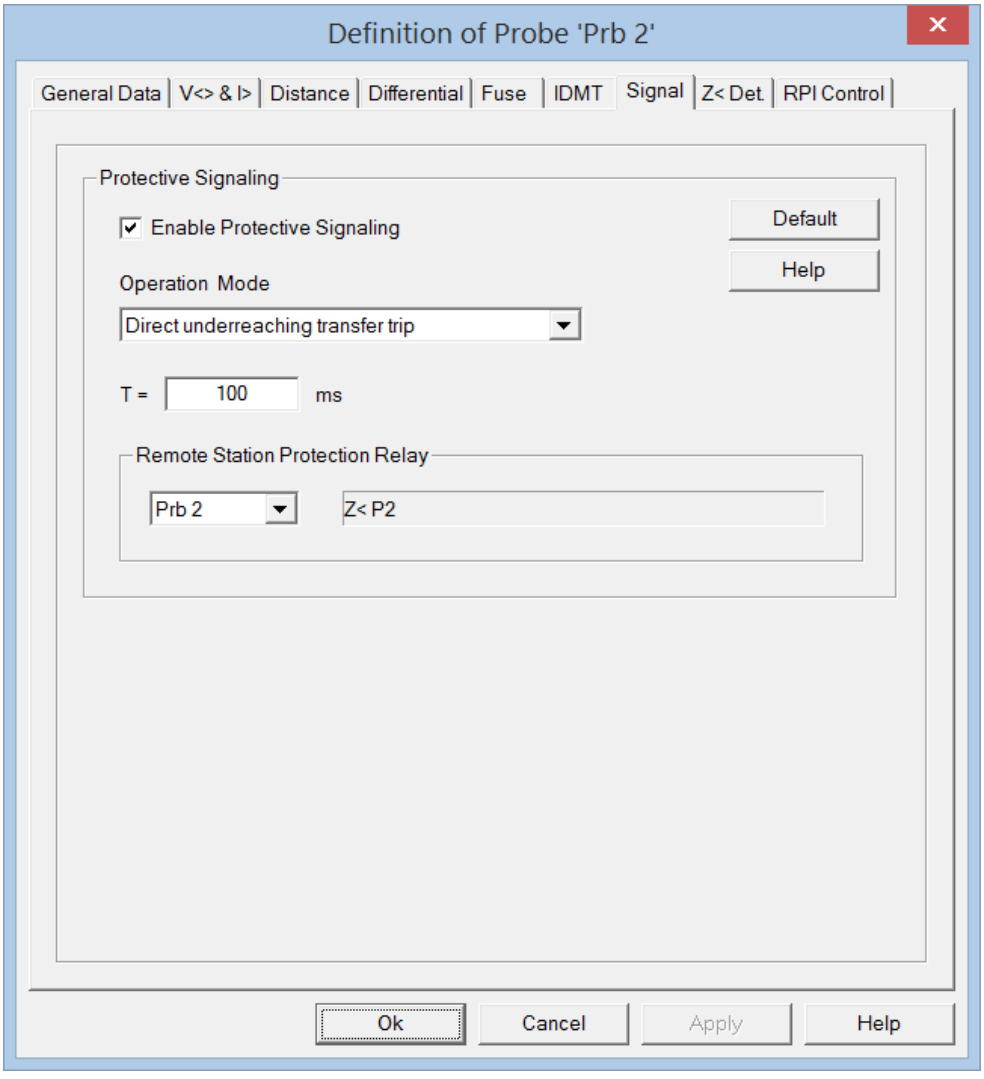


Abbildung 220: Signalvergleich für den Distanzschutz

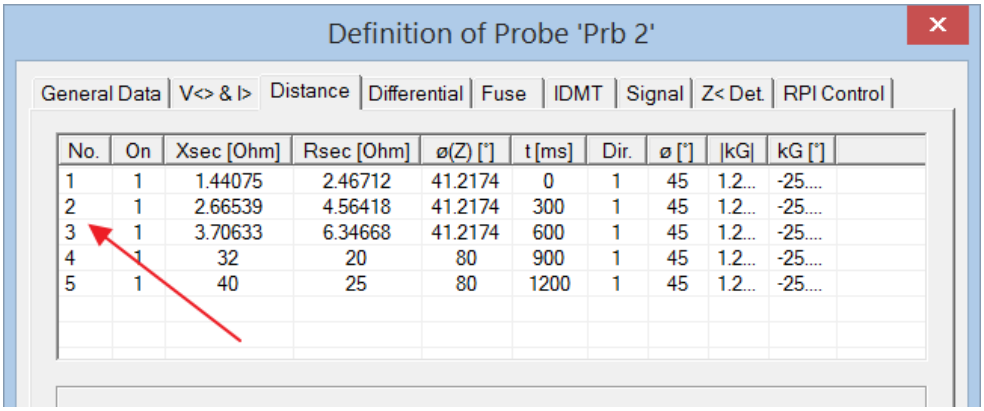


Abbildung 221: 1. Zone des Distanzschutzes

AUS-Kommando der 1. Zone des sendenden Distanzschutzes
Der Signalvergleichsschutz wertet nur das zonenselektive AUS-Kommando der 1. Zone des sendenden Distanzschutzes der Gegenstation aus. Die 1. Zone ist wie in Abbildung 197 markiert durch die Nummer **No. 1** in der Registerkarte **Distance** zu erkennen. Ist die 1. Zone des sendenden Distanzschutzes deaktiviert, erfolgt kein AUS-Kommando durch den Signalvergleichsschutz des empfangenden Distanzschutzes.

Einstellwert	Bedeutung
Enable Protective Signaling	Ein- bzw. Ausschalten des Signalvergleichsschutzes für das empfangende Distanzschutzgerät
Operation Mode	Betriebsart ▪ ***Direct underreaching transfer trip*** **Direkte Mitnahme** ▪ ***Permissive underreaching transfer trip*** **Anregeabhängige Mitnahme**
T	Startzeit in ms
Remote Station Protection Relay	Referenzname und anwenderspezifischer Name des sendenden Distanzsschutzgerätes

In Abbildung 196 ist für den empfangenden Distanzschutz der **Probe Prb 3** der Signalvergleichsschutz aktiviert. Das Signal wird von der sendenden **Probe Prb 2** empfangen und in der eingestellten Betriebsart ausgewertet.

Die **Betriebsarten des Signalvergleichsschutzes** in ATPDesigner orientieren sich an dem Signalvergleichsschutz des Distanzschutzgerätes P433 der Fa. Schneider Electric GmbH.

- **Direkte Mitnahme**
  Die empfangende **Probe** wertet das AUS-Kommando der 1. Zone der sendenden **Probe** aus. Erfolgte durch die sendende **Probe** ein AUS-Kommando der Distanzschutzfunktion, so wird der Schalter der empfangenden **Probe** unverzögert geöffnet.

- **Anregeabhängige Mitnahme**
  Die empfangende **Probe** wertet das AUS-Kommando der 1. Zone der sendenden **Probe** aus. Erfolgte durch die sendende **Probe** ein AUS-Kommando der Distanzschutzfunktion, so wird der Schalter der empfangenden **Probe** nach Ablauf der **Startzeit T** geöffnet, wenn die empfangende **Probe** eine Generalanregung des Distanzschutzes erkannt hat.

Automatische Zuordnung des Signalvergleiches mit *Combine*
Der Signalvergleichsschutz kann mit Hilfe der **grünen** **Combine**-Verbindungslinie ausgehend vom sendenden Distanzschutzgerät hin zum empfangenden Distanzschutzgerät zugeordnet werden.

1. **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button (Button bleibt als Schalter gedrückt)
2. Mouse Cursor "über" der **sendenden Probe** positionieren
3. **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten
4. Bei gedrücktem **Left Mouse Button** den Mouse Cursor über die **empfangende Probe** bewegen (eine gestrichelte Linie ist zu sehen)
5. **Left Mouse Button** loslassen

Der Signalvergleichsschutz der empfangenden Probe ist aktiviert und die Betriebsart **Direct underreaching transfer trip** (Direkte Mitnahme) eingestellt.

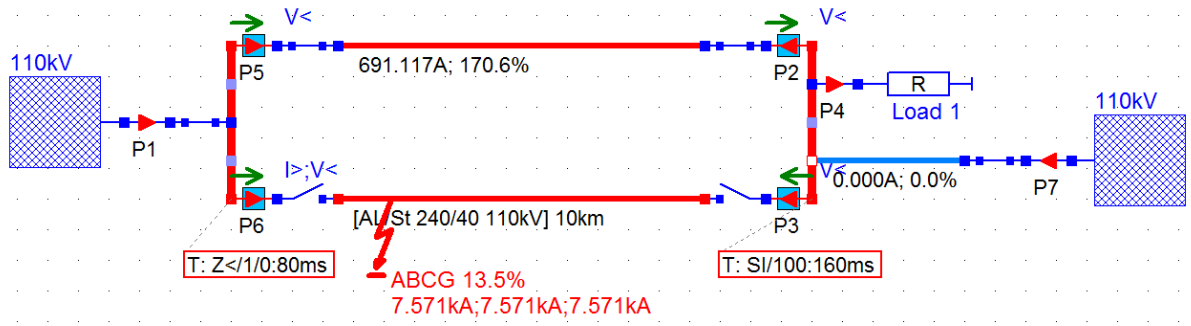


Abbildung 222: Distanzschutz und Signalvergleichsschutz

Das Beispiel in Abbildung 198 zeigt die Arbeitsweise des Signalvergleichsschutzes bei einseitiger Speisung des Kurzschlusses. Der 3-polige Kurzschluss führt zu einem AUS-Kommando des Distanzschutzes P6 und zu einer direkten Mitnahme des Distanzschutzes P3 in der Gegenstation durch den **Signalvergleichsschutz SI**.

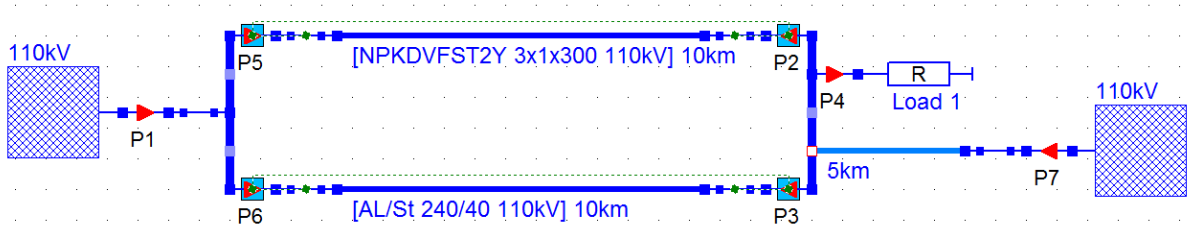


Abbildung 223: Anzeige der Wirkverbindung des Signalvergleichsschutzes

Mit dem Betätigen des Toolbar-Buttons können die Wirkverbindungen des Signalvergleichsschutzes in der Netzgrafik angezeigt werden.

6.11.25 Leistungsschalter für AUS- und EIN-Kommando (*Combine*)

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die Schutzfunktion einer **Probe** (Kapitel 6.11) direkt mit einem Schalter vom Typ **Switch** (siehe Kapitel 6.21) zu verbinden. Damit ist es möglich, sowohl AUS-Kommandos als auch Wiedereinschalt-Kommandos nachzubilden. Diese Verbindung kann per Hand im Einstelldialog des zugeordneten Leistungsschalters (**Switch** Kapitel 6.21) oder durch den Toolbar-Button **Combine** interaktiv per Mouse erfolgen. Die Kombination eines Leitungsschalters mit einer Probe wird während der Berechnung des stationären Netzzustandes und der dynamischen Netzvorgänge (siehe Kapitel 9) berücksichtigt.

Schalterpol-selektives Unterbrechen des Kurzschlussstromes

Wird ein **Switch** als Leistungsschalter für eine Schutzfunktion verwendet, so kann das polselektive Öffnen der Schalterpole, das netzphysikalisch durch das Löschen der Lichtbögen in der Nähe des Stromnulldurchganges verursacht wird, durch Einstellen des Haltestromes **Ihold** (siehe Abbildung 203) in guter Näherung nachgebildet werden.

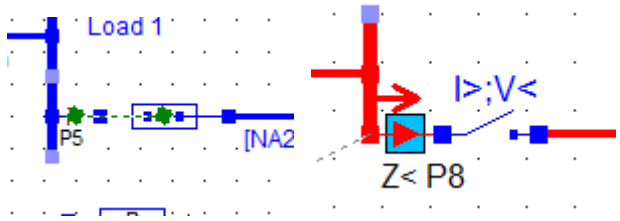
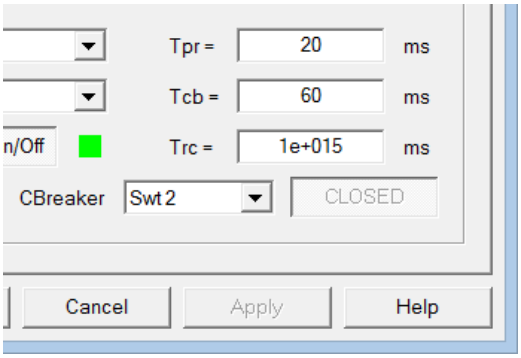


Abbildung 224: Schutzeinrichtung mit Leistungsschalter

In Abbildung 200 ist die Kombination einer Probe mit einem Switch durch die **gestrichelte grüne Verbindungslinie** zur erkennen. Probe und Switch können in der dargestellten Weise direkt an einem Netzknoten miteinander verbunden werden, um in Kombination eine **Schutzeinrichtung mit zugehörigem Leistungsschalter** zu realisieren. Es ist allerdings auch möglich, beide Netzwerkelemente beliebig im Netzwerk zu positionieren d.h. nicht direkt an einem gemeinsamen Knoten verbunden. Das AUS/EIN-Kommando wird intern durch eine logische Signalverbindung realisiert.

Einstellen der Kombination Probe - Switch von Hand

Im Einstelldialog der Probe ist der Name des Leistungsschalters aus der Liste **Circuit-Breaker** auszuwählen. In dem Beispiel rechts wurde der **Switch Swt2** der Probe als Leistungsschalter zugeordnet.



ATPDesigner konfiguriert die Einstellung des zugeordneten Switch automatisch, wenn eine Netzberechnung durchgeführt wird. Im Falle der Berechnung des stationären Netzzustandes wird der **Switch** so konfiguriert, dass er permanent geschlossen ist (Option **Closed at Start** aktivieren).

Combine - Einstellen der Kombination Probe - Switch per Mouse

Die Kombination von Probe und Switch als Schutzeinrichtung kann auch mit Hilfe der Mouse und zweier Toolbar-Buttons hergestellt und gelöscht werden.

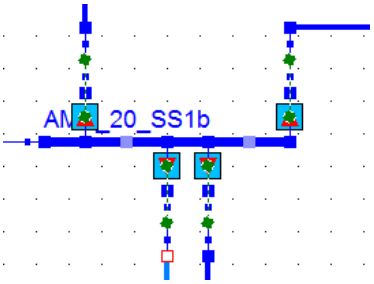


Abbildung 225: *Combine* - Einstellen der Kombination Probe - Switch per Mouse

In Abbildung 201 zeigt die grüne gestrichelte Line an, dass jeweils eine **Probe** und ein **Switch** als Schutzeinrichtung verbunden sind.

Löschen der *Combine* - Verbindung

1. Markieren der beiden verbundenen Netzwerkelemente **Probe** und **Switch** mit jeweils einem **Left Mouse Button Click**
2. Drücken des Toolbar-Buttons , wenn beide markiert sind

Danach ist die **grüne Combine**-Verbindungslinie gelöscht.

Erstellen der *Combine* - Verbindung

6. **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button (Button bleibt als Schalter gedrückt)
7. Mouse Cursor "über" der **Probe** positionieren
8. **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten
9. Bei gedrücktem **Left Mouse Button** den Mouse Cursor über den Switch bewegen (eine gestrichelte Linie ist zu sehen)
10. **Left Mouse Button** loslassen

Danach ist die **grüne Combine**-Verbindungslinie in der Netzgrafik zu erkennen.

Anzeige der gestrichelten grünen Verbindungslinien

Mit dem Button können die gestrichelten grünen Verbindungslinien angezeigt oder unsichtbar geschaltet werden.

Betriebsart des Switch für die Netzberechnung

ATPDesigner parametriert automatisch einen **Switch**, wenn dieser einer **Probe** als Schalter zugewiesen wurde. Die Einstellungen sind in Abbildung 203 dargestellt.

- **Berechnung stationärer Netzzustände (Kapitel 7)**
  ATPDesigner verwendet ein Resistanz basiertes Modell, um den Schalter geeignet nachzubilden. Diese Modellbildung ermöglicht es gleichzeitig, eine größere Anzahl Schutzgeräte in einem Netz einzusetzen.

- **Berechnung dynamischer Netzvorgänge (Kapitel 9)**
  ATPDesigner verwendet das ATP-basierte Modell **Switch** in der Betriebsart **Simple TACS Controlled Switch (Type 13)** zur Schalternachbildung. Mit diesem Modell kann der Schalter durch die integrierten MODELS basierten Schutzalgorithmen geöffnet und geschlossen werden.

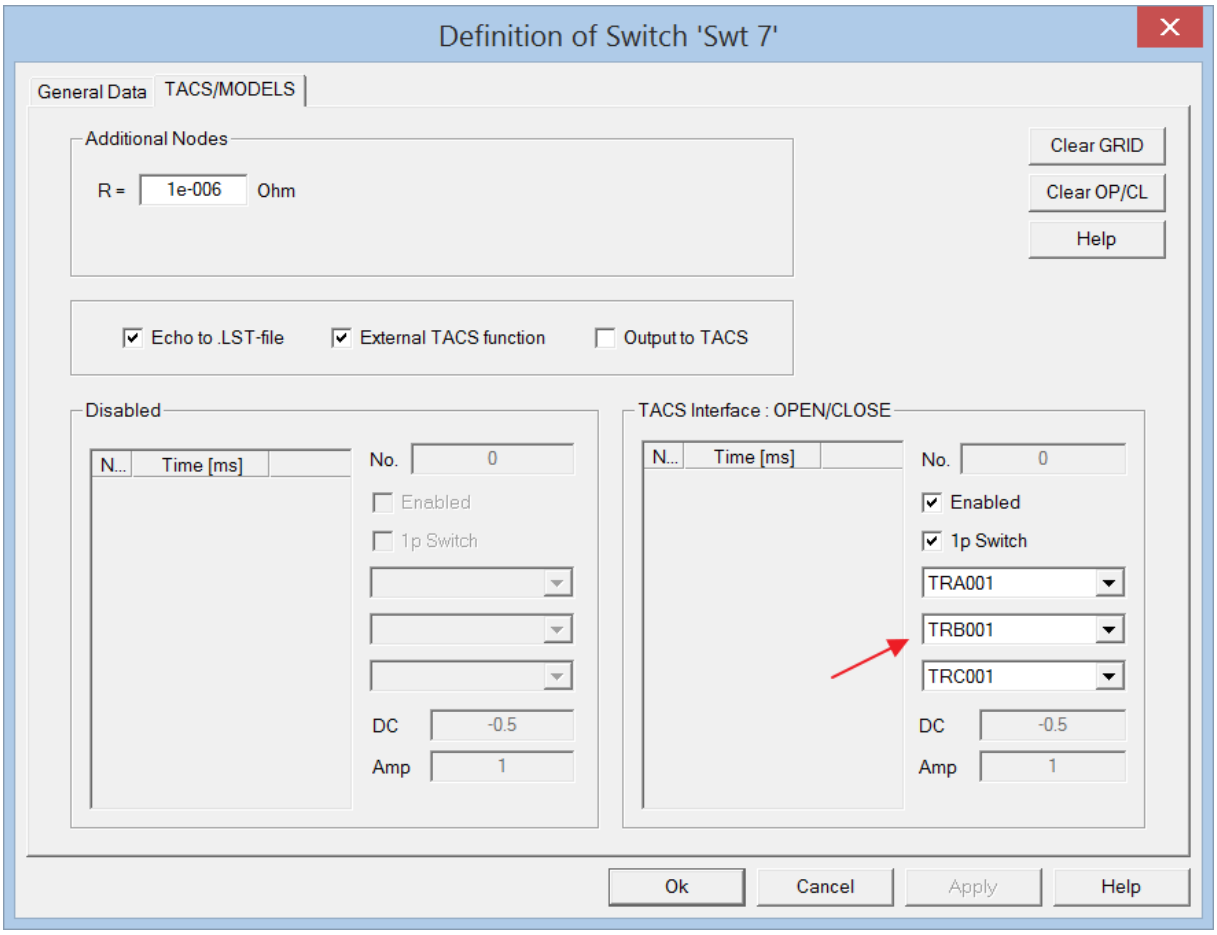


Abbildung 226: Combine Probe- Switch: Automatische Einstellung des TRIP-Signals

En Leistungsschalter wird immer 1-polig von einem Schutzgerät aus angesteuert, auch wenn das Schutzgerät nur ein 3-poliges AUS-Kommando ausgibt. Durch die 1-polige Ansteuerung zusammen mit dem Haltestrom **Ihold** (Abbildung 203) kann das polselektive Löschen der Lichtbögen im Schalter und damit das leiterselektive Unterbrechen des Kurzschlussstromes nachgebildet werden.

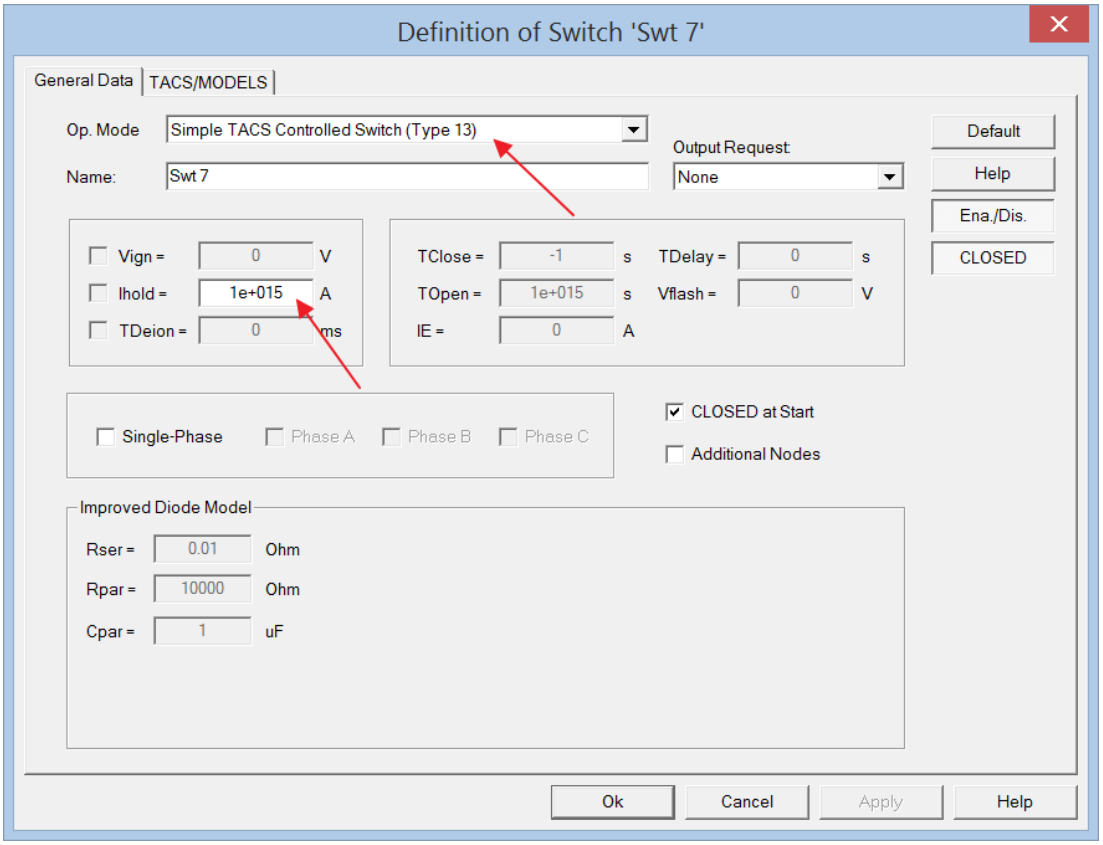


Abbildung 227: Combine Probe- Switch: Automatische Einstellung des *Switch*

Haltestrom Ihold

Mit dem Haltestrom **Ihold** (Abbildung 203) kann das polselektive Löschen des Lichtbogens in der Schaltkammer des Schalters in guter Näherung nachgebildet werden. Der Haltestrom wird als primärer Strom eingestellt. Der Schalterpol wird dann geöffnet, wenn ein Schaltbefehl z.B. durch eine Schutzfunktion erteilt wurde und der Momentanwert des Leiterstromes den eingestellten Wert des Haltestromes unterschreitet.

6.11.26 Fuse: Schmelzsicherung

In Abbildung 204 ist der Einstelldialog zur Definition der Kennlinie einer Schmelzsicherung dargestellt. Die Schmelzsicherung arbeitet leiterselektiv. Der Einstelldialog bietet die Möglichkeit, getrennte Kennlinie für die Berechnung des stationären Netzzustandes als auch für die Berechnung dynamischer Netzzustände mit dem Einstellwert **Fuse Characteristic** einzustellen.

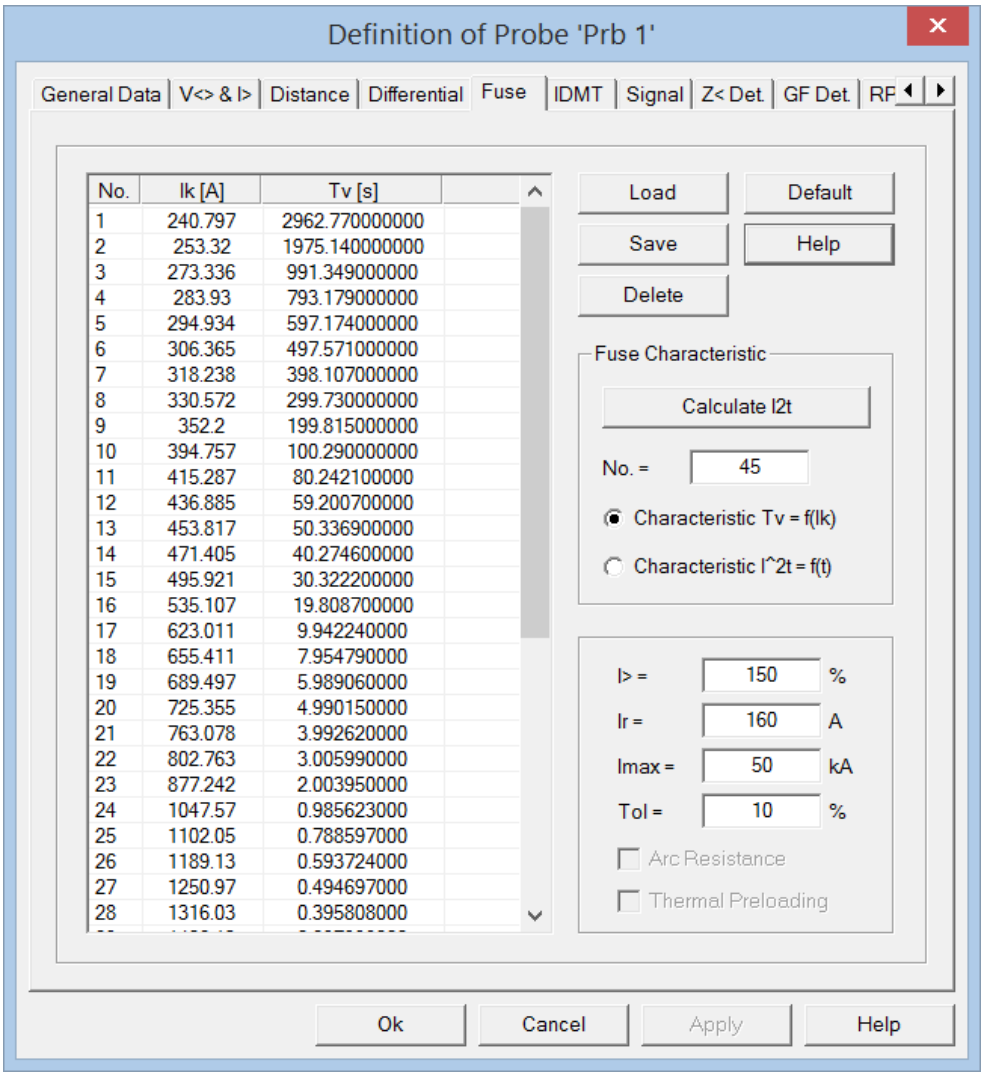


Abbildung 228: Einstelldialog für eine Sicherungskennlinie

Einstellwert	Bedeutung
Load	Einlesen einer Sicherungskennlinie im .csv-Format
Save	Sicherungskennlinie in eine .csv-Datei exportieren
Default	Grundeinstellung der Einstellwerte und der Sicherungskennlinie ausgeben
Help	Hilfedatei öffnen
Delete	Sicherungskennlinie (Listenwerte) löschen

Fuse Characteristic
Die Sicherungskennlinie wird mit der eingestellten Anzahl Stützstellen **No.** definiert.

- **Characteristic tvs = f(Ik)**
  Die Kennlinie kann nur im Falle der **Berechnung stationärer Netzzustände** verwendet werden.

Wert	Bedeutung
Ik [A]	Prospektiver Kurzschlussstrom in Ampere
tvs [s]	Virtuelle Schmelzzeit in Sekunden

- **Characteristic I^2t = f(t)**
  Die Kennlinie kann nur im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

Wert	Bedeutung
Time [s]	Zeitdauer in Sekunden beginnend vom Fehlereintritt bis zur aktuellen Zeit
I2t [A^2s]	Wert der Schmelzwärmewert I^2t (Joule-Integral) in A^2s, die zum Schmelzen der Sicherung erforderlich ist.

Calculate I2t
Auf Basis der **t_{vs} = f(I_k) – Kennlinie** wird die **I^2t = f(t) - Kennlinie** berechnet. Diese Kennlinie wird für das Sicherungsmodell zur Berechnung dynamischer Netzvorgänge benötigt.

$$I^2t = I_k^2 \cdot t_{vs} \qquad (1.98)$$

Der Fehlereintritt wird erkannt, wenn der Effektivwert des der Sicherung zugeordneten Leiterstromes den Ansprechwert I> überschreitet. In diesem Sinne kann die Einstellwert I> als Überstromanregung der Schmelzsicherung betrachtet werden. Insofern kann die Überstromanregung I> mit dem kleinen Prüfstrom der Sicherung verglichen werden.

Einstellwert	Bedeutung
No.	Anzahl Stützstellen der Sicherungskennlinie
I>	Ansprechwert der Schmelzsicherung (kleiner Prüfstrom) Überschreitet der Effektivwert des durch die Schmelzsicherung fließenden Leiterstroms die Ansprechwert I>, so wird die Zeitmessung zur Berechnung des Schmelzwärmewertes I^2t gestartet. Die Schmelzsicherung hat angeregt.
Ir	Bemessungsstrom (Nennstrom) der Schmelzsicherung
Imax	Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{cn} Das Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen definiert den Kurzschlussstrom, der von der Schmelzsicherung maximal abgeschaltet werden kann.
Tol	Toleranz der Kennlinie
Load	Einlesen einer Sicherungskennlinie aus einer .csv-Datei
Save	Speichern der Sicherungskennlinie aus einer .csv-Datei

Calculate I2t	Die Sicherungskennlinie für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge wird aus der Sicherungskennlinie für die Berechnung stationärer Netzzustände berechnet.

Die Toleranz der Kennlinie wird im Diagramm durch zwei weitere rot gestrichelte Kennlinien berücksichtigt.

$$T_v \pm Tol\ [\%] \qquad (1.99)$$

Hinweis
Die Einstellwerte für die Toleranz **Tol** und das Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen **Imax** werden für beide Berechnungsmethoden (stationär und dynamisch) immer gleich eingestellt.

Arc Resistance
Mit dieser Option kann ein Lichtbogenmodell aktiviert werden, das nach dem Schmelzen des Sicherungsdrahtes das zeitliche Verhalten des Lichtbogens in der Schmelzsicherung bis zum Lichtbogenlöschen nachbildet. Diese Option kann nur im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

Thermal Preloading
Mit dieser Option kann eine thermische Vorschädigung z.B. durch einen Kurzschlussstrom, der aber nicht zum Schmelzen des Sicherungsdrahtes führte, nachgebildet werden. Diese Option kann nur im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

Es wird sowohl bei der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge als auch bei der Berechnung des stationären Netzzustandes davon ausgegangen, dass das Schutzelement **Schmelzsicherung** aus drei unabhängig voneinander arbeitenden Schmelzsicherungen mit identischen technischen Daten besteht. Insofern ist es möglich, dass es abhängig von der Fehlerart im Kurzschlussfall leiterselektiv zu einer 1-poligen, 2-poligen oder 3-poligen Leiterunterbrechung kommen kann.

6.11.26.1 Erstellen einer Sicherungskennlinie

Eine neue Sicherungskennlinie kann manuell direkt in der Liste eingegeben und danach mit **Save** gespeichert werden. Alternativ dazu kann auch eine Sicherungskennlinie, die als .csv-Datei im Verzeichnis **..\Exe\Fuse** gespeichert sind, mit dem Button **Load** eingelesen werden. Anwenderspezifische Sicherungskennlinien können erstellt und ebenfalls eingelesen werden.

Datenformat der Sicherungskennlinie in der .csv-Datei
Das Dateiformat ist zeilenorientiert wie bei .csv-Dateien üblich. Die Werte werden durch ein Semikolon getrennt.

- 1. Wert: Kurzschlussstrom I_k [A]
- 2. Wert: Virtuelle Schmelzzeit t_{vs} [s]

```
0.0030000000;414.1152794000
0.0040000000;418.8514192000
0.0050000000;435.4817950000
0.0060000000;455.1465450000
0.0080000000;482.0476689000
```

- Es ist unbedingt erforderlich, dass ein Punkt als Trennzeichen für Vorkomma- und Nachkommastellen verwendet werden.

- Es sollte nach der letzten Zeile mit einem Datenpaar eine abschließende Leerzeile eingefügt werden, da sonst das Datenpaar der letzten Zeile ggfs. nicht erkannt und eingelesen wird.

Nach dem Einlesen der Sicherungskennlinie muss der Nennstrom der Sicherung Ir eingestellt werden. ATPDesigner ermittelt dann automatisch den **Ansprechwert I>**. Dazu wird aus der eingelesenen Sicherungskennlinie der kleinsten Wert des Kurzschlussstromes I_{min} ermittelt und berechnet nach Gleichung (1.100) den Ansprechwert I>.

$$I >= \frac{1,05 \cdot I_{min}}{I_r} \cdot 100\% \qquad (1.100)$$

Im nächsten Schritt sollte aus der Sicherungskennlinie **tvs = f(Ik)** für die Berechnung stationärer Netzzustände die Sicherungskennlinie **I^2t = f(t)** für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge ermittelt werden. Dazu muss der Button **Calculate I2t** gedrückt werden. Wird jetzt im Optionsfeld auf **Characteristic I^2t = f(t)** umgeschaltet, so wird die Sicherungskennlinie dargestellt.

Alternativ kann eine Sicherungskennlinie für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge mit dem Button **Load** eingelesen werden, wenn vorher die Option **Characteristic I^2t = f(t)** ausgewählt wurde. Das Dateiformat ist ebenfalls zeilenorientiert und die Werte werden durch ein Semikolon getrennt.

- 1. Wert: Zeit [s]
- 2. Wert: Schmelzenergie I^2t [A^2s]

Die in beiden Kennlinien verwendete Zeit ist so zu interpretieren, dass die Zeitmessung mit dem Überschreiten des Ansprechwertes I> gestartet wird und der Schmelzvorgang beginnt.

6.11.27 Fuse: Berechnung des stationären Netzzustandes

Wird eine Schmelzsicherung während der Berechnung des stationären Netzzustandes (Kapitel 7) ausgeführt, so werden nicht alle Einstellwerte aus Kapitel 6.11.23 und die damit verbundenen Funktionen verwendet. Folgende Einstellwerte für die Analyse der Berechnungsergebnisse werden berücksichtigt.

Einstellwert	Bedeutung
I>	Ansprechwert der Schmelzsicherung im Sinne einer Überstromanregung
Ir	Bemessungsstrom der Schmelzsicherung
Imax	Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{cn}

In dem Einstelldialog muss die Option **Characteristic tvs = f(Ik)** ausgewählt werden. Die Schutzanalyse geht davon aus, dass je Leiter einer unabhängig von den anderen Leitern arbeitende Schmelzsicherung verwendet wird. Die technischen Daten der drei Schmelzsicherungen werden als identisch angenommen.

ATPDesigner ermittelt leiterselektiv die Auslösezeiten getrennt für jede der drei Schmelzsicherungen einzeln, wenn der Betrag des Leiterstromes der jeweiligen Schmelzsicherung die Überstromanregung I> überschreitet. Die Auslösezeit wird wie auch für alle anderen Schutzfunktionen im Rahmen der Schutzfunktionsanalyse ausgewertet. Unter der Auslösezeit wird bei Schmelzsicherungen die Zeit vom Anregen bis zur Unterbrechung des Kurzschlussstromes (d.h. inkl. Lichtbogenlöschung) verstanden.

Überschreitet der Betrag des Leiterstromes das Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{max}, so wird eine unendlich große Auslösezeit festgelegt d.h. die Schmelzsicherung kann den Kurzschlussstrom nicht unterbrechen. Die Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse werden im Messages Window ausgegeben.

In der Netzwerkgrafik wird das Ergebnis der Schutzfunktionsanalyse der Schmelzsicherungen mit dem Kürzel **FU** bezeichnet. In dem Beispiel in Abbildung 205 ist zu erkennen, dass die beiden Sicherungen in den Leitern L1 und L2 anregen und mit endlichen Auslösezeiten die Kurzschlussströme unterbrechen. In Leiter 3 ist wegen des 2-poligen Kurzschlusses keine Anregung erkannt worden. Weitere Ausgabetexte sind in Abbildung 154 enthalten.

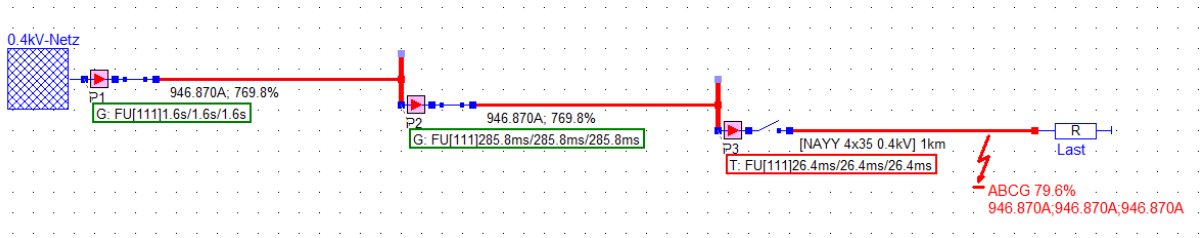


Abbildung 229: AUS-Kommando der Sicherungen *Fuse* in der Netzwerkgrafik

Hinweis
Die Eigenzeit der Schutzfunktion T_{pr} sowie die Schaltereigenzeit T_{cb} haben im Falle der Schmelzsicherung keine Bedeutung und werden nicht berücksichtigt.

In Abbildung 206 ist bespielhaft der Ausgabetext im Messages Window für zwei in Serie geschaltete Schmelzsicherungen (zu je drei Einzelsicherungen der Leiter ABC) im Falle eines 2-phasigen Leiter-Leiter-Kurzschlusses AB dargestellt.

```
PROT> Checking the settings of all protection elements: O.K., no errors found
PROT> Overall Minimum TRIP Time=68.9818ms
PROT> P1 [Prb 1] Fuse GEN=1 [I>=1, Imax=0, Phase A, T(I)=137.964ms, I/Ir=7.68026] TRIP=0
PROT> P1 [Prb 1] Fuse GEN=1 [I>=1, Imax=0, Phase B, T(I)=138.974ms, I/Ir=7.65277] TRIP=0
PROT> P1 [Prb 1] Fuse GEN=1 [I>=0, Imax=0, T(I)=disabled] TRIP=0
PROT> P2 [Prb 2] Fuse GEN=1 [I>=1, Imax=0, Phase A, T(I)=68.9818ms, I/Ir=7.68025] TRIP=1
PROT> P2 [Prb 2] Fuse GEN=1 [I>=1, Imax=0, Phase B, T(I)=69.4866ms, I/Ir=7.65278] TRIP=0
PROT> P2 [Prb 2] Fuse GEN=1 [I>=0, Imax=0, T(I)=disabled] TRIP=0

PROT> Protection Elements WITH TRIP COMMAND
PROT> P2 [Prb 2] GEN=1 TRIP=1 >>> T: FU[110]/69.0
```

Abbildung 230: Ausgabe der Ergebnisse der Sicherung im *Messages Window*

Löst eine Sicherung nicht aus, so wird im **Messages Window** die Auslösezeit mit dem Wert **1.79769e+308ms** (= unendlich) angegeben.

Meldung	Bedeutung
I> = 0/1	0 = Schmelzsicherung in dem Leiter hat nicht angeregt 1 = Schmelzsicherung in dem Leiter hat angeregt
Imax = 0/1	0 = Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{max} wurde nicht überschritten 1 = Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{max} wurde überschritten, der Kurzschlussstrom kann nicht unterbrochen werden
Phase A, B, C	Schmelzsicherung in Leiter L1 = A, L2 = B, L3 = C
T(I)	Kurzschlussstromunterbrechungszeiten der Schmelzsicherung nach Auswertung der Auslösekennlinien
I/Ir	Kurzschlussstrom in p.u. bezogen auf den Bemessungsstrom I_r

6.11.28 Vdiff: Messen einer Differenzspannung mit einer *Measuring Line*

Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Connection** in der Betriebsart **Measuring Line** und einer **Probe** ist es möglich, die Differenzspannung zwischen zwei Knoten zu messen. In Abbildung 207 ist ein Beispielnetz dargestellt.

1. Aufbau des elektrischen Netzes
2. Einfügen der **Probe** zur Messung der Differenzspannung, Auswahl der Betriebsart **Vdiff**
3. Verbindung von zwei Knoten des elektrischen Netzes mit der **Probe** mit Hilfe der **Connection** in der Betriebsart **Measuring Line**.

Um eine **Measuring Line** zu verwenden kann sehr einfach der Toolbar Button verwendet werden. nach dem Drücken des Toolbar Buttons wird wie bei den Netzwerkelementen **Connection** oder **Line** bekannt die beiden Knoten verbunden. Zur Kennzeichnung der Betriebsart wird die **Measuring Line** **grün** gezeichnet.

Vorsicht

Wird in dem Beispiel in Abbildung 207 für die **Probe** P2 eine andere Betriebsart als **Vdiff** gewählt, so wirkt die Probe wie ein elektrischer Kurzschluss.

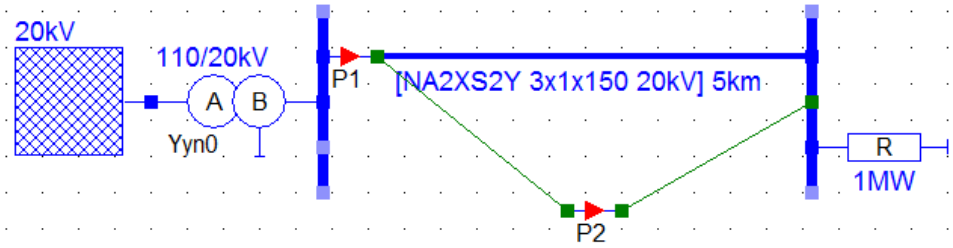


Abbildung 231: Messen einer Differenzspannung

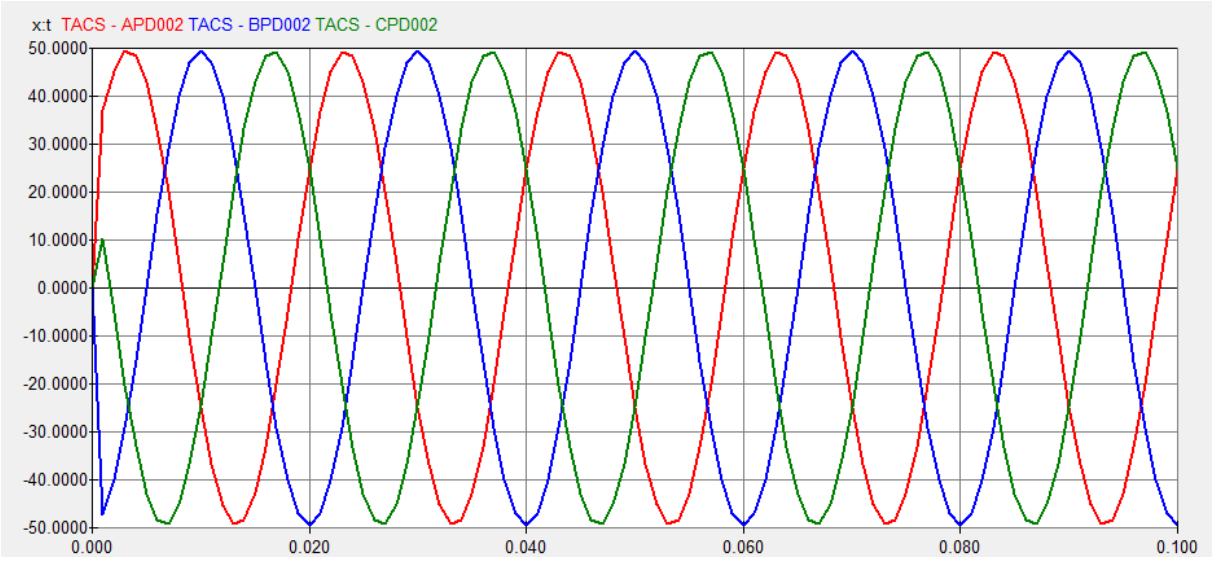


Abbildung 232:Differenzspannungen (ABC)PD002 in einem Diagramm

6.11.29 DIFF: Differenzialschutz

ATPDesigner ermöglicht es, einen Differenzialschutz mit zwei Strommessorten (2-Bein-Differenzialschutz) für Leitungen und Transformatoren zu verwenden. Der Differenzialschutz wird leiterselektiv ausgeführt. Die leiterselektiven AUS-Kommandos und zu einem AUS-Kommando verodert.

Um die korrekte Arbeitsweise des **Differenzialschutzes für Transformatoren** sicherzustellen, muss das zu schützende Betriebsmittel d.h. der Transformator oder die Leitung im Einstelldialog der **Probe** (Kapitel 6.11.1) mit dem Einstellwert **Equipment** oder mit Hilfe des Buttons **Equipment** in der **Schutzanalyse-Tabelle** (Kapitel 6.11.6) zugeordnet werden.

Eine umfangreiche und gut verständliche Erläuterung der Grundlagen des Differenzialschutzes ist in [7] zu finden.

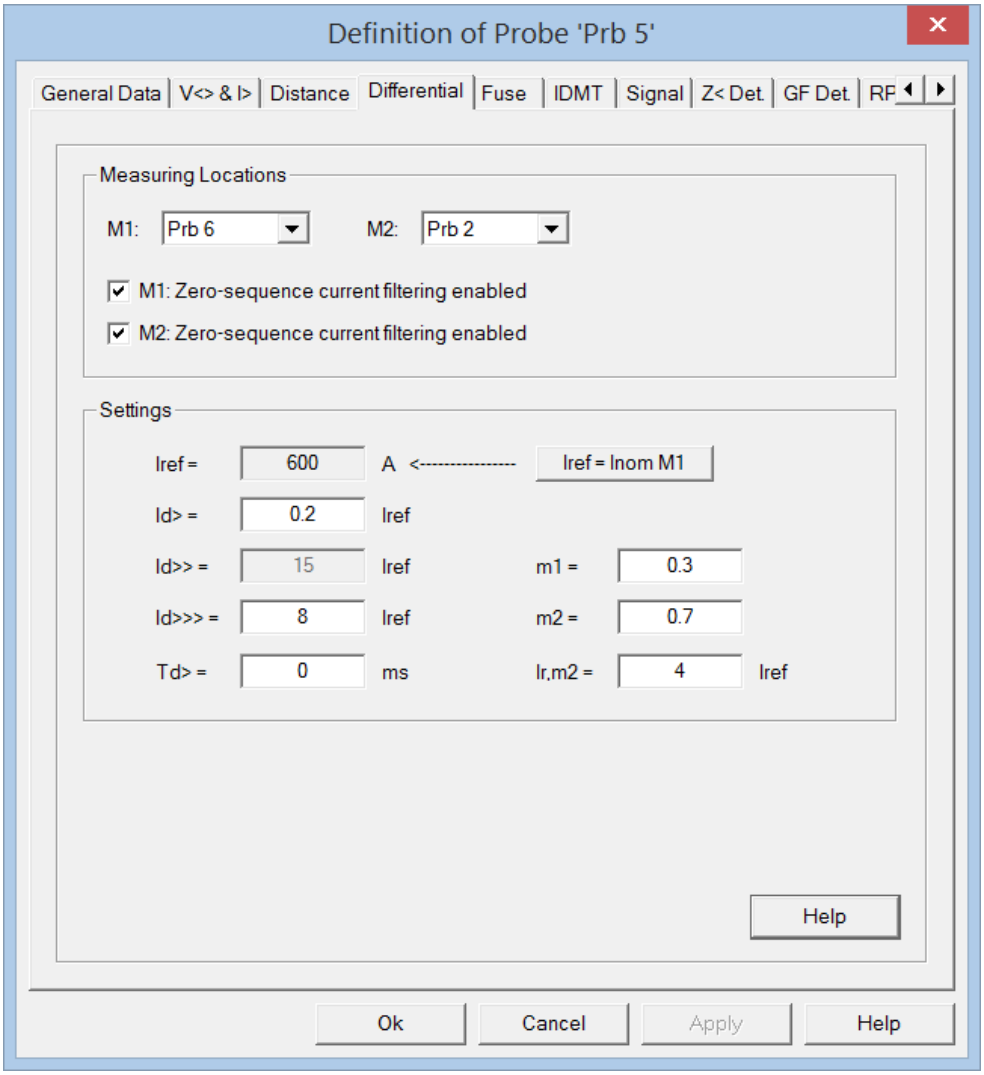


Abbildung 233: Differenzialschutz – Einstellwerte der Registerkarte *Differential*

Measuring Locations M1 und M2

Die beiden Einstellwerte geben die **Probe** an, mit deren Hilfe die Leiterströme an den OS- und US-Wicklungen des Transformators gemessen werden.

Der Differenzialschutz benötigt drei **Probe**:

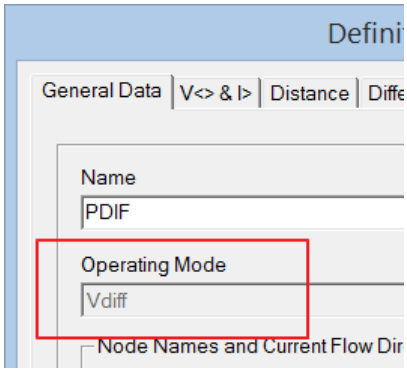
- **Messorte-Probe :** Zwei Probe als Messorte M1 und M2 für Messung der Leiterströme I_{L123} an den beiden OS- und US-seitigen Wicklungen
  Als Messorte M1 und M2 können beliebige **Probe** verwendet werden, auch wenn diese andere mess- oder schutztechnische Funktionen ausführen.

  Hinweis
  - Es wird empfohlen, die Messort-Probe M2 als US-seitiger Messort, die Messort-Probe M1 als OS-seitiger Messort an dem Transformator zu verwenden.

  - Die Nennspannungen V_{nom} der beiden Messort-Probe M1 und M2 müssen identisch mit den Bemessungswerten V_{rA} und V_{rB} des zu schützenden Transformators eingestellt werden, da sonst die Berechnung der Differenzial- und Halteströme fehlerhaft ist.

    ⇨ **Es wird empfohlen**: $V_{nom\ M1} = V_{rA}$ und $V_{nom\ M2} = V_{rB}$

- **Differenzialschutz-Probe :** Eine Probe zur Ausführung des Differenzialschutzes
  Diese **Probe** kann nur für die Ausführung des Differenzialschutzes verwendet werden. Wir die Schutzfunktion **Differential Protection** eingestellt, so wird automatisch die Messfunktion **Vdiff** eingestellt. Bei der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge wird daher wie in Kapitel 9 erläutert auch die Differenzspannung berechnet und in der .PL4-Datei gespeichert.

  Für diese Probe muss in der Registerkarte **General Data** unter dem Einstellwert **Equipment** der zu schützende Transformator ausgewählt werden.

  Hinweis
  Die Einstellwerte der Differenzialschutz-Probe der Registerkarte General Data wie z.B. Nennspannung V_{nom} oder Nennstrom I_{nom} werden nicht verwendet.

Es wird empfohlen, die beiden Messorte-Probe durch eine **Measuring Line** mit der Differenzialschutz-Probe zu verbinden. Die beiden durch zwei **Measuring Line** verbundenen Messort-Probe werden von ATPDesigner automatisch identifiziert und im Einstelldialog der Differenzialschutz-Probe als **Measuring Locations** eingetragen.

Einstellwert	Bedeutung
Iref	Bezugsstrom (Referenzstrom) für die Kennlinie des Differenzialschutzes
Td>	Staffelzeit des Differenzialschutzes
M1: Zero-sequence current filtering enabled	Nullstromaussiebung für die Messort-Probe M1 aktivieren
M2: Zero-sequence current filtering enabled	Nullstromaussiebung für die Messort-Probe M2 aktivieren

Nullstromaussiebung
Die Nullstromaussiebung muss für alle Wicklungen aktiviert werden, deren Sternpunkt geerdet ist. Ist die Nullstromaussiebung abgeschaltet, so kommt es bei einem außerhalb der Schutzzone liegenden 1-poligen Erdkurzschluss im Falle eines starr geerdeten Sternpunktes zu einer Fehlauslösung d.h. zu einer Überfunktion.

Im Falle der aktiven Nullstromaussiebung wird der Nullstrom von den Leiterströmen $\underline{I}_{L123}$ subtrahiert.

$$\underline{I}_0 = \frac{\underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}}{3} \qquad (1.101)$$

$$\underline{I}'_{L123} = \underline{I}_{L123} - \underline{I}_0 \qquad (1.102)$$

Berechnung des Haltestroms I_{rest} und des Differenzstroms I_{diff}
Wesentliche Voraussetzung der Berechnung des Halte- und Differenzialstroms ist es, dass in das Schutzobjekt (Transformator oder Leitung) hineinfließende Ströme positiv gezählt werden. Die Messorientierung der beiden als Messorte verwendeten **Probe** müssen identisch und in das Netzobjekt hinein orientiert sein (siehe Abbildung 210 mit inverser Messorientierung der beiden **Probe P1** und **P3** oder **P6** und **P2**).

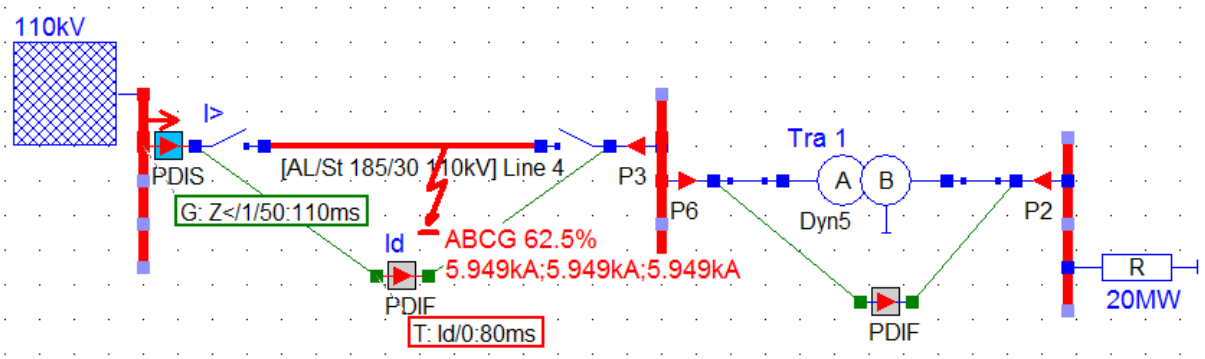


Abbildung 234: Differenzialschutz für eine Leitung und einen Transformator

Schutz eines Transformators
Die Berechnung der Differenzial- und Halteströme muss im Falle des Schutzes eines Transformators dessen Bemessungs-Übersetzungsverhältnis berücksichtigen. Es ist daher unbedingt erforderlich, die **Nennspannungen V_{nom}** der Messort-Probe (in Abbildung 210 die beiden **Probe P1** und **P3** bzw. **P6** und **P2**) auf die OS- und US-seitigen Bemessungsspannungen V_{rA} und V_{rB} des Transformators einzustellen.
Schutz einer Leitung

Wird eine Leitung geschützt, so müssen die Nennspannungen V_{nom} der Messort-Probe M1 und M2 gleich eingestellt werden, am sinnvollsten auf die Nennspannung des betrachteten Netzes.

Die Zuordnung der Messort-Probe M1 und M2 kann nach Ausführung einer stationären Netzberechnung aus den Meldungen des Differenzialschutzes im **Messages Window** identifiziert werden. Aus Abbildung 211 geht hervor, dass für die **Differenzialschutz-Probe Prb 4 Probe Prb 1** = Messort-Probe M1 und **Probe Prb 3** = Messort-Probe M2 ist.

```
PROT> Checking the settings of all protection elements: O.K., no errors found
PROT> P4 [Prb 4] Differential Protection GEN=1 TRIP=1, M1=Prb 1, M2=Prb 3, Td>
```

Abbildung 235: Differenzialschutz - Zuordnung der Messort-Probe M1 und M2

Mit Hilfe der Nennspannungen V_{nom} der Messort-Probe werden die gemessenen Primärströme auf die Nennspannung der **Messort-Probe M1** bezogen umgerechnet.

$$\ddot{u}_{M2toM1} = \frac{U_{nom\,M2}}{U_{nom\,M1}} \tag{1.103}$$

Im Falle eines Leitungsdifferenzialschutzes ist bei korrekter Einstellung der Nennspannungen V_{nom} der Messort-Probe das Übersetzungsverhältnis $\ddot{u}_{M2toM1} = 1$. Für Transformatoren muss zusätzlich die Schaltgruppe d.h. die Phasendrehung des Transformators, die durch die Kennziffer k beschrieben wird, kompensiert werden. Daraus ergeben sich die normierten Leiterströme für beide Wicklungen, aus denen leiterselektiv ein Differenzialstrom $\underline{I}_{diff}$ und ein Haltestrom $\underline{I}_{rest}$ berechnet wird.

$$\underline{I}_{rest} = \underline{I}_H = \underline{I}_{M1} + \underline{I}_{M2} \cdot \ddot{u}_{M2toM1} \tag{1.104}$$

$$\underline{I}_{diff} = \underline{I}_d = \frac{1}{2} \cdot \left(\underline{I}_{M1} - \underline{I}_{M2} \cdot \ddot{u}_{M2toM1} \right) \tag{1.105}$$

Im fehlerfreien Normalbetrieb ist der Differenzstrom $\underline{I}_{diff} = 0$ und der Haltestrom $\underline{I}_{rest}$ entspricht dem durch das Schutzobjekt fließenden Laststrom.

Die berechneten leiterselektiven Differenz- und Halteströme können aus den Meldungen des Differenzialschutzes im Messages Window ermittelt werden. Für einen 3-poligen Kurzschluss auf der geschützten Leitung ergeben sich für die Differenzialschutz-Probe **Prb 4** einen Differenzstrom I_{diff} = 6324,75 A und ein Haltestrom I_{rest} = 3162,37A.

```
Overall Minimum TRIP Time=0ms
PDIS [Prb 1] GEN=1 [I>=1, IG>=0, V>=0, V<=0] TRIP=0: Distance Protection, Zone=1, R1k=0.806591Ohm, X1k=2.06818Ohm, R1=5Ohm, X1=20Ohm, T=50ms
PDIF [Prb 4] GEN=1 TRIP=1: Differential Protection, M1=Prb 1, M2=Prb 3, Td>=0ms, IdABC=6324.75A, 6324.75A, 6324.75A, IrABC=3162.37A, 3162.37A, 3162.37A
PDIF [Prb 5] GEN=0 TRIP=0: Differential Protection, M1=Prb 6, M2=Prb 2, Td>=0ms, IdABC=1.0945e-012A, 1.0945e-012A, 1.09449e-012A, IrABC=3.89377e-012A, 3.
```

Abbildung 236: Differenzialschutz – Ausgabe der Differenz- und Halteströme

Berechnung der Auslösekennlinie in der I_{diff}-I_{rest}-Ebene

Im Folgenden wird erläutert, wie die Kennlinienabschnitte mit Hilfe der Einstellwerte beschrieben werden kann. Die Kennlinienabschnitte werden durch entsprechende Haltestöme und Differenzialströme definiert. ATPDesigner berechnet nach Gleichung (1.104) den aktuellen Haltestrom und prüft, in welchem Kennlinienabschnitt der aktuelle Haltestrom liegt. Im zweiten Schritt wird der zu dem aktuellen Haltestrom gehörende Kennlinienwert als Differenzialstrom berechnet. Ist der aktuelle Differenzialstrom nach Gleichung (1.105) größer als der Kennlinienwert des Differenzialstroms, so wird ein Aus-Kommando erteilt. Die Prüfung erfolgt leiterselektiv. Die leiterselektiven AUS-Kommandos werden zum General-AUS-Kommando verodert.

Die Auslösekennlinie kann wie in Abbildung 132 dargestellt zusammen mit dem berechneten Datenpaar (I_r, I_{diff}) in einem p.u.-Diagramm dargestellt werden. Die Einstellwerte der Auslösekennlinie sind als p.u.-Werte im Einstelldialog (Abbildung 209) auf den Referenzstrom I_{ref} der Differenzialschutz-Probe bezogen definiert. Da die Berechnung des Differenzial- und Haltestromes auf den Nennstrom der Messort-Probe M2 bezogen erfolgt, muss der Referenzstrom I_{ref} ebenfalls gleich dem Nennstrom I_{nom} der Messort-Probe M2 eingestellt werden.

$$I_{ref} = I_{nom}\left(\text{Messort-Probe M1}\right) \tag{1.106}$$

Diese Einstellung wird von ATPDesigner automatisch ausgeführt, wenn die Messort-Probe M2 definiert ist d.h. mit einem Referenznamen einer Probe verbunden ist:

- Beim Öffnen der Registerkarte Differential
- Vor dem Start der Berechnung eines stationären Netzzustandes
- Vor dem Start der Berechnung eines dynamischen Netzvorganges

Abschnitt 1: $I_{d>}/2 > I_{rest}$

Der erste Kennlinienabschnitt geht vom Ursprung bis zum **Haltestrom $I_{rest}(I_{diff>})$**, der den Schnittpunkt des ersten horizontalen Kennlinienabschnitts mit der Fehlerstromkennlinie bei einseitiger Einspeisung () definiert.

$$I_{diff} = 2 \cdot I_{rest} \tag{1.107}$$

$$I_{d>} = I_{diff>} \cdot I_{ref} \tag{1.108}$$

$$I_{rest}\left(I_{diff>}\right) = \frac{I_{d>}}{2} = \frac{I_{diff>} \cdot I_{ref}}{2} \tag{1.109}$$

AUS-Kommando wenn $I_{diff\ berechnet} > I_{d>} = I_{diff>} \cdot I_{ref}$ (1.110)

Abschnitt 2: $I_{H,m2} > I_{rest} \geq I_{d>}/2$

Die Kennlinie im zweiten Kennlinienabschnitt kann durch Gleichung beschrieben werden.

$$I_{H,m2} = I_{r,m2} \cdot I_{ref} \tag{1.111}$$

$$I_{diff}\left(I_{rest}\right) = I_{d>} + m_1 \cdot \left(I_{rest} - \frac{I_{d>}}{2} \right) \text{ für } I_{H,m2} > I_{rest} \geq \frac{I_{d>}}{2} \quad (1.112)$$

$$I_{diff}\left(I_{rest}\right) = I_{diff>} \cdot I_{ref} + m_1 \cdot \left(I_{rest} - \frac{I_{diff>} \cdot I_{ref}}{2} \right) \quad (1.113)$$

AUS-Kommando wenn $I_{diff\ berechnet} > I_{diff}\left(I_{rest}\right)$ (1.114)

Abschnitt 3: $I_{rest} \geq I_{r,m2}$

Die Kennlinie im dritten Kennlinienabschnitt kann durch Gleichung beschrieben werden.

$$I_{diff}\left(I_{H,m2}\right) = I_{d>} + m_1 \cdot \left(I_{H,m2} - \frac{I_{d>}}{2} \right) \quad (1.115)$$

$$I_{diff}\left(I_{rest}\right) = I_{diff}\left(I_{H,m2}\right) + m_2 \cdot \left(I_{rest} - I_{H,m2} \right) \text{ für } I_{rest} \geq I_{H,m2} \quad (1.116)$$

AUS-Kommando wenn $I_{diff\ berechnet} > I_{diff}\left(I_{rest}\right)$ (1.117)

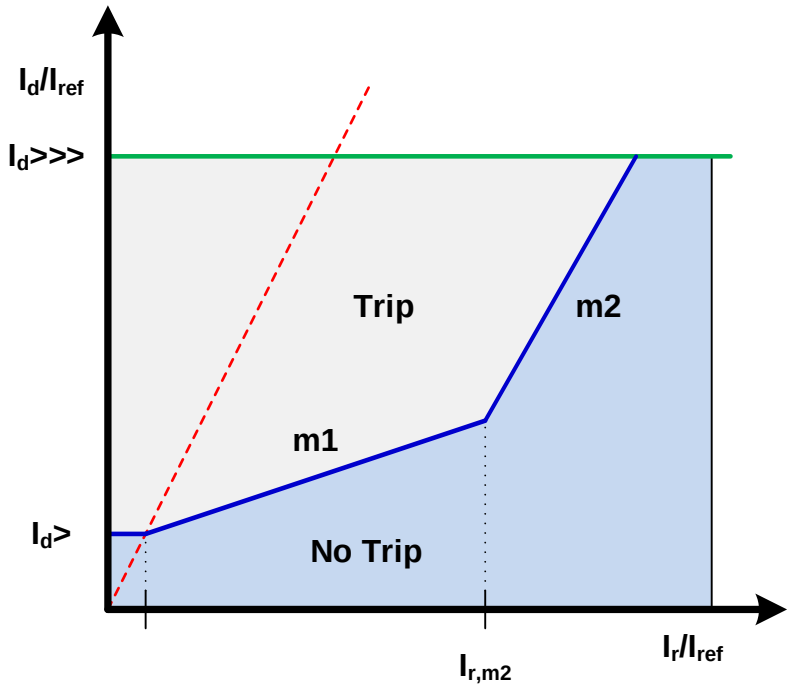


Abbildung 237: Differenzialschutz – Kennlinie

Überprüfung der Konfiguration

ATPDesigner überprüft die Konfiguration des Differenzialschutzes bei jeder Netzänderung. Im Falle einer fehlerhaften Konfiguration des Differenzialschutzes wird eine Meldung im **Messages Window** ausgegeben.

```
PROT Error> Differential Protection PDIF [Prb 5] : M1=[Prb 6], M2=[]
PROT Error> Differential Protection PDIF [Prb 5] : M1=[Prb 6], M2=[]
```

Abbildung 238: Ausgabe einer fehlerhaften Konfiguration im *Messages Window*

Eine korrekte Konfiguration wird nur dann im **Messages Window** ausgegeben, wenn der Einstellwert **Output Signals** im Einstelldialog **ATP Data** einen Wert **Output List 4** oder höher hat (Kapitel 6.4.1).

```
PROT> Differential Protection PDIF [Prb 5] : M1=[Prb 6], M2=[Prb 2]
PROT> Differential Protection PDIF [Prb 4] : M1=[Prb 1], M2=[Prb 3]
```

Abbildung 239: Ausgabe einer korrekten Konfiguration im *Messages Window*

6.11.30 AMZ: Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT)

Ist der Überstromzeitschutz (Kapitel 6.11.16) oder der Distanzschutz (Kapitel 6.11.18) als Hauptschutzfunktion eingestellt, so kann zusätzlich im Sinne einer parallel arbeitenden Schutzfunktion der AMZ-Schutz (Inverse-Time Überstromzeitschutz oder IDMT-Schutz) in der Registerkarte **V<> & I>** (Kapitel 6.11.16) aktiviert werden.

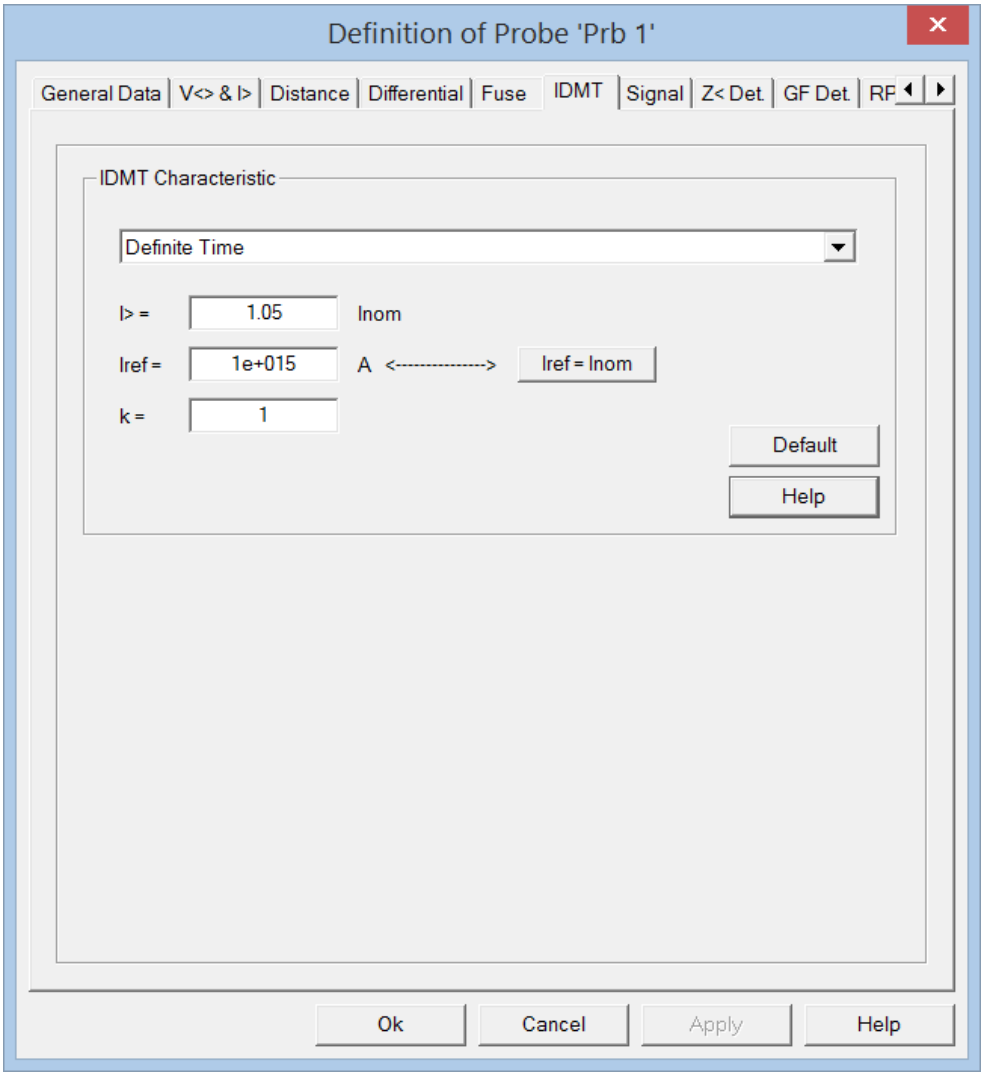


Abbildung 240: Einstelldialog *AMZ-Schutz* in der Registerkarte *IDMT*

ATPDesigner ermittelt aus den Beträgen der drei Leiterströme $i_{L123}(t)$ den Maximalwert I_{Lmax}. Die Staffelzeit des AMZ-Schutzes wird für den Maximalwert I_{Lmax} nach den Gleichungen in Tabelle 9 berechnet, falls der Maximalwert I_{Lmax} nach Gleichung (1.118)

$$I_{L\max} > I > \cdot I_{ref} \qquad (1.118)$$

zulässig ist. Ist der Maximalwert I_{Lmax} unzulässig, so wird die Auslösezeit nicht berechnet und der AMZ-Schutz wird im weiteren Verlauf der Schutzkonzeptanalyse als nicht angeregt bewertet.

- **I>**: Anregeschwelle des AMZ-Schutz
- **k**: Kennlinienfaktor der AMZ-Kennlinie
- **I_{ref}**: Bezugsstrom der AMZ-Kennlinie

Kennlinie	Auslösekennlinie (Staffelzeit t)	Rückfallkennlinie
Definite Time	$t = k$	
IEC 255-3	$t = k \cdot \frac{a}{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^b - 1}$ **Standard Invers: a = 0,14, b = 0,02** **Very Invers: a = 13,5, b = 1** **Extremely Invers: a = 80, b = 2** **Long Time Invers: a = 120, b = 1**	

Tabelle 10: Kennlinien des AMZ-Schutzes mit Staffelzeit t = *f* (I_k/I_B, a, b, c, k)

Ausgabe im *Messages Window* und in der Netzwerkgrafik
ATPDesigner gibt die Ergebnisse des AMZ-Schutzes im **Messages Window** und direkt in der Netzgrafik aus.

Meldung	Bedeutung
GEN = 0/1	1 = Generalanregung erkannt, 0 = Generalanregung nicht erkannt
IDMT> = 0/1	1 = AMZ-Schutz hat angeregt, 0 = AMZ-Schutz hat nicht angeregt
TIDMT(I/Iref)	Staffelzeit des AMZ-Schutzes nach Auswertung der Auslösekennlinien
I/Iref	Maximaler Kurzschlussstrom I_{Lmax} in den drei Leitern L1, L2 und L3 in p.u.
TRIP = 0/1	1 = AUS-Kommando erteilt, 0 = kein AUS-Kommando erteilt

In der Netzgrafik wird statt des Kürzels **IDMT** das Kürzel **IT** für den AMZ-Schutz verwendet. In Abbildung 217 ist zu erkennen, dass der AMZ-Schutz nach ca. 1,5s ein AUS-Kommando erteilt hat.

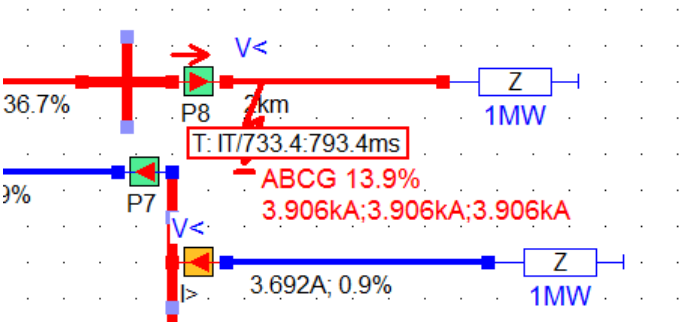


Abbildung 241: AUS-Kommando des AMZ-Schutzes in der Netzwerkgrafik

Ausgabe im **Messages Window**

```
PROT> P8 [Prb 8] Directional Overcurrent GEN=1 [V>=0(000), V<=1(111)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> P8 [Prb 8] Directional Overcurrent GEN=1 [IDMT>=1, TIDMT(I/Iref)=733.412ms, I/Iref=6.51006] TRIP=1
PROT> P8 [Prb 8] Directional Overcurrent GEN=1 [I>=0(000), IG>=0, V>=0, V<=1] TRIP=0: I>=1000In, TI>=100ms, Tpr=20ms,
Tcb=60ms, Forward(---FFF)
PROT> P8 [Prb 8] Directional Overcurrent: I>> OFF
PROT> P8 [Prb 8] Directional Overcurrent: I>>> OFF
```

6.11.31 EWATT: Erdschlussrichtungserkennung

Ist der Überstromzeitschutz (Kapitel 6.11.16) oder der Distanzschutz (Kapitel 6.11.18) als Hauptschutzfunktion eingestellt, so kann zusätzlich im Sinne einer parallel arbeitenden Schutzfunktion die Erdschlussrichtungserkennung aktiviert werden. Die Erdschlussrichtungserkennung wertet die komplexen Zeiger der netzfrequente Grundschwingung der **Nullspannung $\underline{U}_0$** und des **Summenstromes $\underline{I}_E$** zur Richtungserkennung im Erdschlussfall aus.

$$\underline{U}_0 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3}}{3} \tag{1.119}$$

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3} \tag{1.120}$$

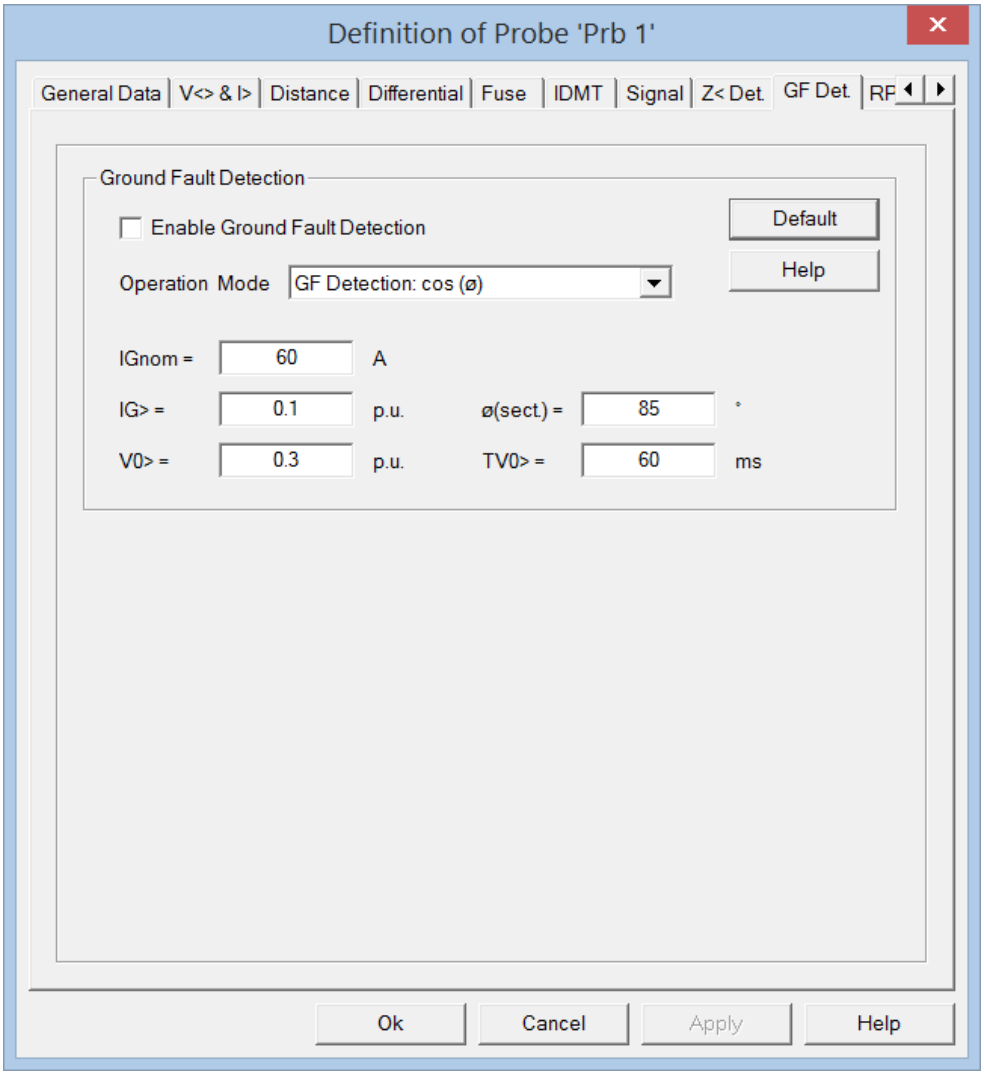


Abbildung 242: Einstelldialog Erdschlusserkennung in der Registerkarte *GF Det.*

Einstellwert	Bedeutung
Enable Ground Fault Detection	Erdschlusserkennung EIN/AUS
Operation Mode	Betriebsart ▪ **GF Detection: cos (ø)** Wattmetrisches oder cos φ - Verfahren für kompensiert betriebene Netze ▪ **GF Detection: sin (ø)** sin φ- Verfahren
IGnom	Primärer Nennstrom des Summenstromwandlers in A
IG>	Überstromanregung für den Wirk- oder Blindanteil des Summenstromes in p.u. (1p.u. = I_{Gnom} in A) ▪ Blindanteil für das sin φ- Verfahren ▪ Wirkanteil für das cos φ-Verfahren
ø(sect.)	Sektorwinkel in ° Der Sektorwinkel wird nur für das cos φ– Verfahren angewendet.
V0>	Überspannungsanregung für die Nullspannung $\underline{U}_0$ in p.u. (1p.u. = $U_n/\sqrt{3}$)
TV0>	Zeitverzögerung für die Freigabe der Überspannungserkennung V0>

Erdschlussrichtungserkennung in isoliert betriebenen Netze

In isoliert betriebenen Netzen kann das sin φ - Verfahren zur Erdschlussrichtungserkennung eingesetzt werden, wenn die Netztopologie strahlenförmig d.h. vollständig unvermascht ist.

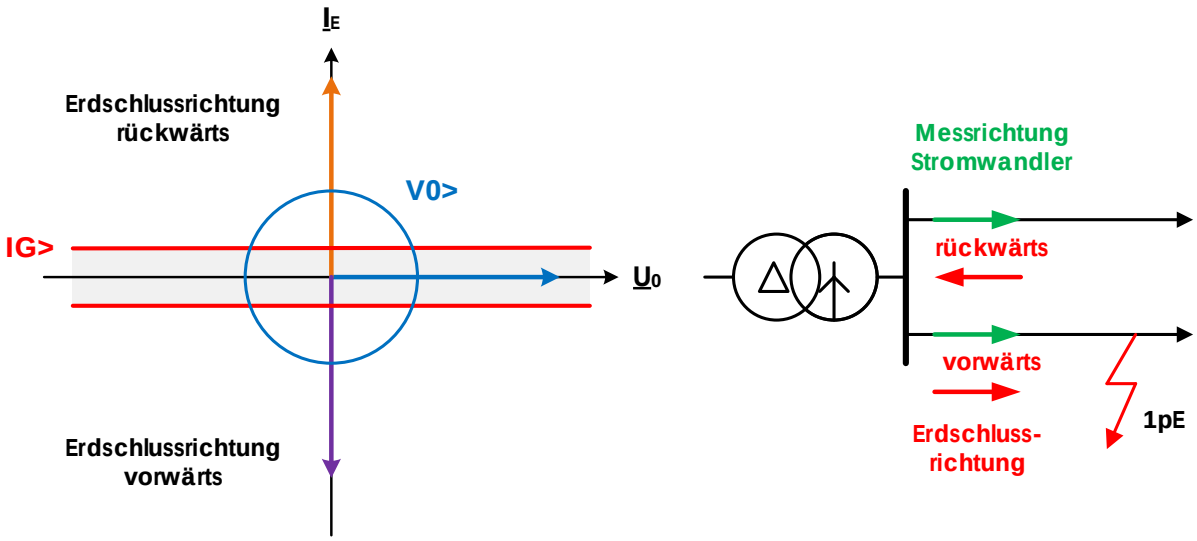


Abbildung 243: Erdschlussrichtungserkennung in isoliert betriebenen Netzen

Die Erdschlussrichtungserkennung wird ausgeführt, wenn

1. der Betrag der Nullspannung $\underline{U}_0$ > V0> ist **UND**
2. der Blindanteil des Summenstromes $\underline{I}_G$ > IG> ist d.h. außerhalb der grau eingefärbten Sperrfläche liegt, die durch die Überstromanregung IG> definiert wird.

Erdschlussrichtungserkennung in kompensiert betriebenen Netze

In kompensiert betriebenen Netzen kann das wattmetrische Verfahren (auch cos φ - Verfahren genannt) zur Erdschlussrichtungserkennung eingesetzt werden, wenn die Netztopologie strahlenförmig d.h. vollständig unvermascht ist.

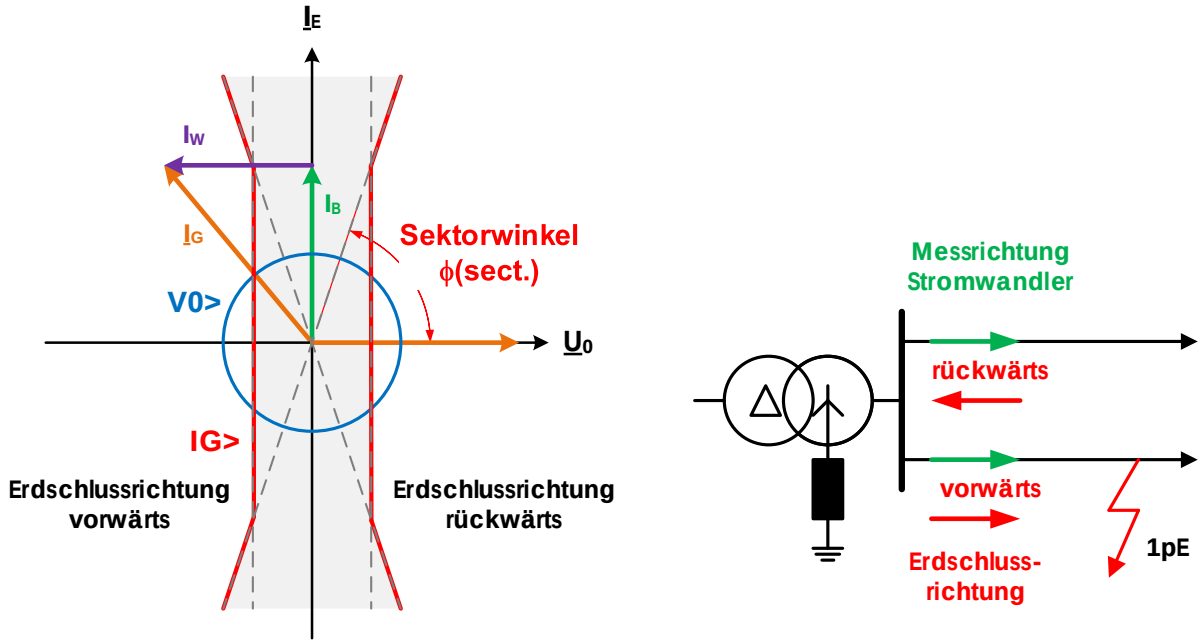


Abbildung 244: Erdschlussrichtungserkennung in kompensiert betriebenen Netzen

Die Erdschlussrichtungserkennung wird ausgeführt, wenn

1. der Betrag der Nullspannung $\underline{U}_0$ > V0> ist **UND**
2. der Wirkanteil des Summenstromes $\underline{I}_G$ außerhalb der grau eingefärbten Sperrfläche liegt, die durch die Überstromanregung IG> und den Sektorwinkel ø(sect.) definiert wird.

Erdschlussrichtungen

Folgende Erdschlussrichtungen können erkannt und ausgegeben werden.

Meldung	Bedeutung
Forward	Erdschlussrichtung vorwärts
Backward	Erdschlussrichtung rückwärts
Undirectional	Keine Erdschlussrichtung erkannt

Ausgabe der Erdschlussmeldungen im *Messages Window*
Die Grafik zeigt die Meldung der Erdschlussrichtungserkennung im ***Messages Window***, die für die Hauptschutzfunktion Überstromzeitschutz (UMZ) ausgeführt wurde.

```
PROT> Checking the settings of all protection elements: O.K., no errors found
PROT> P2 [Prb 2] Undirectional Overcurrent GEN=0 [V>=0(000), V<=0(000)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled [Ena
PROT> P2 [Prb 2] Undirectional Overcurrent GEN=0 [IDMT>=0, TIDMT(I/Iref)=disabled] TRIP=0 [Enabled]
PROT> P2 [Prb 2] Undirectional Overcurrent GEN=0 [GFD=1, IG>=1, V0>=1, TV0>=60ms, Dir=Backward]   [Enabled]
PROT> P2 [Prb 2] Undirectional Overcurrent GEN=0 [I>=0(000), IG>=0, V>=0, V<=0] TRIP=0: I>=1000In, TI>=100ms,
PROT> P2 [Prb 2] Undirectional Overcurrent: I>> OFF
PROT> P2 [Prb 2] Undirectional Overcurrent: I>>> OFF
```

Abbildung 245: Erdschlussmeldungen im *Messages Window*

Meldung	Bedeutung
IG>	Überstromanregung $\underline{I}_G$ ▪ 1 = $\lvert \underline{I}_G \rvert$ > IG> ▪ 0 = $\lvert \underline{I}_G \rvert$ ≤ IG>
V0>	Überspannungsanregung $\underline{U}_0$ ▪ 1 = $\lvert \underline{U}_0 \rvert$ > V0> ▪ 0 = $\lvert \underline{U}_0 \rvert$ ≤ V0>
GFD>	= IG> **UND** VG>
TV0>	Zeitverzögerung TV0>
Dir	Erkannte Erdschlussrichtung ▪ Forward ▪ Backward ▪ Undirectional

Ausgabe der Erdschlussmeldungen in der Netzgrafik
Die Erdschlussrichtung wird auch in der Netzwerkgrafik ausgegeben.

- E: Forward/60ms = Erdschlussrichtung vorwärts
- E: Backward/60ms = Erdschlussrichtung rückwärts

Die angegebene Zeit entspricht der Zeitverzögerung TV0> für die Freigabe der Überspannungserkennung V0>.

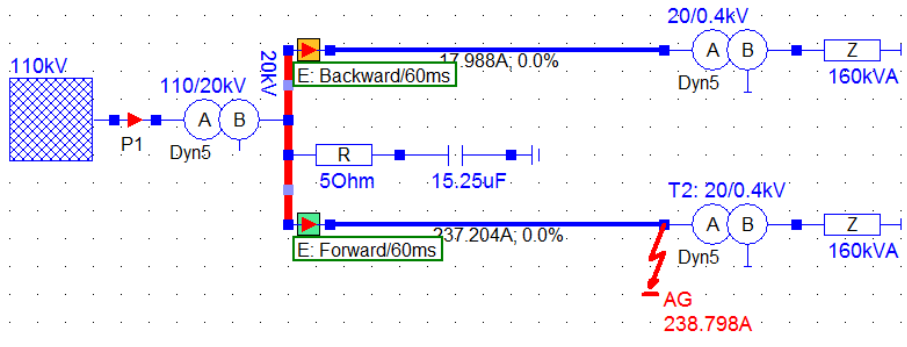


Abbildung 246: Ausgabe der Erdschlussrichtung in der Netzgrafik

In Abbildung 222 sind die Arbeitsweise der Erdschlussrichtungserkennung in einem isoliert betriebenen Netz und die Ausgaben in der Netzgrafik dargestellt.

6.11.32 AWE: Automatische Wiedereinschaltung

Ist der Überstromzeitschutz (Kapitel 6.11.16) oder der Distanzschutz (Kapitel 6.11.18) als Hauptschutzfunktion eingestellt, so kann zusätzlich eine Automatische Wiedereinschaltung (AWE) verwendet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Trc	**Wiedereinschaltzeitpunkt des Schalters**

6.11.32.1 AWE: Für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Die Zeitstufe wird mit dem AUS-Kommando, das an den Leistungsschalter ausgegeben wird, **gleichzeitig mit der Zeitstufe Tcb** gestartet. Der Schalter wird geschlossen, wenn

- die Zeitstufe T_{cb} abgelaufen ist
  UND
- die Zeitstufe T_{rc} abgelaufen ist
  UND
- die Generalanregung nicht ansteht.

Wird nach erfolgter Wiedereinschaltung ein anstehender Fehler erkannt, so erfolgt ein **definitives AUS**. Mit der Zeitstufe **T_{rc}** kann die Pausenzeit bei einem Wiedereinschalt-Kommando (WE-Kommando) im Sinne einer automatischen Wiedereinschaltung (AWE) nachgebildet werden.

6.11.32.2 AWE: Für die Berechnung stationärer Netzzustände

Die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) wird bei der Analyse der Schutzreaktionen und hier insbesondere im Verlaufe der Analyse von Kaskadenabschaltungen berücksichtigt.

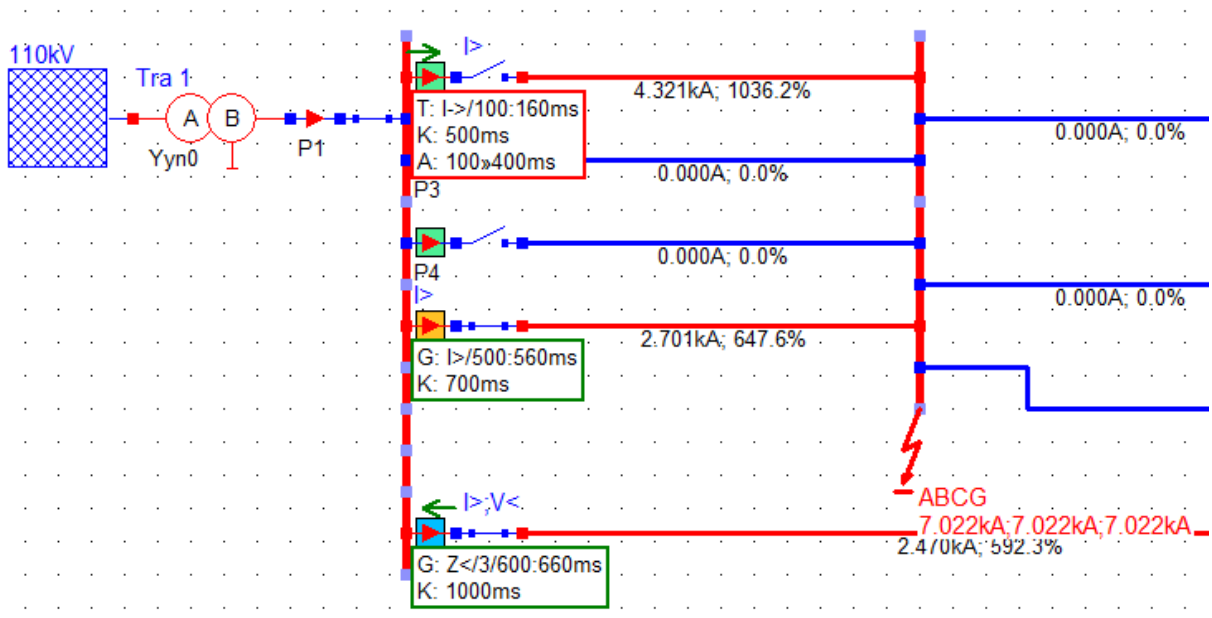
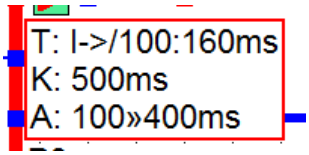


Abbildung 247: Automatischen Wiedereinschaltung und Kaskadenanalyse

Die Automatische Wiedereinschaltung wird nur während der Analyse einer Kaskadenabschaltung verwendet. Beginnend vor der zweiten stationären Netzberechnung, d.h. es wurde zu Beginn eine erste stationäre Netzberechnung durchgeführt und die Analyseergebnisse mit z.B. dem Toolbarbutton (**Freeze**) intern gespeichert, wird geprüft, ob eine Automatische Wiedereinschaltung erforderlich ist. Dazu speichert das Analysesystem intern für jedes Schutzgerät den Zeitpunkt des AUS-Kommandos als Relativzeit bezogen auf den Kurzschlusseintritt zu Beginn der Kaskadenanalyse.

Ist für ein Schutzgerät der Zeitpunkt $T_{AUS\text{-}Kommando}$ + Trc kleiner oder gleich dem Zeitpunkt des AUS-Kommandos, der in der letzten stationären Netzberechnung für alle Schutzgeräte erkannt wurde, so wird der Schalter, der dem Schutzgerät zugeordnet ist geschlossen und die stationäre Netzberechnung gestartet. Insofern wird die Zeitstufe Trc, die der Pausenzeit der AWE entspricht, nicht exakt im Sinne einer stetig ablaufenden Zeitstufe eingehalten, sondern kann nur in den zeitdiskreten „Sprüngen“ des jeweils erkannten AUS-Kommandos berücksichtigt werden.

In Abbildung 223 ist die Ausgabe des Zuschaltens der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) beispielhaft dargestellt.



Der gerichtete Überstromzeitschutz I-> generiert ein AUS-Kommando (**T:**) mit einer Staffelzeit von 100ms, schaltet aber in Kaskadenzeit (**K:**) von 500ms bezogen auf den Kurzschlusseintritt ab. Vor dem AUS-Kommando wurde eine Automatische Wiedereinschaltung (**A:**) zum Zeitpunkt 400ms durchgeführt, der ein AUS-Kommando 100ms nach Kurzschlusseintritt vorausgegangen ist.

1. AUS-Kommando wurde 100ms nach Kurzschlusseintritt erteilt.
2. Automatische Wiedereinschaltung erfolgte 300ms nach dem AUS-Kommando, also nach 400ms bezogen auf den Kurzschlusseintritt.
3. Nach dem Wiedereinschalten wurde ein AUS-Kommando in Kaskadenzeit 500ms nach Kurzschlusseintritt erteilt.

Es wird nur eine Automatische Wiedereinschaltung durchgeführt. Ist die Wiedereinschaltung wie in obigem Beispiel erfolglos, so wird definitiv ausgeschaltet.

6.12 Transformator *Transformer*

Der folgende Dialog stellt alle Einstelldaten zur Verfügung, um das numerische Modell eines 2-Wicklungstransformators zu implementieren. Der 2-Wicklungstransformator besteht aus den Wicklungen A und B. Nenn- und Bemessungsspannungen können wahlfrei zugewiesen werden.

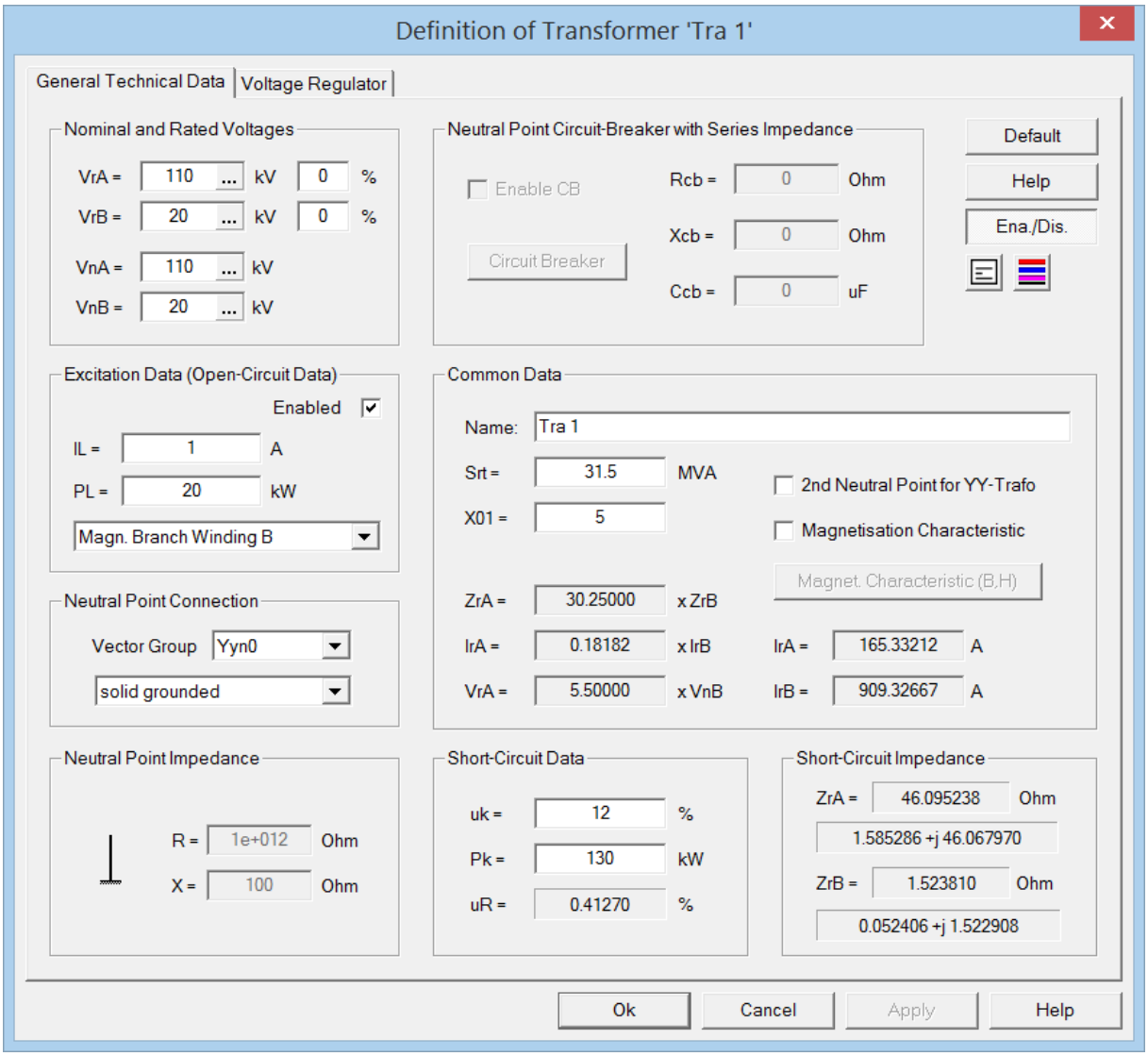


Abbildung 248: Einstelldialog Transformator

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 VnA** und **VnB** werden
   - zur automatischen Identifikation und Einfärbung von Spannungsebenen und
   - zur Berechnung des Impedanzkorrekturfaktors K_T nach VDE 0102 (siehe Kapitel 8.2.5) verwendet.

3. Die physikalischen Modellparameter werden immer aus den **Bemessungsspannungen VrA** und **VrB** berechnet.

4. Die Elemente zur Realisierung der Leerlaufverluste werden per Auswahlliste **Magn.-Branch Winding B** oder **Magn.Branch Winding A** eingestellt. Die Leerlaufimpedanz sollte vorzugsweise der Wicklung mit der kleineren Bemessungsspannung zugeordnet werden.

Einstellwert	Bedeutung
VrA	Bemessungsspannung Wicklung (Winding) 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.
VrB	Bemessungsspannung Wicklung (Winding) 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.
VnA	Nennspannung Wicklung (Winding) A in kV
VnB	Nennspannung Wicklung (Winding) B in kV
IL	Leerlaufstrom in A
PL	Leerlaufverlustleistung in kW Ohmsche Verluste der entsprechenden Wicklung A oder B
Srt	Bemessungsscheinleistung in MVA
X01	X01 = X0 / X1 (Verhältnis der Nullsystemreaktanz zur Mitsystemreaktanz)
uk	Kurzschlussspannung in %
Pk	Kurzschlussverlustleistung in %
Enable CB	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 (Winding) A
IrB	Bemessungsstrom Wicklung (Winding) B
ZrA	Kurzschlussimpedanz nach VDE 0102 bezogen auf Wicklung (Winding) A
ZrB	Kurzschlussimpedanz nach VDE 0102 bezogen auf Wicklung (Winding) B

Excitation Data (Open-Circuit Data)
Die Berücksichtigung der Leerlaufdaten Hauptinduktivität und Eisenverluste kann deaktiviert werden.

Circuit Breaker
Einstellwerte für den Sternpunktschalter z.B. Schaltzeiten oder Offen/Zu-Anfangszustand

Neutral Point Connection = Sternpunktbehandlung

Einstellwert	Bedeutung
solid grounded	Energieversorgungsnetze mit starrer Sternpunkterdung
isolated	Energieversorgungsnetze mit isolierten Sternpunkten
compensated	Kompensiert betriebene Energieversorgungsnetze (mit Erdschlusslöschspule)
Impedance grounded	Niederohmige geerdete Netze (mit Erdungsimpedanz/-resistanz/-reaktanz)
neutral point	Sternpunkt wird als Knoten herausgeführt und kann mit einem 1-phasigen Netzobjekt beschaltet werden. **Hinweis** Zum Anschluss des 1-phasigen Netzobjektes wird immer Leiter A = L1 = R verwendet.
Vector Group	Schaltgruppe z.B. Dyn11

Neutral Point Impedance = Sternpunktimpedanz

Einstellwert	Bedeutung
solid grounded	fest auf 0 Ohm eingestellt
isolated	keine Impedanz vorhanden
compensated	Sternpunktimpedanz = **Parallelschaltung** R ‖ jX
Impedance grounded	Sternpunktimpedanz = **Serienschaltung** R + jX

2nd Neutral Point for YY-Trafo
Für einen YY-Trafo kann optional der 2. Sternpunkt als Knoten herausgeführt werden.

Magnetisation Characteristic
Statt einer idealen linearen Reaktanz kann zur Modellierung der magnetischen Eigenschaften eine nicht-lineare Magnetisierungscharakteristik definiert werden. Dadurch werde Effekte wie Übererregung und Sättigung berücksichtigt.

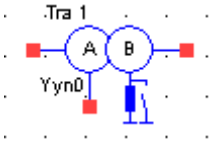


Abbildung 249: Yyn0 – Transformator mit 2. Sternpunkt und Sternpunktschalter

Short-Circuit Impedance
ATPDesigner berechnet die Kurzschlussimpedanz des Transformators entsprechend VDE 0102 und zeigt diese in den Feldern bezogen auf Wicklung (Winding) A und B an.

6.12.1 Anzeige der fehlerhaften Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$

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 im Einstelldialog des Dialogs (Abbildung 226).

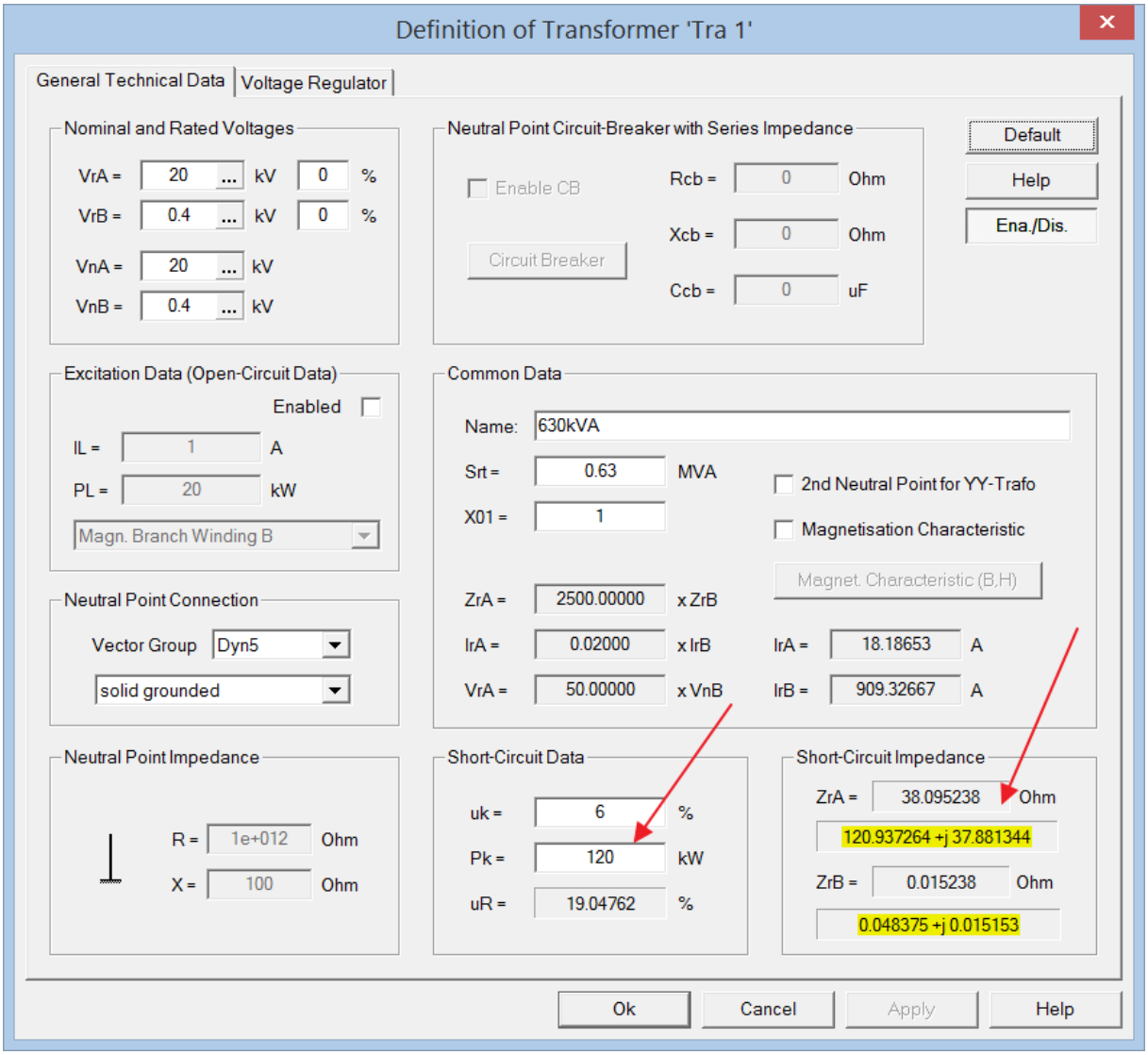


Abbildung 250: Anzeige einer fehlerhaft berechneten Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$

6.12.2 Transformator Voltage Regulator

Ist die Option **Voltage Regulator Enabled** aktiv, so wird für die **Berechnung des stationären Netzzustandes** (Kapitel 7) und aktiver Option **Load Adjusting** (Kapitel 6.4.2) eine Regelung der US-seitigen Netzspannung (= **Winding B**) 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 Funktion **Load Adjusting** den Spannungsregler des Transformators während der Ausführung des iterativen Algorithmus berücksichtigt, muss die Option **Voltage Regulator Enabled** aktiviert werden.

- Bei **deaktivierter Option Load Adjusting** ist der Spannungsregler mit Stufenschalter ebenfalls ohne Funktion.

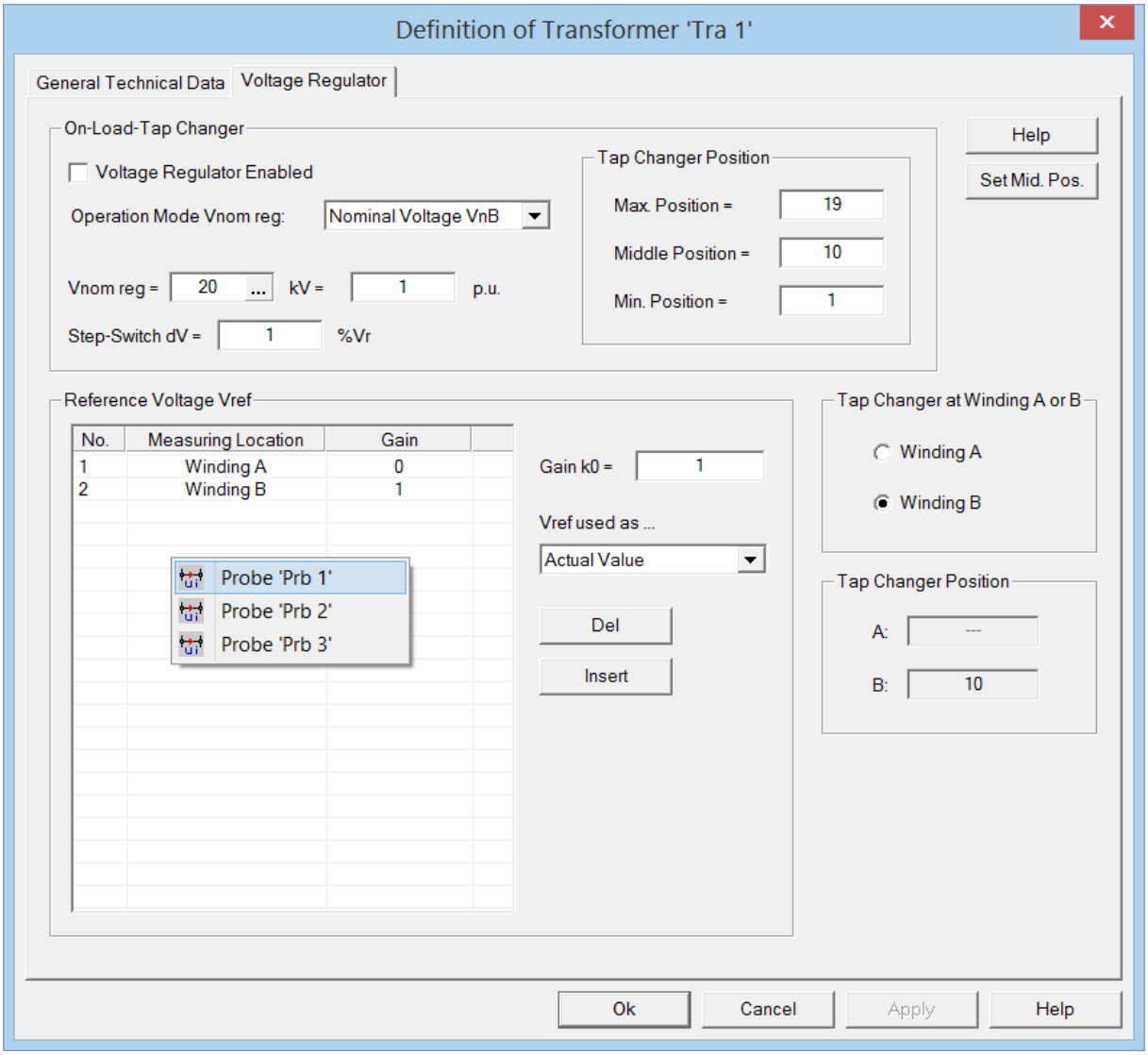


Abbildung 251: Einstelldialog Transformator - *Voltage Regulator*

Voltage Regulator Enabled
EIN- bzw. AUS-Schalten des Spannungsreglers für die Lastflussberechnung

Operation Mode Vnom reg
Mit diesem Einstellwert kann die Bezugsspannung für die Berechnung der SOLL-Spannung **Vnom reg** für die US-Wicklung (= Winding B) festgelegt werden.

- **Nominal Voltage VnB**
  Die Nennspannung VnB von Winding B wird als Bezugswert für die Berechnung der SOLL-Spannung Vnom reg verwendet.

$$V_{nom\ reg} = p.u. \cdot V_{nom}\ Winding\ B \qquad (1.121)$$

- **Rated Voltage VrB**
  Die Bemessungsspannung VrB von Winding B wird als Bezugswert für die Berechnung der SOLL-Spannung Vnom reg verwendet.

$$V_{nom\ reg} = p.u. \cdot V_{rated}\ Winding\ B \qquad (1.122)$$

Set Mid. Pos.
Der Stufenschalter wird auf die mittlere Position gesetzt.

Berechnung der Spannung *Reference Voltage* V_{ref}
Die **Referenzspannung V_{ref}** kann aus der Netzspannung mehrerer Messorte und den Spannungen an den beiden OS/US-Wicklungen des Transformators berechnet werden. Für jeden dieser Messort wird der Mittelwert der Leiter-Erd-Spannungen berechnet:

- wahlweise an den OS-seitigen und US-seitigen Anschlussklemmen des Transformators oder
- mit Hilfe von **Probe** (siehe Kapitel 6.11) an beliebigen Netzknoten.

Die **Referenzspannung V_{ref}** wird entsprechend Gleichung (1.123) berechnet.

$$V_{Ref} = \sqrt{3} \cdot Gain\,k_0 \cdot \frac{\sum_{i=1}^{N} Gain_i \cdot \left(\frac{U_{L1i} + U_{L2i} + U_{L3i}}{3} \right)}{N} \qquad (1.123)$$

N : Anzahl der Messorte mit einem Wichtungsfaktor Gain ≠ 0 inkl. der Messorte an den US-seitigen und OS-seitigen Anschlussklemmen des Transformators

Hinweis
Wird der Wichtungsfaktor Gain = 0 eingestellt, so wird dieser Messort nicht in der Anzahl der Messorte N mitgezählt.

U_{L123i}
Leiter-Erd-Spannungen am i-ten Messort einer Probe oder der OS-seitigen oder US-seitigen Anschlussklemmen des Transformators

$Gain_i$
Wichtungsfaktor für die mittlere Leiter-Erd-Spannung des i-ten Messortes

Gain k_0
Wichtungsfaktor

- Es muss beachtet werden, dass der Spannungsregler nur den Betrag der Eingangsspannung verarbeitet.

- In der Liste der Messorte zur Berechnung der Eingangsspannung des Spannungsreglers können die beiden Messorte der OS-seitigen und US-seitigen Anschlussklemmen des Transformators nicht gelöscht werden. Mit Hilfe des zugehörigen Faktors **$Gain_i = 0$** kann die OS-seitig und/oder US-seitig gemessenen Spannungen für die Berechnung der Eingangsspannung des Spannungsreglers ignoriert werden.

Die Referenzspannung V_{ref} kann wie Abbildung 228 zeigt sowohl als SOLL-Wert U_{soll} oder als IST-Wert U_{Ist} des Spannungsreglers verwendet werden.

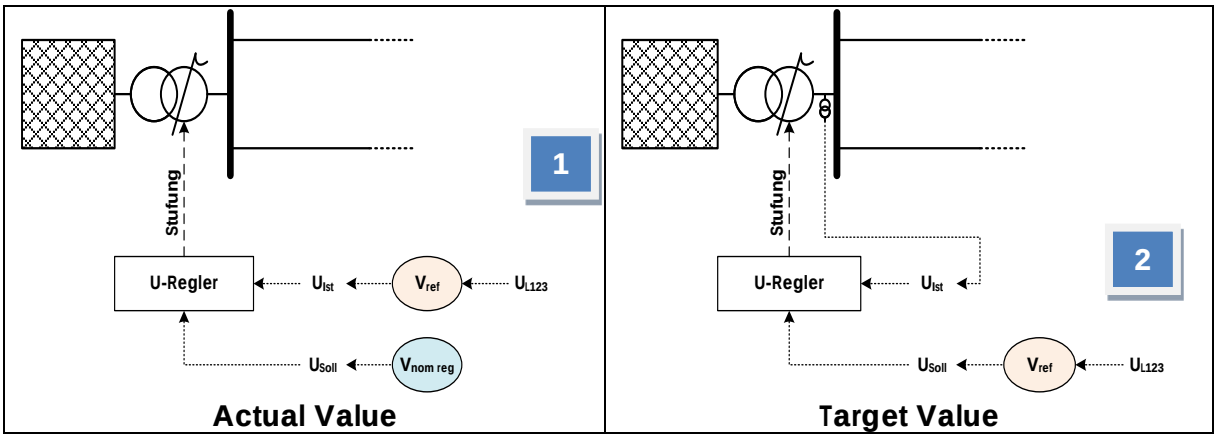


Abbildung 252: Referenzspannung V_{ref} als SOLL- oder IST-Wert des Spannungsreglers

Die Auswahl erfolgt mit Hilfe der Betriebsart **V_{ref} used as ...**

- **Actual Value** (siehe Abbildung 228, links)
  Die gemessene Referenzspannung V_{ref} wird als IST-Wert U_{Ist} des Spannungsreglers verwendet. Der SOLL-Wert U_{Soll} des Spannungsreglers wird durch den Einstellwert $V_{nom\ reg}$ definiert.

  - U_{IST} = Messspannung V_{ref}
  - U_{SOLL} = Einstellwert $V_{nom\ reg}$

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

- **Target Value** (siehe Abbildung 228, rechts)
  Die gemessene Referenzspannung V_{ref} wird als SOLL-Wert U_{SOLL} des Spannungsreglers verwendet. Der IST-Wert U_{IST} des Spannungsreglers wird aus den Leiter-Erd-Spannungen, die an den US-seitigen Anschlussklemmen des Transformators (= Winding B) gemessen werden, berechnet.

$$U_{LLTUS} = \sqrt{3} \cdot \left(\frac{U_{L1} + U_{L2} + U_{L3}}{3} \right) \qquad (1.124)$$

  - U_{IST} = Messspannung U_{LLTUS} nach Gleichung (1.124)
  - U_{SOLL} = Messspannung V_{ref}

Der in ATPDesigner implementierte Regelalgorithmus vergleicht kontinuierlich 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 (***Step-Switch dV***) eine optimale Stufenstellung für die ausgewählte Wicklung (***Winding A*** oder ***Winding B***) berechnet und eingestellt.

Del
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.

Insert
Nach Drücken des Buttons wird die Liste der im elektrischen Netz vorhandenen ***Probe*** angezeigt. Durch einen **Left Mouse Button - Click** kann ein Messort ausgewählt und in der Liste der Messorte gespeichert werden.

- Ist der Mouse Cursor im Bereich der Liste positioniert, so kann die Liste der Messorte durch einen **Right Mouse Button - Click** angezeigt werden.

- Messorte, die deaktiviert sind (disabled), werden nicht in der Liste 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 OS-seitigen Wicklung (*Tap Changer at Winding A or B:* ***Winding A***) oder der US-seitigen Wicklung (*Tap Changer at Winding A or B:* ***Winding B***) verändert werden. Die aktuelle Stufung der ausgewählten Wicklung wird als prozentualer Wert rechts neben der Bemessungsspannung **VrA** bzw. **VrB** der Wicklung angezeigt.

- Eine zum Start der iterativen Netzberechnung vorhandene Stufung der Wicklungen ***Winding A*** oder ***Winding B*** wird auf 0% zurückgesetzt.

- Die Stufung der Wicklung, die durch den Spannungsregler nicht verändert wird, wird automatisch auf 0% gesetzt.

- Wird ***Winding A*** ausgewählt, so wird die US-seitige Netzspannung durch eine Veränderung der **OS-seitigen Stufenstellung** auf den Wert $V_{nom\ reg}$ eingestellt. Die US-seitige Stufenstellung wird auf Mittenstellung (= 0%) zurückgestellt.

- Wird ***Winding B*** ausgewählt, so wird die US-seitige Netzspannung durch eine Veränderung der **US-seitigen Stufenstellung** auf den Wert $V_{nom\ reg}$ eingestellt. Die OS-seitige Stufenstellung wird auf Mittenstellung (= 0%) zurückgestellt.

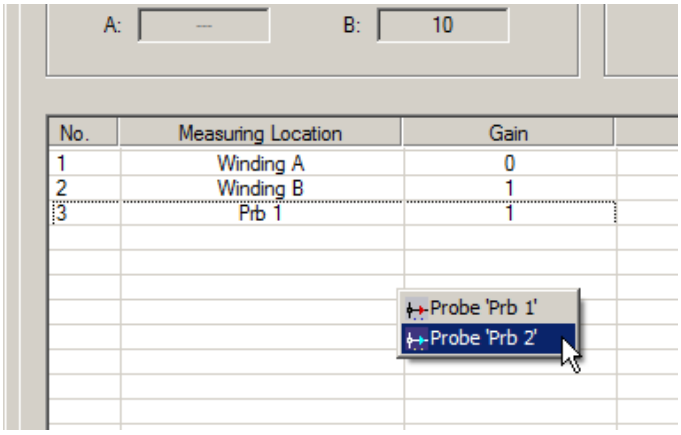


Abbildung 253: Right Mouse Button Menu zur Auswahl zusätzlicher Messorte Prb x

Einstellwert	Bedeutung
Vnom reg	**Betriebsart *Actual Value*** Fest eingestellter SOLL-Wert der Netzspannung (Leiter-Leiter-Spannung) in kV oder in p.u. (1 p.u. = U_n)
Step-Switch dV	Spannungsdifferenz für eine Stufe des Stufenschalters bezogen auf die Bemessungsspannung der ausgewählten Wicklung (***Winding A*** oder ***Winding B***)
Max. Position	Maximale (oberste) Position des Stufenschalters
Middle Position	Mittelstellung des Stufenschalters
Min. Position	Minimale (unterste) Position des Stufenschalters

Tap Changer Position
Für die Wicklungen A und B werden die eingestellten Positionen des Stufenschalters angezeigt.

Die Stufenstellung des Stufenschalters wird direkt unterhalb des Transformatorsymbols angezeigt, wenn die Option **Voltage Regulator Enabled** aktiv ist.

1. Minimale Stufenstellung
2. Mittlere Stufenstellung
3. Maximale Stufenstellung
4. Aktuelle Stufenstellung

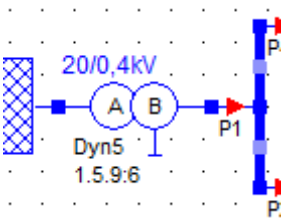


Abbildung 254: Anzeige der Stufenstellung des Stufenschalters

6.13 Schalter Circuit-Breaker

Das Netzwerkelement ***Circuit-Breaker*** bildet einen 3-phasigen impedanzlosen Schalter 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 **Probe** aktiviert werden.

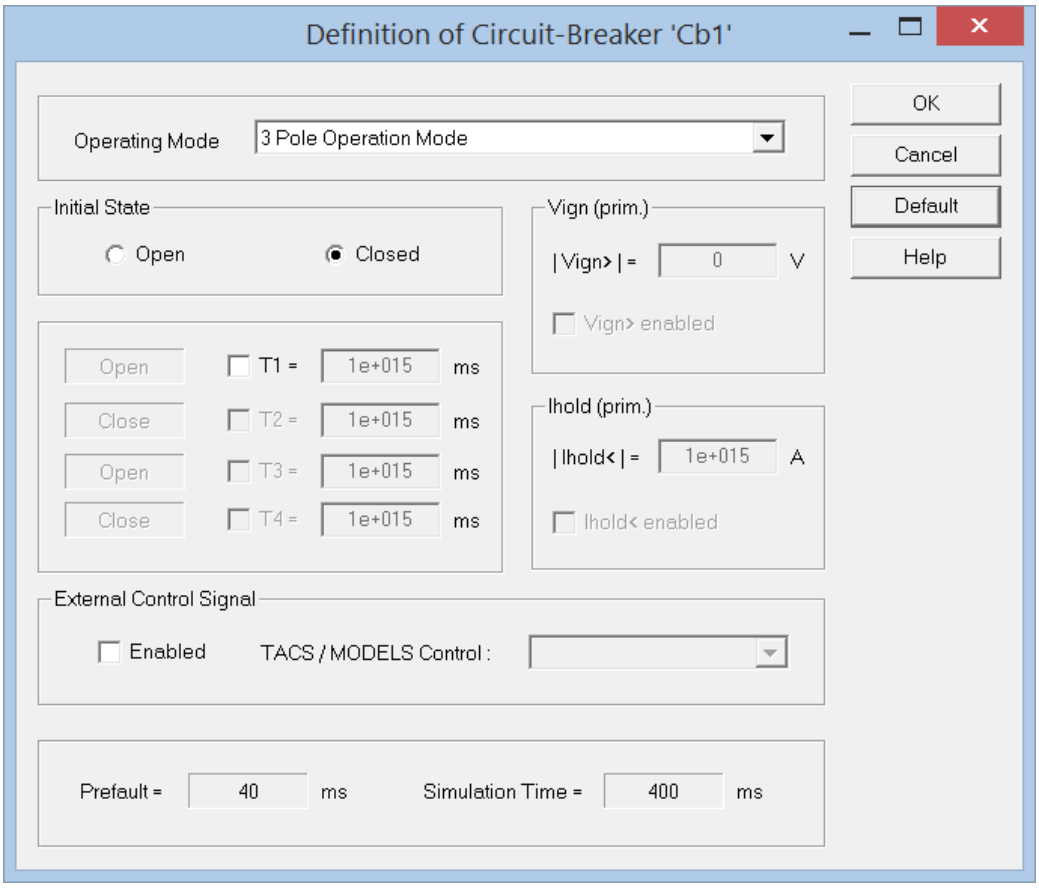


Abbildung 255: Einstelldialog Schalter *Circuit-Breaker*

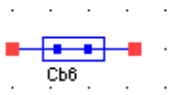
Open at Starttime Schalter ist **OFFEN** zu Beginn der Simulation (t = 0ms) und während der Berechnung der **Short-Circuit Results**

Closed at Starttime Schalter ist **GESCHLOSSEN** zu Beginn der Simulation (t = 0ms) und während der Berechnung der **Short-Circuit Results**

T1..4 Schaltzeiten in ms, abhängig vom Anfangszustand. Die Schaltzeiten sind immer auf den Beginn der Simulation (t = 0 ms) bezogen und unabhängig von dem Einstellwert **Prefault** in der Registerkarte **ATP Data** (Kapitel 6.4.1).

I hold (prim.) Haltestrom (primär)
Der Stromfluss durch einen der drei Schalterpole wird erst unterbrochen, wenn die Schaltzeit erreicht wurde und der Betrag des Augenblickswert des primären Leiterstromes durch den Schalterpol die Schwelle **|I hold <|** unterschreitet. Die Leiterströme durch die drei Schalterpole des Schalters werden unabhängig voneinander beurteilt.

Vign (prim.) 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 **| Vign> |** ist. Die drei Phasen des Schalters werden unabhängig voneinander beurteilt.



Prefault In **ATP Data** (Kapitel 6.4.1) eingestellte fehlerfreie Vorlaufzeit für Leitungsfehler der Leitungen **Line 1..3** (Kapitel 6.10).

Simulation Time Gesamte Simulationsdauer startend mit t = 0ms.

TACS / MODELS Control
Der **Circuit-Breaker** 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.

Hinweis
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 Netzwerkgrafik an, wenn der **Circuit-Breaker** geöffnet oder geschlossen wurde. Das Verhalten des **Circuit-Breaker** ist hier mit dem eines **Switch** (siehe Kapitel 6.21) vergleichbar.

6.13.1 Schalter Cb1..5, Messorte M1..5, Spannungs- und Stromwandler 1..5

Die **Circuit-Breaker 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** (Kapitel 6.13.2) 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 Spannungswandler (**Capacitive Voltage Transformer CVT**) 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 **Circuit-Breaker Cb1..5** und der **Messorte M1..5** können die aus Sicht der Netzschutztechnik interessierenden Mitimpedanzen $\underline{Z}_1$ der Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Messschleifen berechnet werden. Die erforderlichen Einstellwerte sind im Einstelldialog **Signal Analysis** (Kapitel 9.11.1) 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 256: Toolbar-Buttons zum Öffnen der Einstelldialog der *Circuit-Breaker Cb1...5*

Die Spannungs- und Stromwandler, die den **Circuit-Breaker Cb1..5** zugeordnet sind, können durch die oben gezeigte Toolbar oder im Menü **Power Network**, **CT's and VT's** geöffnet werden.

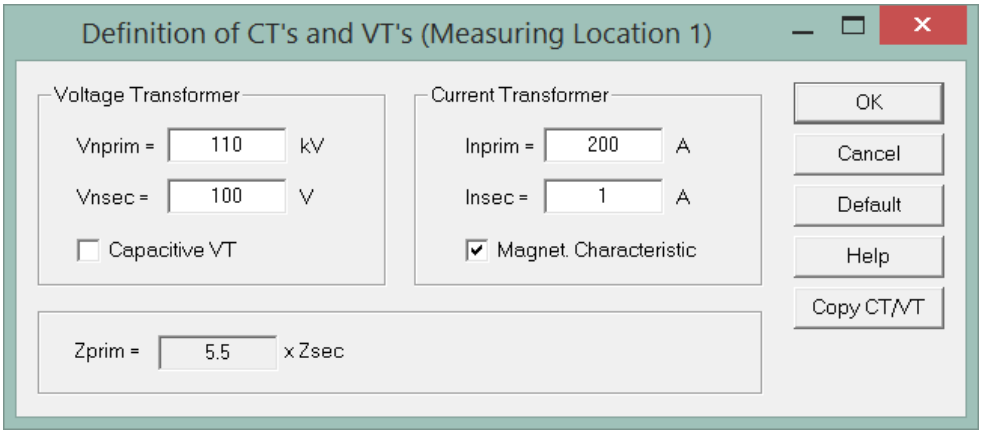


Abbildung 257: Einstelldialog der Strom- und Spannungswandler des Messortes *M1*

Die Zuordnung des Einstelldialogs zu einem der **Circuit-Breaker Cb1...5** kann der Kopfzeile des Einstelldialogs entnommen werden:

- **Measuring Location 1** = Messort M1

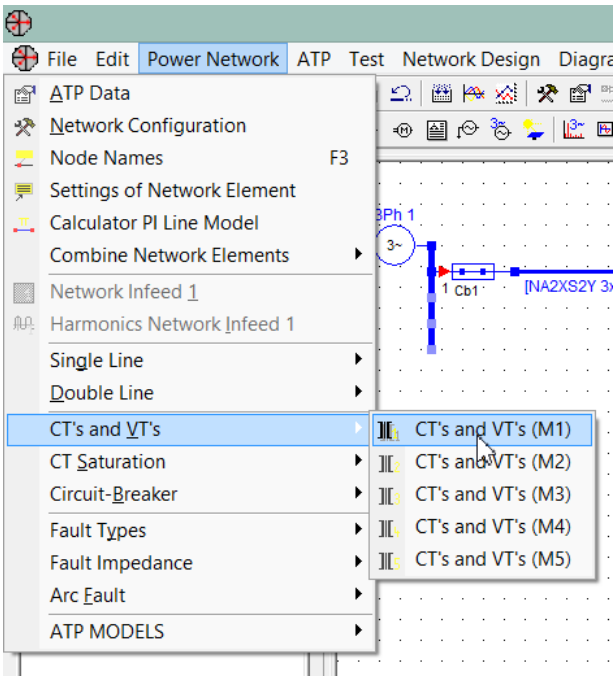


Abbildung 258: Einstelldialoge für die Spannungs- und Stromwandler *der Circuit-Breaker Cb1..5*

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

Operating Mode

- **3 Pole Operation Mode**
  Die Schaltzeiten sind für die drei Schalterpole gleich definiert.

- **1 Pole Operation Mode**
  Die Schaltzeiten können für die drei Schalterpole unterschiedlich definiert.

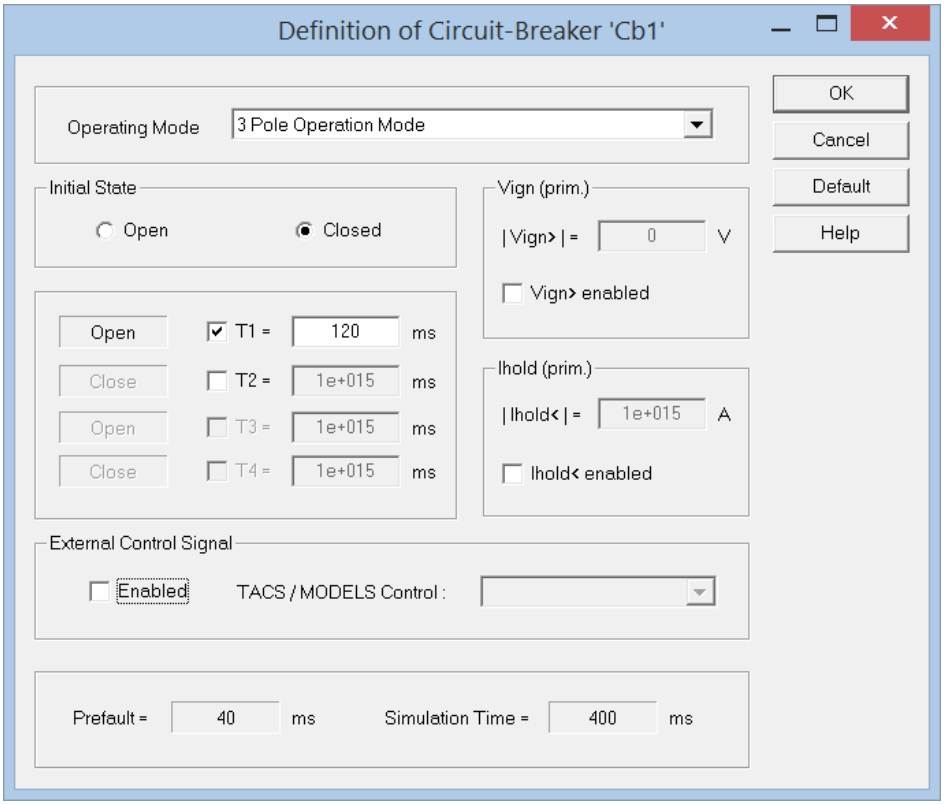


Abbildung 259: Einstelldialog in der Betriebsart *3 Pole Operation Mode*

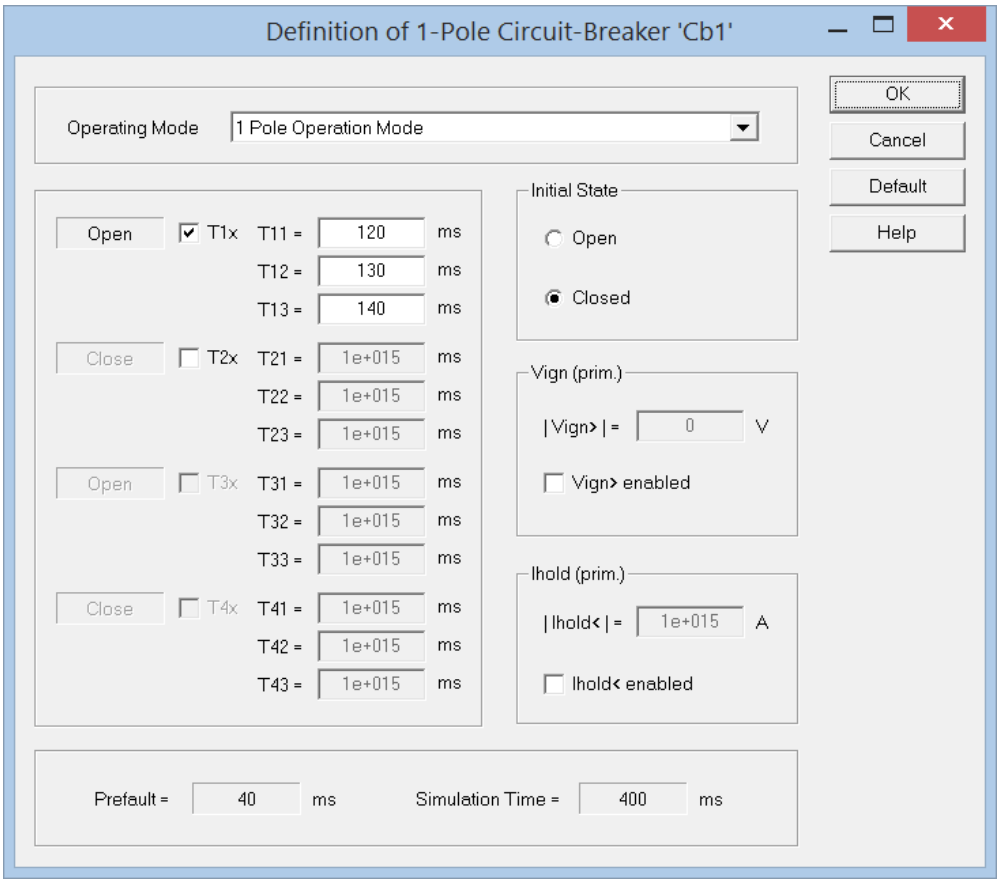


Abbildung 260: Einstelldialog in der Betriebsart *1 Pole Operation Mode*

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

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die Strom- und Spannungswandler einer Anlage (Umspannwerk) im Sinne **primärtechnischer Strom- und Spannungswandler** nachzubilden. Mit den Messorten **M1...5** der **Circuit-Breaker Cb1...5** können primäre und sekundäre Spannungen, 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** parametriert werden, um Stromwandlersättigung nachzubilden (Kapitel 6.13.5) und
- die idealen Spannungswandler durch einen **kapazitiven Spannungswandler** (Capacitive Voltage Transformer CVT) 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** des Messortes **M1...5**.

Hinweis
Bei der Berechnung der sekundären Impedanzen muss immer der dem Circuit-Breaker zugeordnete Spannungs- und Stromwandler eingestellt bzw. berücksichtigt werden. Die berechneten Impedanzen sind immer **Sekundärimpedanzen**.

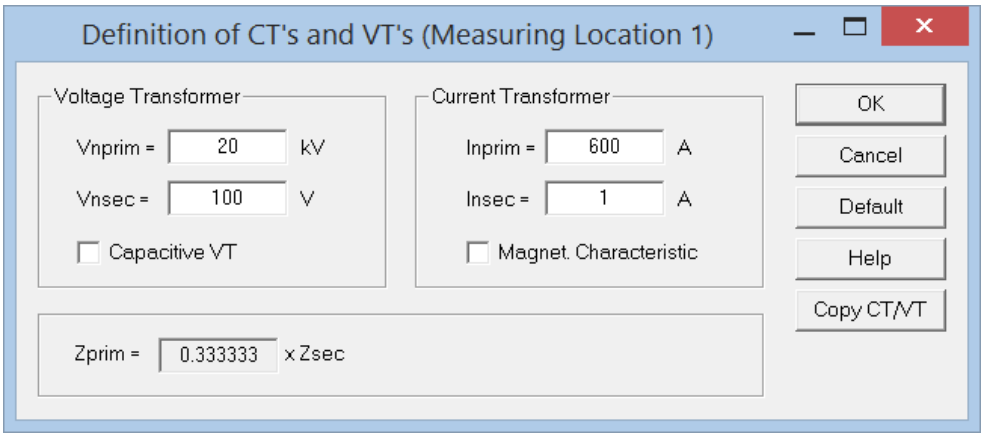


Abbildung 261: Einstelldialog der primären Strom- und Spannungswandler der Messorte *M1..5*

Einstellwerte	Bedeutung
Vnprim	Primäre Nennspannung des primären Spannungswandlers
Vnsec	Sekundäre Nennspannung des primären Spannungswandlers
Inprim	Primärer Nennstrom des primären Stromwandlers
Insec	Sekundärer Nennstrom des primären Stromwandlers
Capacitive VT	Aktivierung des Modells für einen primären kapazitiven Spannungswandler (CVT)
Magnet. Characteristic	Aktivierung des Modells für einen eisengeschlossen primären TPX-Stromwandler mit einstellbarer Magnetisierungskennlinie

	Die Einstellung der Magnetisierungskennlinie erfolgt im Einstelldialog **Definition of CT Saturation Characteristic Measuring Location 1..5** (Kapitel 6.13.5)

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

Für die Messorte *M1..5*: Primäre Spannungen und Ströme

Signale	Bedeutung
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 $u_{NG}(t) = (u_{L1}(t) + u_{L2}(t) + u_{L3}(t)) / \sqrt{3}$

Für die Messorte *M1..5*: Sekundäre Spannungen und Ströme

Signale	Bedeutung
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 $i_2(t)$

Für den Messort *M1*: Sekundäre Spannungen und Ströme

Signale	Bedeutung
OUTP04	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ = **VAGSM1**
OUTP05	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$ = **VBGSM1**
OUTP06	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$ = **VCGSM1**
OUTP01	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L1}(t)$ = **IAS_M1**
OUTP02	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L2}(t)$ = **IBS_M1**
OUTP03	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L3}(t)$ = **ICS_M1**

Für den Messort *M2*: Sekundäre Spannungen und Ströme

Signale	Bedeutung
OUTP10	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ = **VAGSM2**
OUTP11	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$ = **VBGSM2**
OUTP12	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$ = **VCGSM2**
OUTP07	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L1}(t)$ = **IAS_M2**
OUTP08	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L2}(t)$ = **IBS_M2**
OUTP09	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L3}(t)$ = **ICS_M2**

Für den Messort *M3*: Sekundäre Spannungen und Ströme

Signale	Bedeutung
OUTP16	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ = **VAGSM3**
OUTP17	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$ = **VBGSM3**
OUTP18	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$ = **VCGSM3**
OUTP13	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L1}(t)$ = **IAS_M3**
OUTP14	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L2}(t)$ = **IBS_M3**
OUTP15	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L3}(t)$ = **ICS_M3**

Berechnung von 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** $\underline{k}_G$ erfolgen im Einstelldialog **Signal Analysis Settings** (Kapitel 9.11). 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

Hinweis

Es muss hier beachtet werden, dass der **Erdstromkompensationsfaktor** im Einstelldialog **Signal Analysis Settings** (Kapitel 9.11) für alle Messorte **M1...5** immer gleich eingestellt wird. Sollten für verschieden Messorte verschieden Erdstromkompensationsfaktoren benötigt werden, sollten alternativ **Probe** (Kapitel 6.11) verwendet werden. Hier kann der Erdstromkompensationsfaktor für jede **Probe** individuell eingestellt werden.

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

Die Spannungs- und Stromwandler können global ein- und ausgeschaltet werden. Der Einstellwert **Enable Substation CT and VT** ist im Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **Network** zu finden (Kapitel 6.5.1).

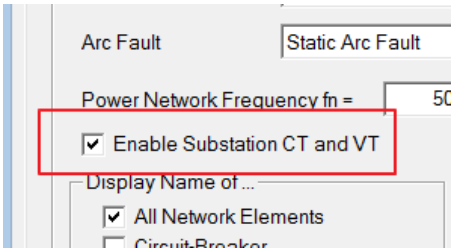


Abbildung 262: Ein/Aus der primären Strom- und Spannungswandler in *Network Configuration*

6.13.4 Ausgabe der Schaltzeiten im *Messages Window*

Wird eine Berechnung dynamischer Netzvorgänge durchgeführt, werden die Schaltzeiten der **Circuit-Breaker** im **Messages Window** ausgegeben,

- wenn der Schalter geöffnet oder geschlossen wurde **UND**
- der Schalter mit der Schutzfunktion einer **Probe** verbunden ist (Kapitel 6.11.22) **ODER** durch Einstellung des Schalters das Öffnen/Schließen (Kapitel 6.21.1) verursacht wurde.

```
> ATP CPU Time 1.781s

CB> Switch Cb[Cb2], 0.1448-0.1413-0.1464, Opening-Opening-Opening
CB> Switch Cb[Cb3], 0.1434-0.1505-0.1493, Opening-Opening-Opening
CB> Switch Cb[Cb4], 0.1643-0.1687-0.1687, Opening-Opening-Opening
CB> Switch Cb[Cb1], 0.1725-0.1725-0.1671, Opening-Opening-Opening

> ATPDesigner CPU Time 5.641s
```

Abbildung 263: Anzeige der Schaltzeiten im *Messages Window*

- Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] des **Circuit-Breaker**, ➔Cb für **Circuit-Breaker**, Referenzname Cb2, Cb3, Cb4, Cb1
- **Optional:** Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] einer ggfs. verbundenen **Probe**
- Schaltzeiten in Sekunden (Leiter A-B-C bzw. L1-L2-L3)
- Schaltvorgang **Opening** oder **Closing** (Leiter A-B-C bzw. L1-L2-L3)

6.13.5 Magnetisierungskennlinie für Cb1..5

Die Magnetisierungskennlinie der Schalter Cb1..5 kann durch zwei Dialoge eingestellte werden. In Abbildung 240 ist der Einstelldialog der allgemeinen Einstellwerte dargestellt. Mit Hilfe der in Abbildung 241 allgemeinen dargestellten Magnetisierungskennlinie B=f(H), die in ATPDesigner im Sinne eines Templates verwendet wird, wird eine spezifische Magnetisierungskennlinie berechnet.

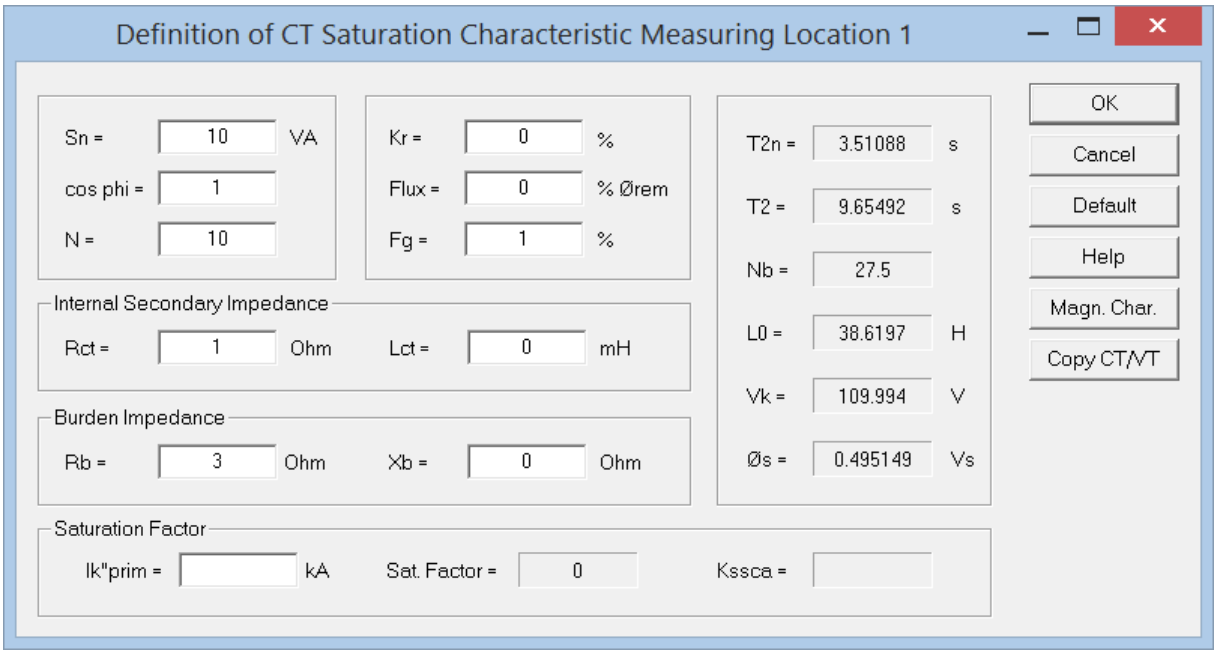
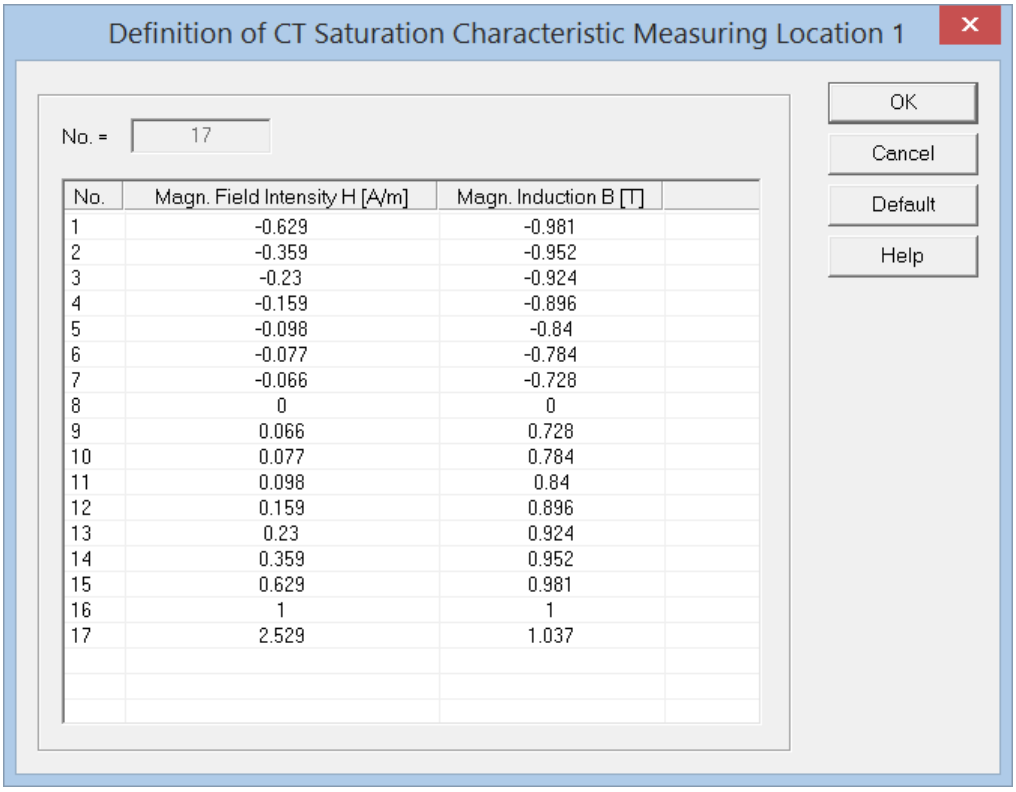


Abbildung 264: Einstelldialog für die Magnetisierungskennlinie der Schalter Cb1..5



No.	Magn. Field Intensity H [A/m]	Magn. Induction 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

Abbildung 265: Einstelldialog für Magnetisierungskennlinie B = f(H)

6.14 Leitungsfehler *Fault Type*

Für die Leitungen **Line 1..3** können mit Hilfe des Einstelldialogs 1-polige, 2-polige und 3-polige Leitungsfehler wahlweise mit/ohne Erdberührung eingestellt werden. Es ist darauf zu achten, dass die im englischen Sprachraum üblichen Leiterbezeichnungen verwendet werden: R = A, S = B, T = C, Erde = G.

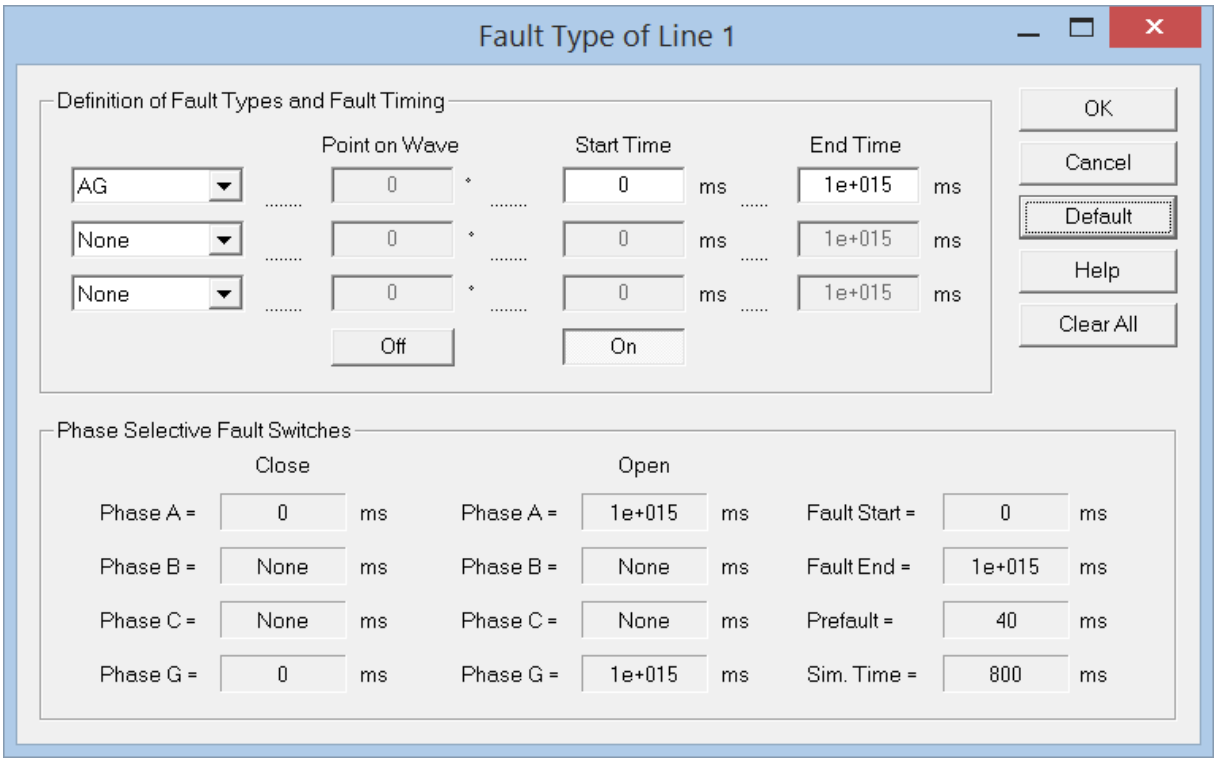


Abbildung 266: Einstelldialog Leitungsfehler

Einstellwert	Bedeutung
Point on Wave	Fehlereintrittswinkel in Grad Der Fehlereintrittswinkel wird auf den Nulldurchgang der Leiter-Erd-Spannung $u_{RE}(t)=u_{AG}(t)$ vom negativen in den positiven Amplitudenbereich bezogen.
Start Time	Fehlereintrittszeit in ms
End Time	Löschzeit (Endezeit) des Fehlers in ms

Wichtig !!!

Fehlereintrittszeitpunkt bzw. Fehlerstartzeit und Löschzeit des Fehlers werden auf den fehlerfreien Vorlauf **Prefault** im Einstelldialog **ATP Related Settings**, Registerkarte **ATP Data** (Kapitel 6.4.1) bezogen.

- Tatsächlicher Fehlereintritt in ms = **Prefault** + **Start Time**

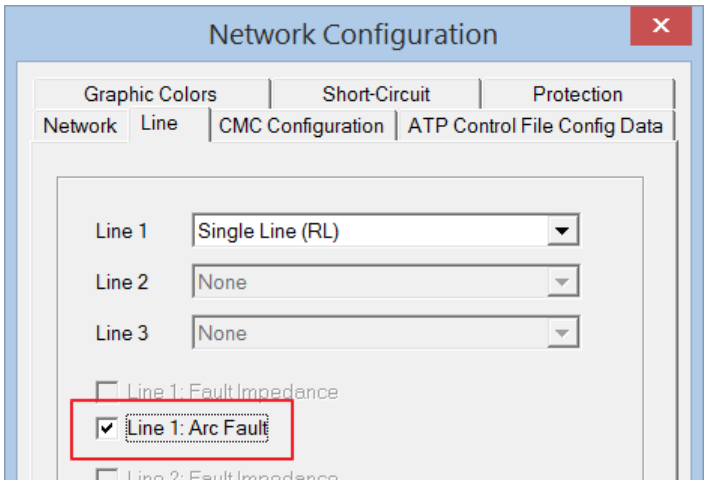
6.14.1 Leitungsfehler *Fault Type* mit einem Lichtbogen

ATPDesigner ermöglicht es, für die Fehlerorte der Leitungen Line 1..3 einen Lichtbogen zu aktivieren, die allerdings nur bei der Berechnung dynamischer Netzvorgänge berücksichtigt werden. Es kann zwischen zwei Lichtbogenmodellen unterschieden werden:

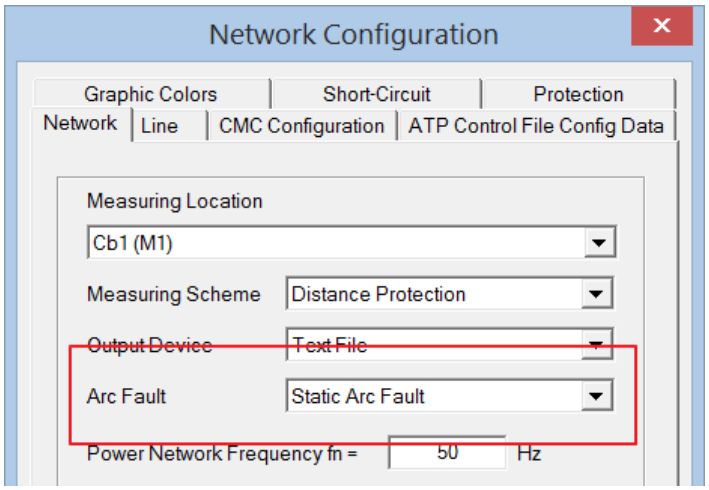
- **Static Arc Fault**
- **Dynamic Arc Fault**

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

- Es muss eine der Leitungen **Line 1..3** im Netzwerk eingefügt werden. Das kann z.B. mit dem Toolbar-Button mit Drücken des Pfeils erfolgen.
- Im Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **Line** muss die Option **Line x: Arc Fault** aktiviert werden.



- Im Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **Network** muss der Einstellwert **Arc Fault** ausgewählt werden.



In Abbildung 243 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.

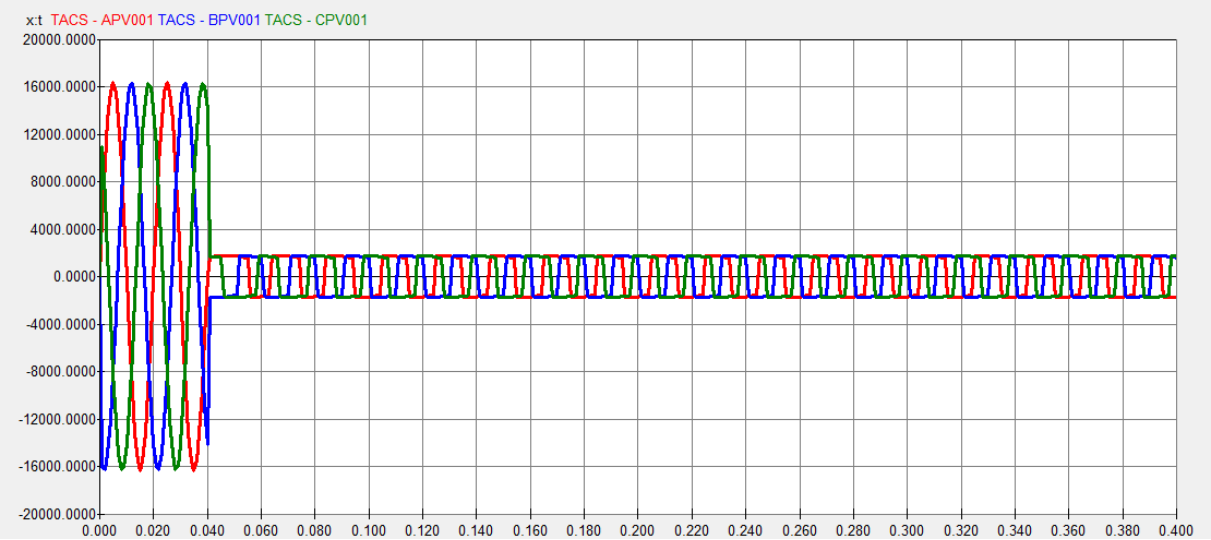


Abbildung 267: Leiter-Erd-Spannungen bei einem 3-pol. Kurzschluss mit stat. Lichtbogen

In Abbildung 244 sind die Leiter-Erd-Spannungen dargestellt, die sich bei Verwendung des dynamischen Lichtbogenmodells **Dynamic Arc Fault** ergeben.

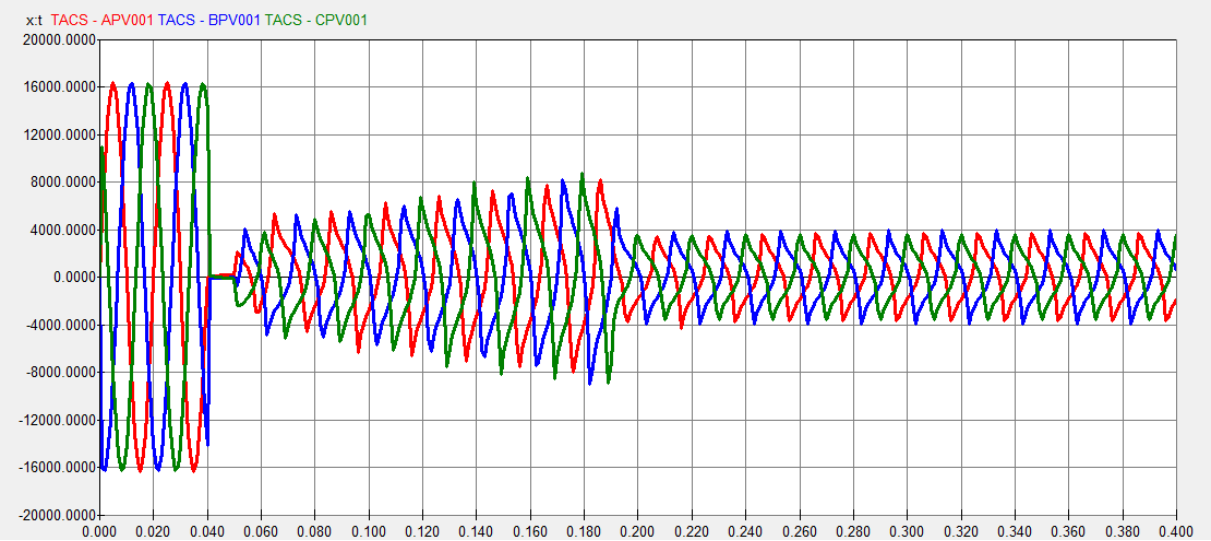


Abbildung 268: Leiter-Erd-Spannungen bei einem 3-pol. Kurzschluss mit dyn. Lichtbogen

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.

6.14.2 Einstelldialog *Static Arc Fault*

Mit Hilfe des Toolbar-Buttons oder dem Menüpunkt **Arc Fault** im Hauptmenü **Power Network** kann der Einstelldialog geöffnet werden, der in Abbildung 245Abbildung 248 dargestellt ist. Die Einstellwerte parametrieren ein einfaches Modell, das eine rechtförmige Lichtbogenspannung am Kurzschlussort erzeugt.

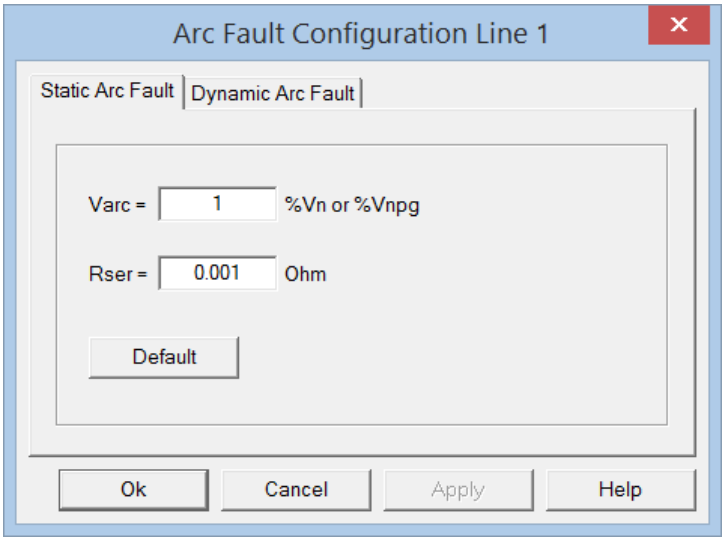


Abbildung 269: Einstelldialog *Arc Fault Configuration Line 1* – Registerkarte *Static Arc Fault*

Einstellwert	Bedeutung
Varc	Lichtbogenspannung in %V_n bzw. in %Vnpg = %Vn/√3
Rser	Widerstand in Serie zur Lichtbogenspannung

Mit Hilfe des ATP-Modells **Type 92 Multiphase, Piecewise-Linear Resistance with Flash-over** wird eine nicht-lineare Kennlinie wie in Abbildung 246 dargestellt realisiert.

Für Lichtbogen Leiter-Erde

$$V_{arc\ peak} = \frac{V_{nom} \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{V_{arc}}{100\%} \quad mit\ V_{nom} = U_n \qquad (1.125)$$

Für Lichtbogen Leiter-Leiter

$$V_{arc\ peak} = \left(V_{nom} \cdot \sqrt{2}\right) \cdot \frac{V_{arc}}{100\%} \qquad (1.126)$$

$$I_{arc\ peak} = \frac{V_{arc\ peak}}{100k\Omega} \qquad (1.127)$$

Durch die Wahl des Knickpunktes [$V_{arc\ peak}$, $I_{arc\ peak}$] wird erreicht, dass die Spannung über dem nichtlinearen Element schon bei geringen Strömen auf den eingestellten Maximalwert V_{arc} begrenzt wird. Dadurch wird eine rechteckförmige Lichtbogenspannung erzeugt, die in Phase zu dem Fehlerstrom liegt. Dadurch entsteht ein Lichtbogen mit ohmschen 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.

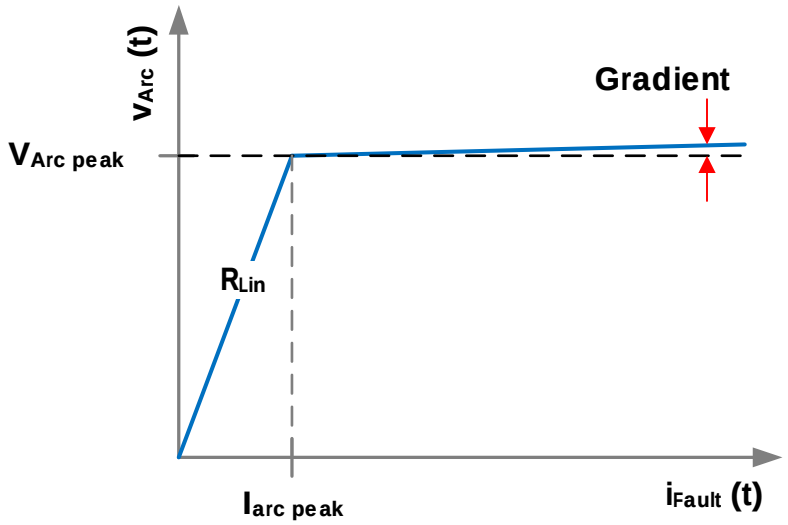


Abbildung 270: Kennlinie des Modells für einen *Static Arc Fault*

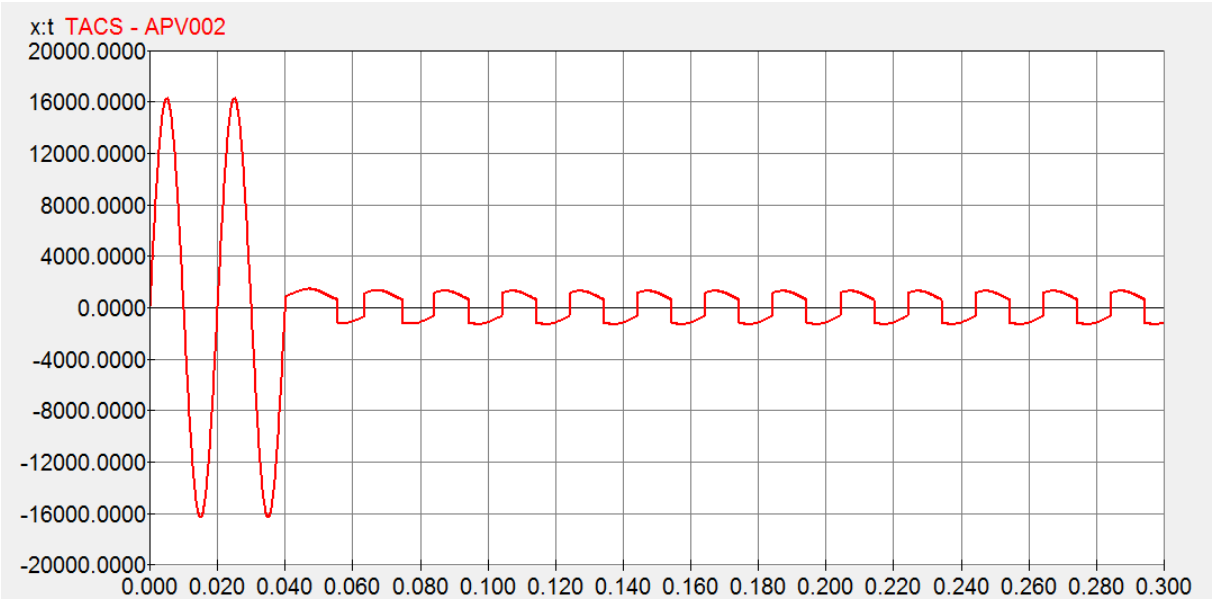


Abbildung 271: *Static Arc Fault* - Leiter-Erd-Spannung bei einem Kurzschluss mit Lichtbogen

In Abbildung 247 ist die Leiter-Erd-Spannung an einer Leitung eines 20kV-Netzes abgebildet, an der ein Kurzschluss mit Lichtbogen basierend auf dem Modell **Static Arc Fault** 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 10 gibt an, zwischen welchen Leitern bzw. Leiter und Erde abhängig von der Kurzschlussart ein Lichtbogen nachgebildet wird. So bedeutet **R_{AG}** dass das Lichtbogenmodell zwischen Leiter R = A und Erde = G geschaltet wird. Ein Lichtbogen zwischen den Leitern A und B wird mit **R_{AB}** gekennzeichnet.

Kurzschlussart	Lichtbogen nachgebildet durch
AG	**R_{AG}**
BG	**R_{BG}**
CG	**R_{CG}**
ABG	**R_{AG} und R_{BG}**
BCG	**R_{BG} und R_{CG}**
ACG	**R_{AG} und R_{CG}**
AB	**R_{AB}**
BC	**R_{BC}**
AC	**R_{AC}**
ABC	**R_{AB} und R_{BC}**
ABCG	**R_{AG} und R_{BG} und R_{CG}**

Tabelle 11: Lichtbogennachbildung abhängig von der Kurzschlussart

6.14.3 Einstelldialog *Dynamic Arc Fault*

Der Einstelldialog für einen **Dynamic Arc Fault** ist in Abbildung 248 dargestellt.

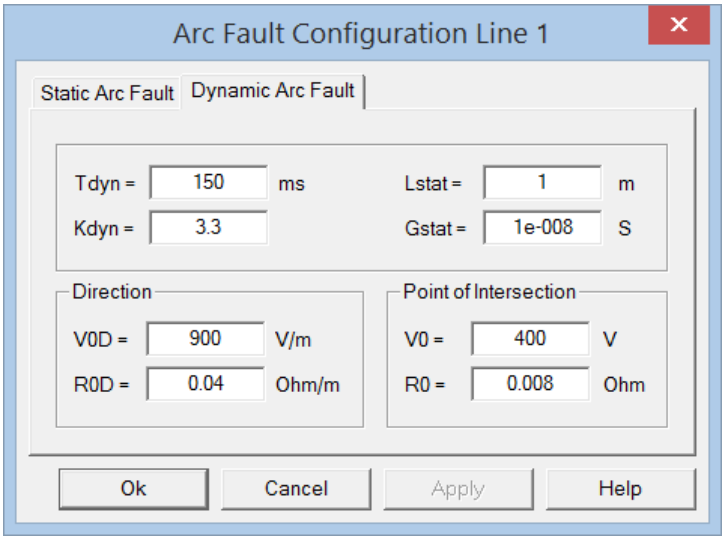


Abbildung 272: Einstelldialog *Arc Fault Configuration Line 1* – Registerkarte *Dynamic Arc Fault*

6.15 Synchrongenerator und Kraftwerksmodell *Generator*

Das Netzwerkelement **Generator** ermöglicht die Nachbildung der mechanischen und elektrischen Eigenschaften eines thermischen Kraftwerkes. Die mechanischen Eigenschaften als n-Massen-Modell mit $n \geq 2$ können in einem eigenen Einstelldialog **Mech. Data** definiert werden.

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

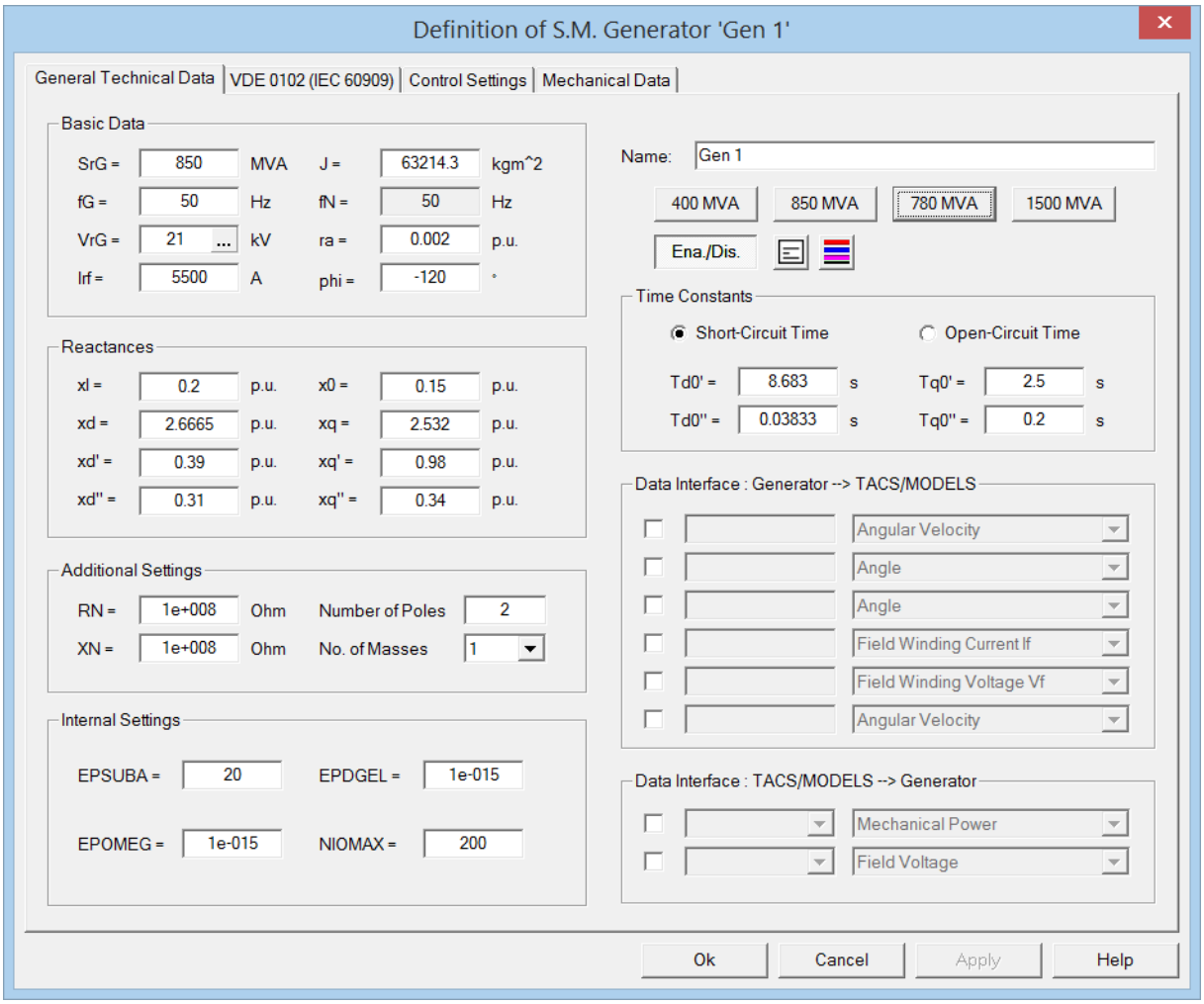


Abbildung 273: Einstelldialog Synchrongenerator / Kraftwerksmodell

Einstellwert	Bedeutung
SrG	Bemessungsscheinleistung in MVA
fG	Frequenz in Hz
VrG	Bemessungsspannung in kV
Irf	Bemessungserregerstrom in A
J	Massenträgheitsmoment des Turbosatzes als 1-Massen-Modell in $kg \cdot m^2$
fN	Netznennfrequenz des Netzes
ra	Stator (Armature) resistanz in p.u. (per unit)
phi	Phasenlage der Klemmenspannung $\underline{U}_{RE}$ (= $\underline{V}_{AG}$)

Einstellwert	Bedeutung
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 = jωL einer Serienimpedanz im Stator-Sternpunkt in Ohm
Number of Poles	Anzahl Pole des Generators, nicht Anzahl der Polpaare
No. of Masses	Anzahl Massen des Mehrmassen-Modells zur Nachbildung der mechanischen Eigenschaften des Turbosatzes

Hinweis

Die Impedanzen des Synchrongenerators werden auf die Bemessungsimpedanz Z_{rG} bezogen berechnet.

$$Z_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} = 1\,p.u. \qquad (1.128)$$

Short-Circuit Time Constants oder Open-Circuit Time Constants

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

Hinweis

Der Index „0" der Zeitkonstanten ist nur für die Open-Circuit-Zeitkonstanten zulässig, wird aber der Einfachheit halber in dem Einstelldialog auch für die Short-Circuit-Zeitkonstanten verwendet.

Data Interface TACS/MODELS → Generator

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

- **Mechanical Power**
  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.

- **Field Voltage**
  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.

Data Interface Generator → TACS/MODELS

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

- **Angular Velocity**
  Absolute Umdrehungsgeschwindigkeit in Radiant / Sekunde

$$f_{elektr.} = \frac{Angular\,Velocity \cdot p}{2\pi} \qquad (1.129)$$

  mit p = Anzahl Polpaare = Anzahl Pole / 2

- **Angle**
  Rotorwinkel in Radiant
  Der Rotorwinkel wird jede Sekunde um $2\pi f_{Netz}$ / Anzahl Polpaare erhöht.

  Der Polradwinkel einer Masse kann wie folgt berechnet werden:

$$\vartheta = ANGLE - \frac{2\pi t}{p \cdot T} \qquad (1.130)$$

  - Simulationszeit t
  - Anzahl Polpaare p = Anzahl Pole / 2
  - Netzperiode T = 1 / f_{nom}

  Beispiel:
  Generator mit 2 Polpaaren (4 polige Maschine, NP = 4, p = 2) und der Netzfrequenz f_n = 50Hz.

  Der Rotorwinkel erhöht sich um

$2\pi 50Hz / (4 / 2) = 2\pi 50Hz / 2 = \pi 50Hz$

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

- **Field Winding Current If**
  Feldstrom I_f [A]

- **Field Winding Voltage Vf**
  Feldspannung V_f [V]

6.15.1 MODELS-Regelung: Speed Control und Voltage Control

Mit den beiden Optionen **Speed Control** (Drehzahlregelung) und **Voltage Control** (Spannungsregelung) werden in **MODELS** implementierte Regelungsverfahren von ATPDesigner in die .ATP-Eingabedatei eingebunden. Der Einstelldialog der Regelungsverfahren kann mit dem Button **Settings** geöffnet werden (siehe Abbildung 250).

Einstellwert	Bedeutung
Voltage Control (VC)	Algorithmus zur Spannungsregelung aktivieren
Speed Control (SC)	Algorithmus zur Drehzahlregelung aktivieren

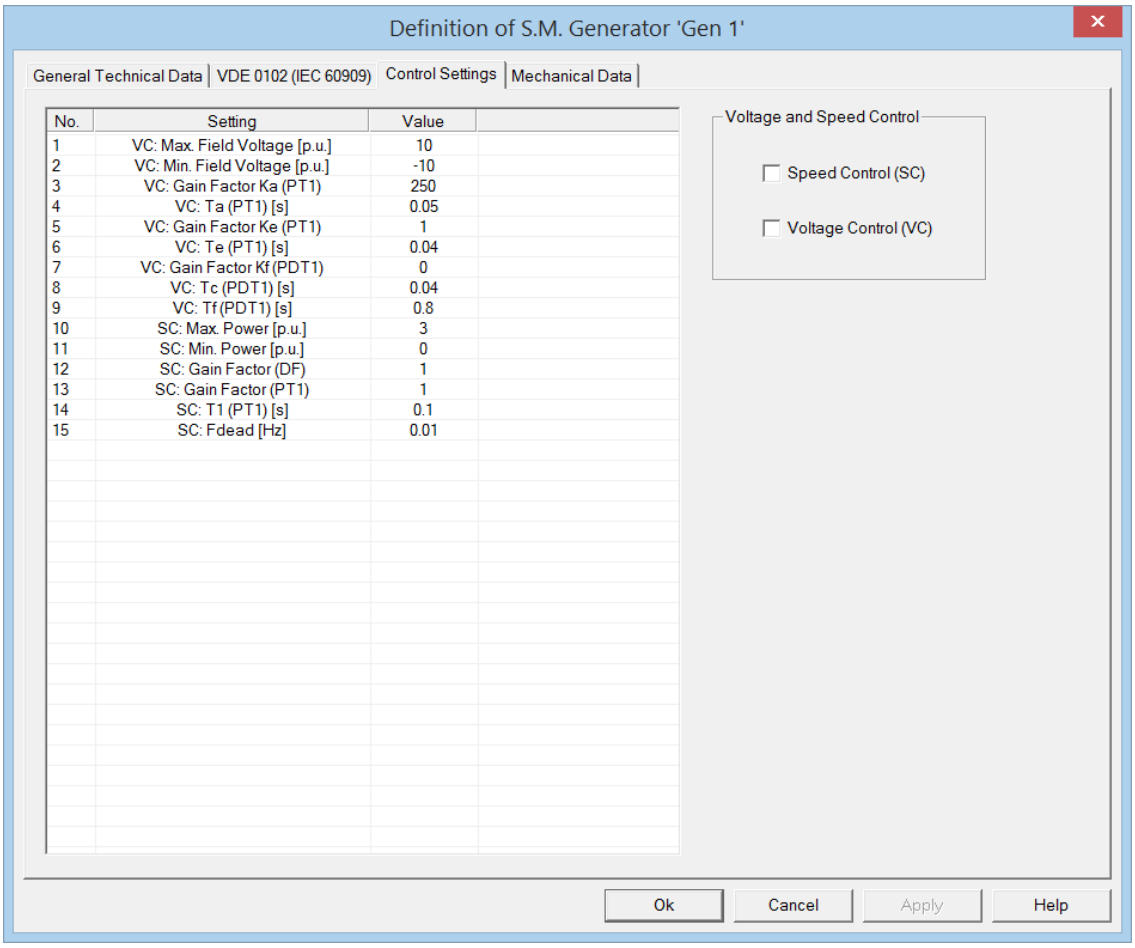


Abbildung 274: Einstellwerte der Drehzahl- und Spannungsregelung

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

- **VC: Max. Field Voltage [p.u.]**
  Maximal zulässige Spannung des Erregerfeldes
  if VF>VFMAX then VF:=VFMAX endif

- **VC: Min. Field Voltage [p.u.]**
  Minimal zulässige Spannung des Erregerfeldes
  if VF<VFMIN then VF:=VFMIN endif

- **VC: KA Verstärkungsfaktor Amplifier (PT1)**
  Verstärkungsfaktor des Amplifier PT1-Gliedes
  CLAPLACE(EF1/DU):=(KA|s0)/(1|s0+TA|s1)

- **VC: TA Zeitkonstante Amplifier (PT1)**
  Zeitkonstante des Amplifier PT1-Gliedes
  CLAPLACE(EF1/DU):=(KA|s0)/(1|s0+TA|s1)

- **VC: KE Verstärkungsfaktor Erregereinrichtung (PT1)**
  Verstärkungsfaktor des PT1-Gliedes der Erregereinrichtung
  CLAPLACE(EF0/EF1):=(KE|s0)/(1|s0+TE|s1)

- **VC: TE Zeitkonstante Erregereinrichtung (PT1)**
  Zeitkonstante des 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)

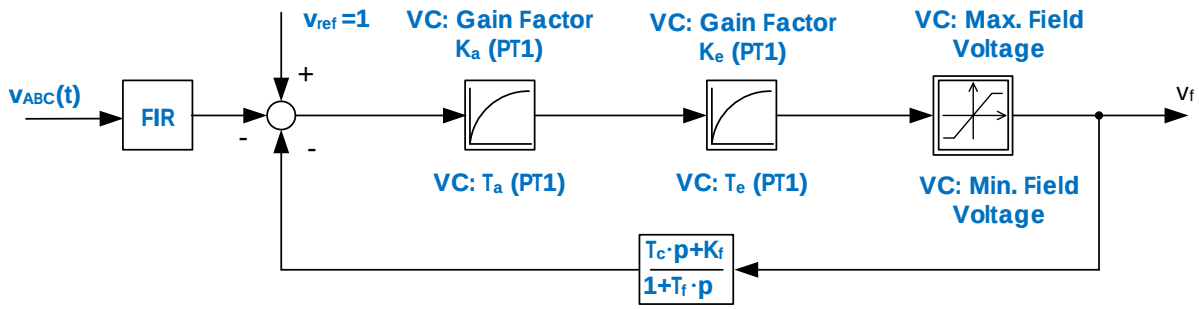


Abbildung 275: Blockschaltbild der Spannungsregelung

Wenn die Spannungsregelung wie in Abbildung 251 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

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 PInt>FPMAX then PGEN:=FPMAX endif

- **SC: Min. Power [p.u.]**
  Minimal zulässige primäre Wirkleistung (z.B. Antriebsleistung der Turbine)
  if PInt<FPMIN then PGEN:=FPMIN endif

  Hinweis
  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
  CLAPLACE(DFPT1/DF):=(FKPT|s0)/(1|s0+FTPT|s1)

- **SC: T1 (PT1) [s]**
  Zeitkonstante des PT1-Gliedes
  CLAPLACE(DFPT1/DF):=(FKPT|s0)/(1|s0+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.
  if abs(DF)<=FDEAD then DF:=0 endif

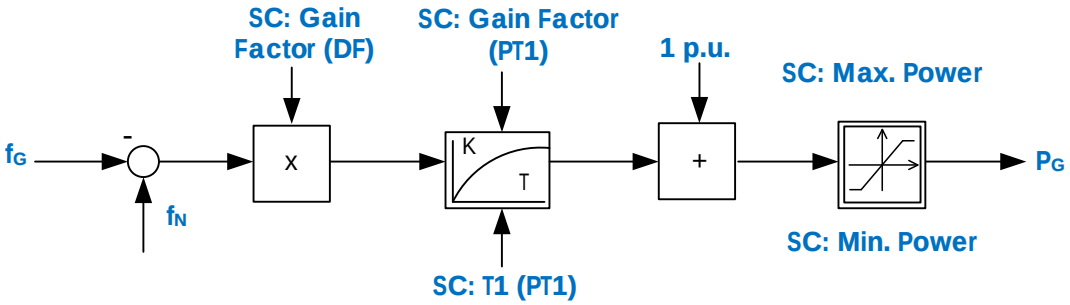


Abbildung 276: Blockschaltbild der Drehzahlregelung

Wenn die Drehzahlregelung nach Abbildung 252 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

6.15.2 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 (Kapitel 9.3) 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 Grundschwingung 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)

$$GVBxxx = \sqrt{U_{L1}{}^2 + U_{L2}{}^2 + U_{L3}{}^2} \qquad (1.131)$$

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

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 Nenndrehzahl [rad / s] Bei negativem Vorzeichen ist der Wert kleiner als die Nenndrehzahl. Bei positivem Vorzeichen ist der Wert größer als die Nenndrehzahl. Umrechnung rad/s in Umdrehungen pro Minute 1/min: $U/\min = \frac{VEL1}{2 \cdot \pi \cdot 60}$
MACH1 – ID	Primärer Strom in der d Achse der Statorwicklung [A]
MACH1 – IQ	Primärer Strom in der q Achse der Statorwicklung [A]
MACH1 – I0	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]

6.15.3 Verwendung der beiden Regelungen für Drehzahl und Spannung

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

6.15.4 Einstelldialog *VDE 0102* für den Synchrongenerator

Die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 mit dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle berücksichtigt den Synchrongenerator als 3-phasige, symmetrische Impedanz. Die Einstellwerte in Abbildung 253 werden für die Berechnung dieser Impedanz benötigt. Die Impedanz im Mitsystem wird wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_{GK} = K_G \cdot \underline{Z}_G = K_G \cdot \left(R_G + jX_d^{"} \right) \tag{1.132}$$

$$K_G = \frac{V_{nG}}{V_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d^{"} \cdot \sin\left(phi \right)} \tag{1.133}$$

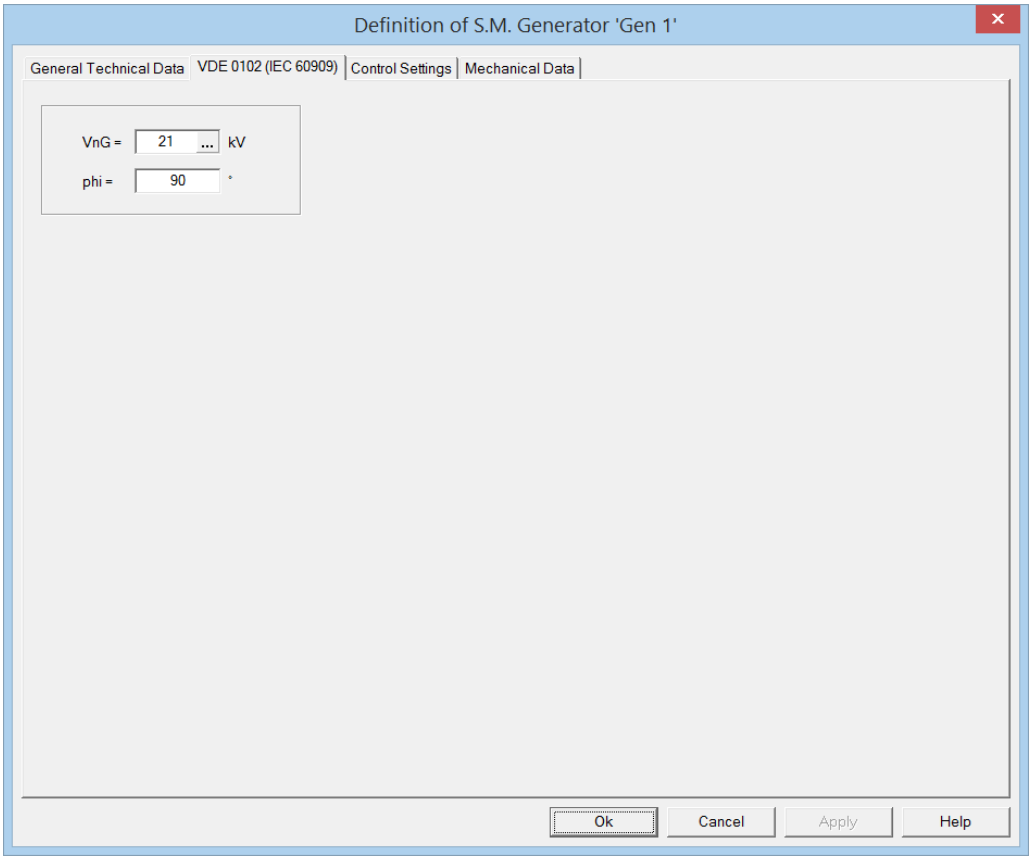


Abbildung 277: VDE 0102 bezogene Einstellwerte des Synchrongenerators

6.15.5 Kraftwerksmodell mit mehreren 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.

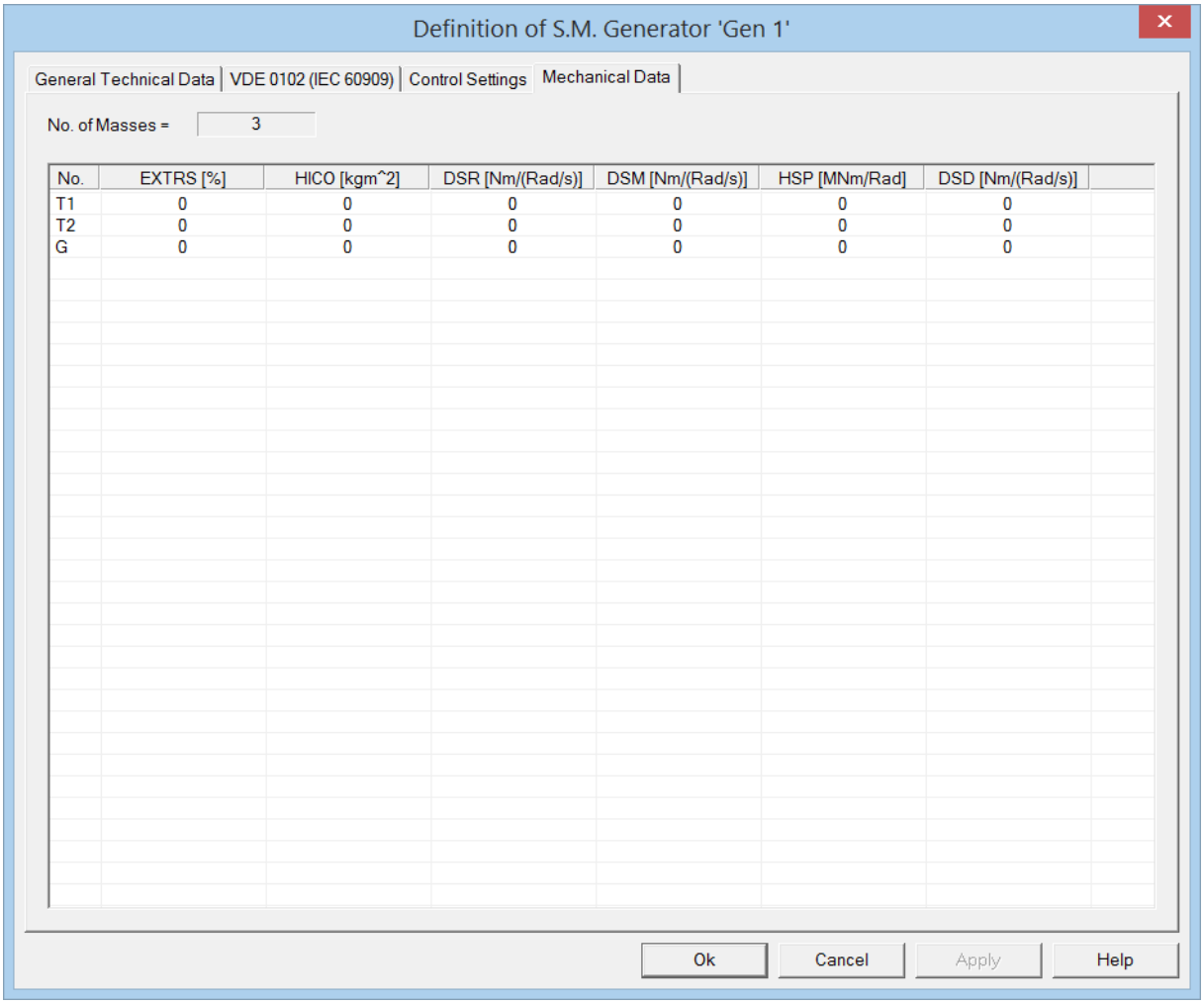


Abbildung 278: Einstellwerte für ein Mehrmassenmodell

6.16 Erdungsarmatur *Grounding System*

Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Grounding System** 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
Phase A, B, C	Betriebsmittel für Leiter A, B, C aktivieren bzw. deaktivieren

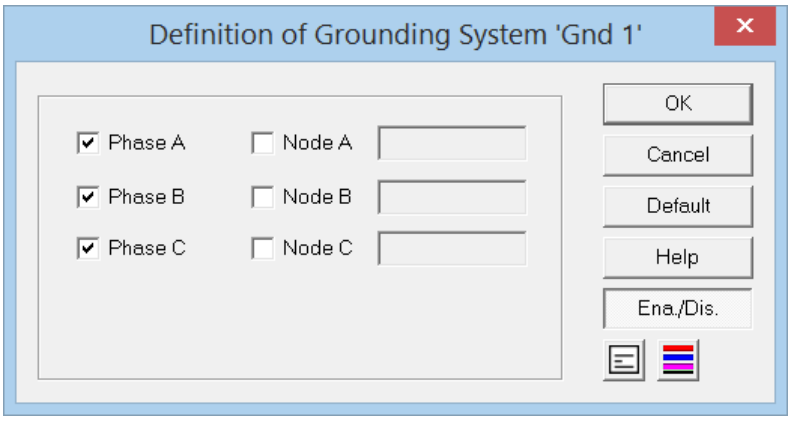


Abbildung 279: Einstelldialog *Grounding System*

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, B oder C voran.

Einstellwert	Bedeutung
Node A, B, C	Anwenderspezifische Knotennamen, max. 5 Zeichen **A**xxxx, **B**xxxx, **C**xxxx

Hinweis

ATPDesigner überprüft nicht, ob anwenderspezifische Knotennamen zu einer korrekten elektrischen Verbindung von Betriebsmittel führen.

6.17 Netzwerkelement *Splitter*

Das Netzwerkelement ***Splitter*** 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.

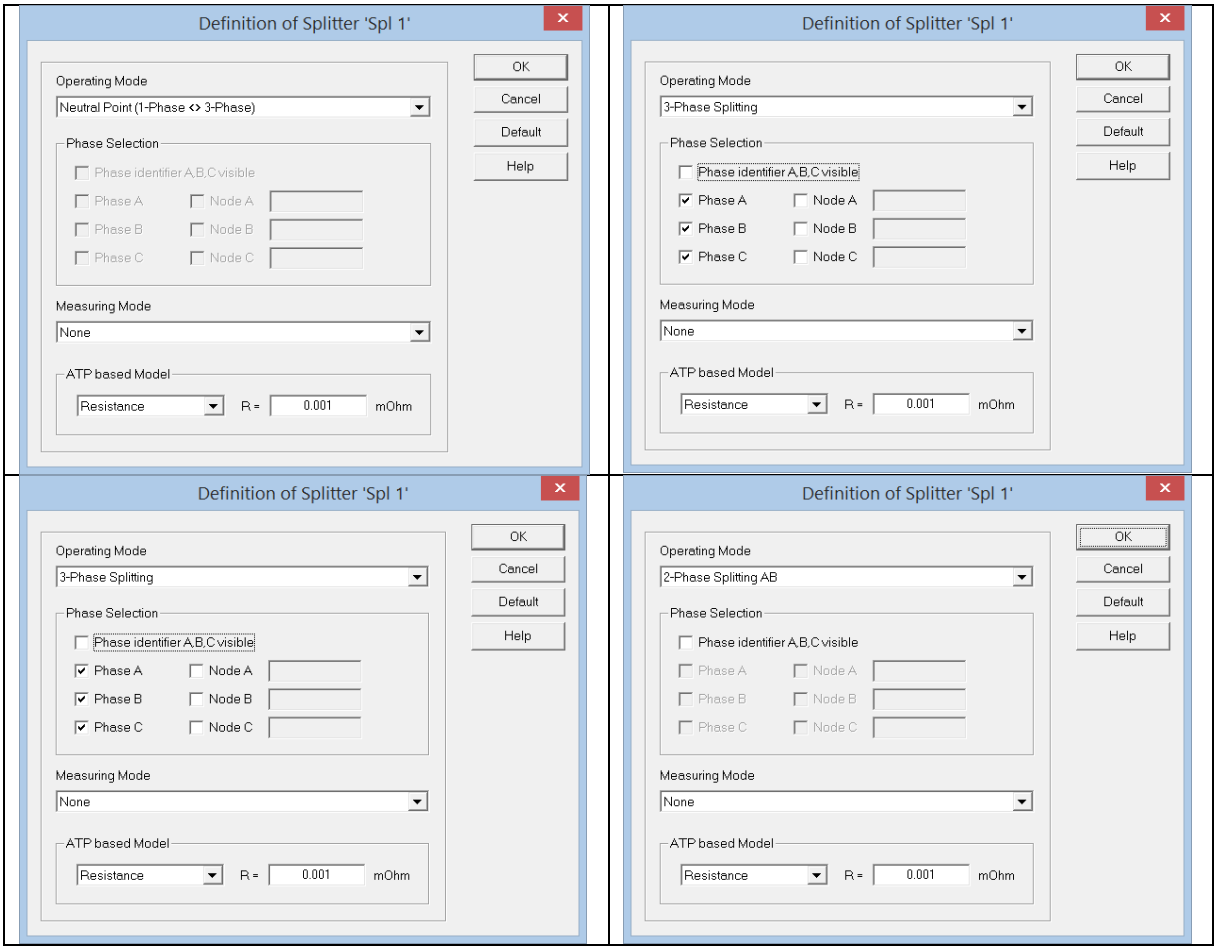


Abbildung 280: Einstelldialog für die Betriebsarten des Netzwerkelementes *Splitter*

Betriebsarten *Operating Mode*

Einstellwert	Bedeutung
Neutral Point (1-Phase <> 3-Phase)	1-phasiger Sternpunkt
3-Phase Splitting	3x 1-phasige Knoten ⇔ 1x 3-phasiger Knoten
TACS Splitter	Verbindung zwischen TACS Elementen (keine Ausgabe in die .ATP-Ausgabedatei
2-Phase Splitting AB	2x 1-phasige Knoten A und B ⇔ 1x 3-phasiger Knoten ABC Der Leiter C bleibt nicht verbunden.
Phase identifier A,B,C visible	Phasenbezeichner A, B, C werden direkt an den 1-phasigen Knoten angezeigt
Single-Phase	Auswahl für ein phasenselektives Modell aktivieren / deaktivieren
Phase A, B, C	Modell für Phase A, B, C aktivieren / deaktivieren

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, B oder C voran.

Node A, B, C Anwenderspezifische Knotennamen, max. 5 Zeichen

6.18 Externe .ATP-Ausgabedatei *External .ATP-File*

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

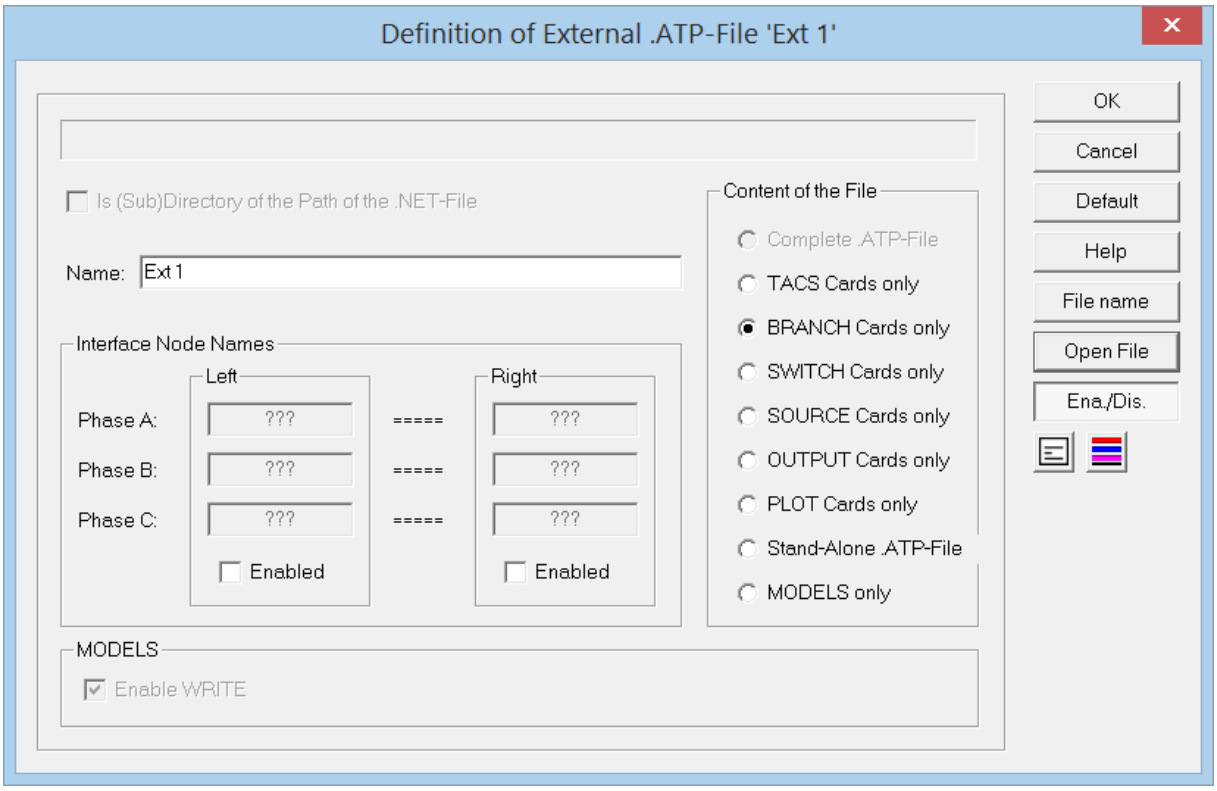


Abbildung 281: Einstelldialog *External .ATP-File*

File Name 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.

Open File Die mit dem Netzwerkelement verbundene Datei wird mit Hilfe des Texteditors geöffnet.

Name Anwenderspezifischer Name, der im Netzwerk angezeigt wird.

Content of the File

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.

Hinweis

Eine fehlerhafte Erstellung des Skriptes in der externen .ATP-Ausgabedatei oder eine falsche Zuordnung in die ATP-Skriptsektionen führt zu Fehlermeldungen.

Hinweis
Der Anwender muss das ATP-Regelwerk (ATP Rule Book) bei der Erstellung der externen .ATP-Ausgabedatei beachten.

6.19 Sammelschiene *Busbar*

Das Netzwerkelement ***Busbar*** ermöglicht die Nachbildung einer impedanzlosen Sammelschiene. Unterschiedliche Formen können durch **Busbar Shape** gewählt werden. Die Nennspannung ***Vnom*** muss korrekt eingestellt werden, da im Rahmen der Berechnung des stationären Netzzustandes (siehe Kapitel 7) mit Hilfe des Cursor-sensitiven Tooltips die Leiter-Erd-Spannungen in kV und in $\%V_{nom}$ in einem Tooltip angezeigt werden. Darüber hinaus werden Informationen über den thermisch gleichwertigen Kurzschlussstrom I_{th} nach VDE 0102 angezeigt.

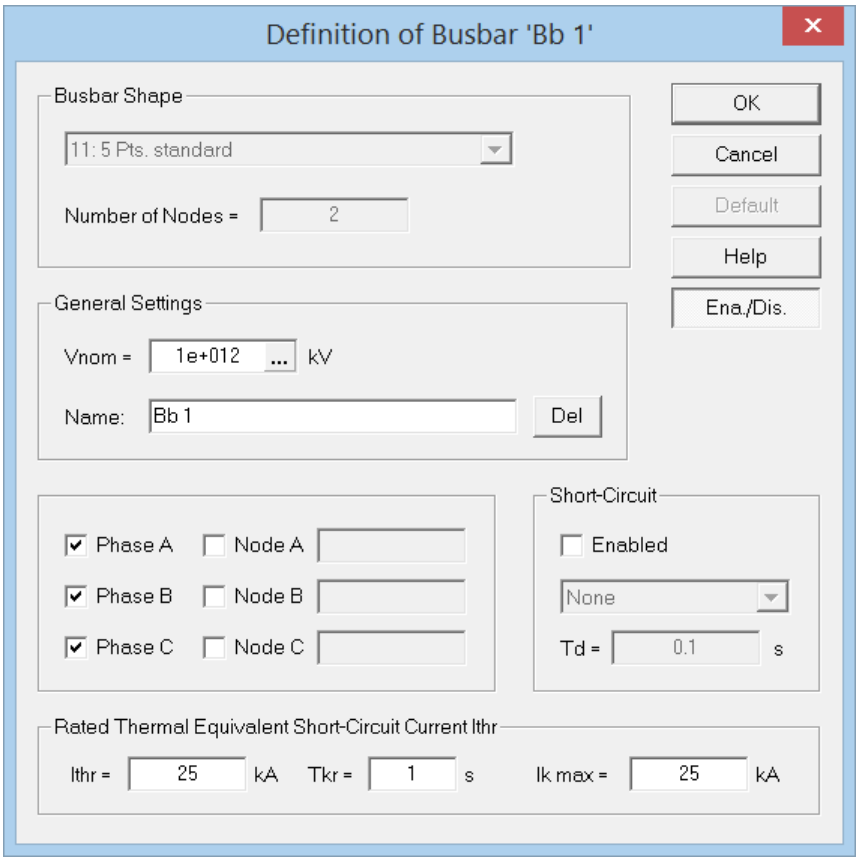


Abbildung 282: Einstelldialog *Busbar*

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

Busbar Shape
Mit Hilfe dieses Einstellwertes kann eine spezifische Form (Shape) der Sammelschiene 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 Pts. standard**“ kann eine variable Anzahl Knoten (**Number of Nodes**) eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Vnom	Nennspannung der Sammelschiene in kV
Name	Anwenderspezifischer Name (optional)
Del	Löschen des anwenderspezifischen Namens

Phase A, Phase B, Phase C
Das Netzwerkelement kann leiterselektiv definiert werden.

Node A, Node B, Node C
Die von ATPDesigner automatisch definierten Knotennamen können hier durch anwenderspezifische Knotennamen ersetzt werden.

Hinweis
ATPDesigner überprüft nicht, ob anwenderspezifische Knotennamen zu einer korrekten Verbindung von Betriebsmitteln führen.

Rated Thermal Equivalent Short-Circuit Current 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 (siehe Kapitel 7.9.4) an.

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

6.19.1 Sammelschienenkurzschluss

An der Sammelschiene kann ein Sammelschienenkurzschluss nachgebildet werden. Dazu muss die Funktion mit ***Enabled*** aktiviert und die Kurzschlussart z.B. ABCG in der Auswahlliste eingestellt werden (Abbildung 258). Die Einstellung des Sammelschienenkurzschluss kann bei verbundener Sammelschiene erfolgen. Die Kurzschlussart wird nahe der dann **rot** eingefärbten Sammelschiene angezeigt.

Enabled
Aktivierung bzw. Deaktivierung des Sammelschienenkurzschluss

Td
Eintrittszeit des Kurzschlusses bezogen auf den Startzeitpunkt der Netzwerkberechnung t = 0ms
Der Einstellwert wird nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet.

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

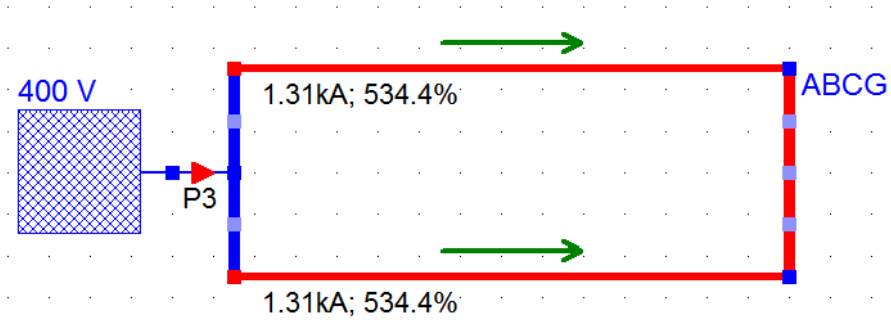


Abbildung 283: Stationärer Sammelschienenkurzschluss ABCG

Abbildung 259 zeigt die Ergebnisse eines Sammelschienenkurzschlusses *ABCG* an der rechten Sammelschiene. Beide Leitungen werden mit 1,31kA belastet.

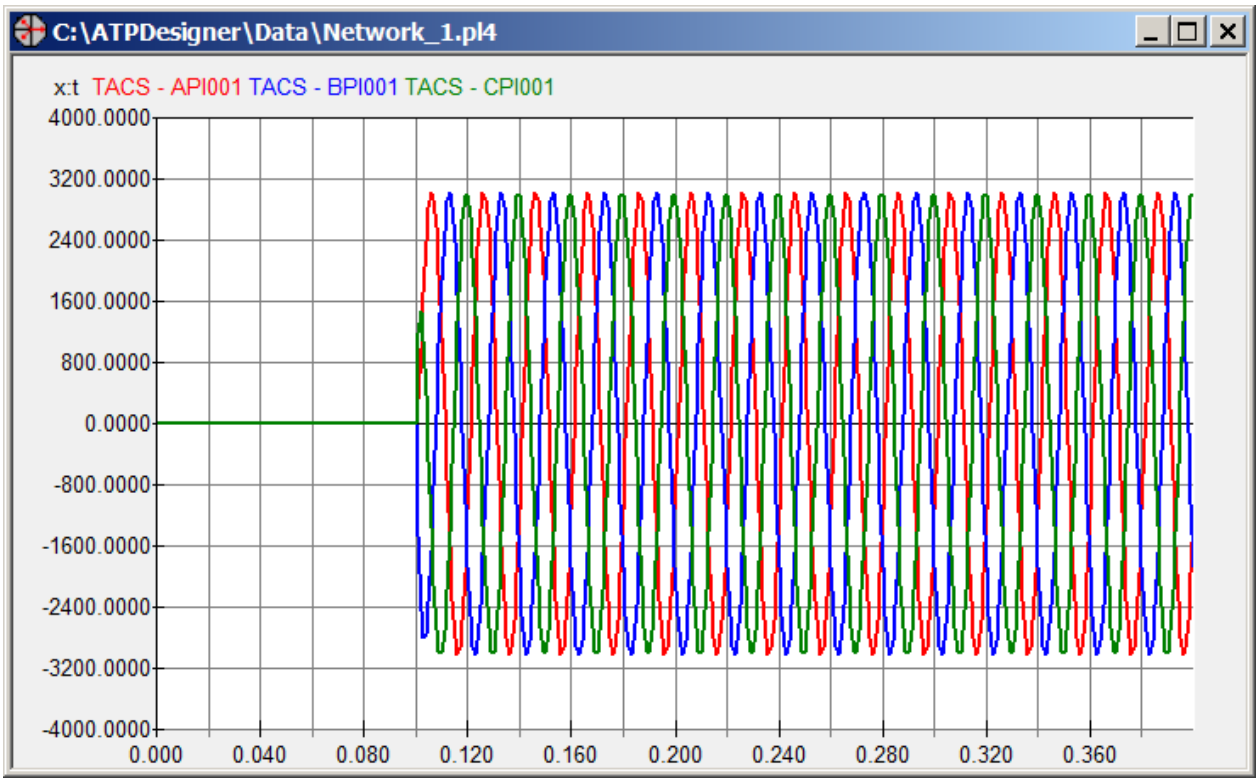


Abbildung 284: Sammelschienenkurzschluss ABCG: dynamische Netzvorgänge

Abbildung 260 zeigt die Leiterströme $i_{L1}(t)$ = **API001**, $i_{L2}(t)$ = **BPI001** und $i_{L3}(t)$ = **CPI001** vor und nach Kurzschlusseintritt bei **Td = 0,1s**. Die Kurzschlussströme werden mit Probe *Prb 1* gemessen und zeigen die Summe der Teilkurzschlussströme der beiden Leitungen in Abbildung 259.

Alternativ kann der Sammelschienenkurzschluss auch mit einem Short-Circuit berechnet werden (siehe Kapitel 7.14.1).

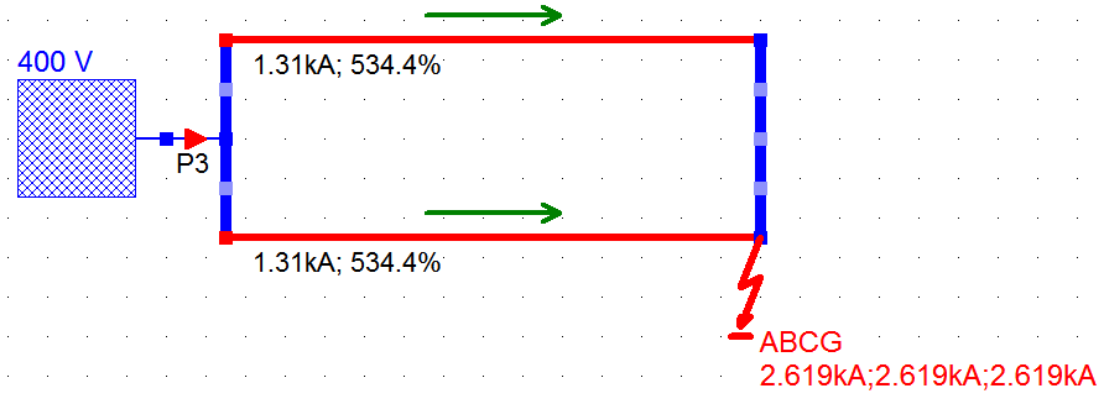


Abbildung 285: Sammelschienenkurzschluss mit *Short-Circuit*

6.20 Elektrische Maschine *Electrical Machine*

Die nachfolgende Abbildung 262 zeigt den Einstelldialog für eine elektrische Maschine.

Operation Mode

- **Induction Machine Squirrel Cage Rotor**
  (Asynchronmaschine mit Kurzschlussläufer)

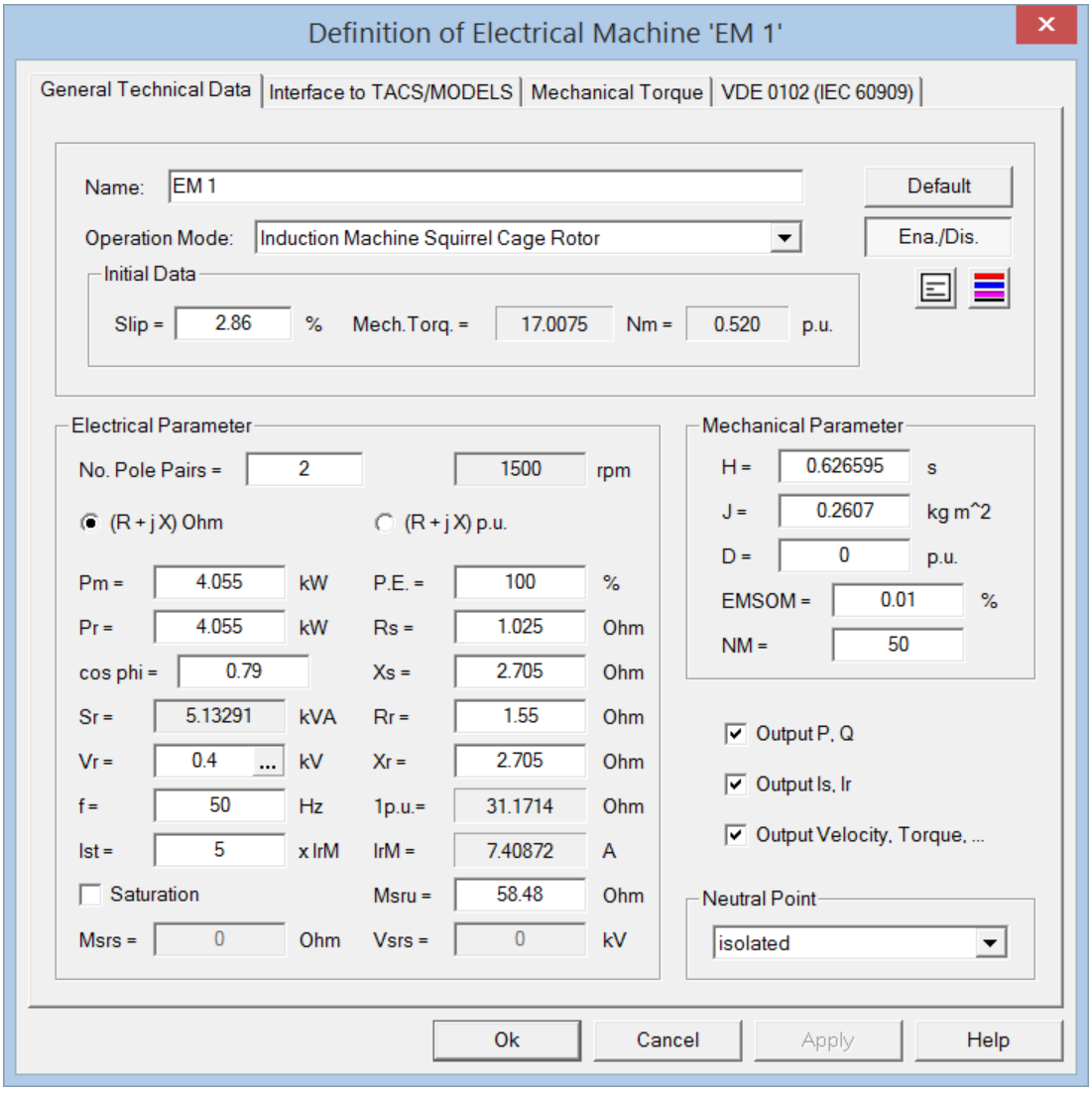


Abbildung 286: Einstelldialog einer Elektrischen Maschine *General Technical Data*

Einstellwert	Bedeutung
Default	Grundeinstellung für die Einstellwerte aller Registerkarten wiederherstellen
Slip	Schlupf [%], > 0: Motorbetrieb, < 0: Generatorbetrieb
Mech. Torq.	Mechanisches Belastungsmoment (Mechanical Torque) in Nm und in p.u.
No. Pole Pairs	Anzahl Polpaare

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

Ist Anlaufstrom I_{an} in Vielfachen des Bemessungsstroms I_{rM}

$$I_{an} = I_{st} \cdot I_{rM} \qquad (1.134)$$

IrM Bemessungsstrom in A

$$I_{rM} = \frac{S_{rG}}{\sqrt{3} \cdot U_{rM}} \qquad (1.135)$$

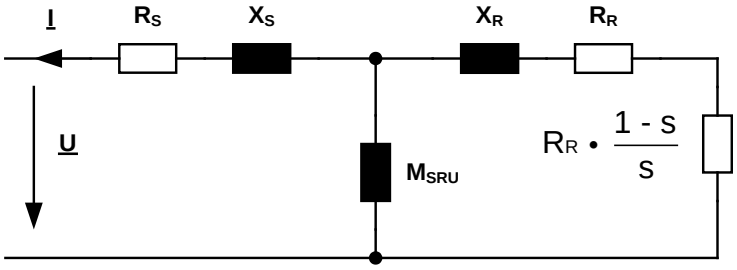


Abbildung 287: Einphasiges Ersatzschaltbild der Asynchronmaschine

Hinweis
Die vom ATP für das 3-phasige elektrische Ersatzschaltbild der Asynchronmaschine berechneten Leiterströme werden positiv nach dem Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) gemessen (siehe Abbildung 263).

Einstellwert	Bedeutung
RS	Resistanz R_1 des Stators in Ohm
XS	Streureaktanz $X_{1\sigma}$ des Stators in Ohm
RR	Resistanz R_2 des Rotors in Ohm
XR	Streureaktanz $X_{2\sigma}$ des Rotors in Ohm
MSRU	Hauptreaktanz X_h in Ohm (ohne Berücksichtigung von Sättigung)

Die Reaktanzen sind auf die Statorwicklung bezogen berechnet.

Saturation
Alternativ kann die Sättigung berücksichtigt werden. Nähere Informationen dazu können im ATP Rule Book nachgelesen werden.

Pm Mechanische Leistung in kW ("Abgabeleistung an der Welle")
P.E. Wirkungsgrad η [0…100%] (P.E. = Power Efficiency)

$$P_m = P.E. \cdot P_r \qquad (1.136)$$

Pr Aufgenommene elektrische Bemessungswirkleistung in kW

cos phi Verschiebungsfaktor cos φ
S_r Bemessungsscheinleistung in kVA
V_r Bemessungsspannung in kV
f Nennfrequenz in Hz
1 p.u. Bezugsimpedanz in Ohm

$$1p.u. = \frac{V_r^2}{S_r} \qquad (1.137)$$

Neutral Point

- **isolated** Sternpunkt der Statorwicklungen isoliert
- **solid grounded** Sternpunkt der Statorwicklungen starr geerdet

Mechanische Eigenschaften

- **J** Massenträgheitsmoment
- **H** Trägheitskonstante
- **D** Dämpfungskoeffizient
- **n_p** Anzahl Polpaare

$$H = \frac{J \cdot \frac{2\pi f}{n_p}}{2 \cdot S_r} \qquad (1.138)$$

Mechanical Torque Change

Die mechanische Drehmomentbelastung der Welle kann durch zwei alternative Verfahren während der Simulation verändert werden.

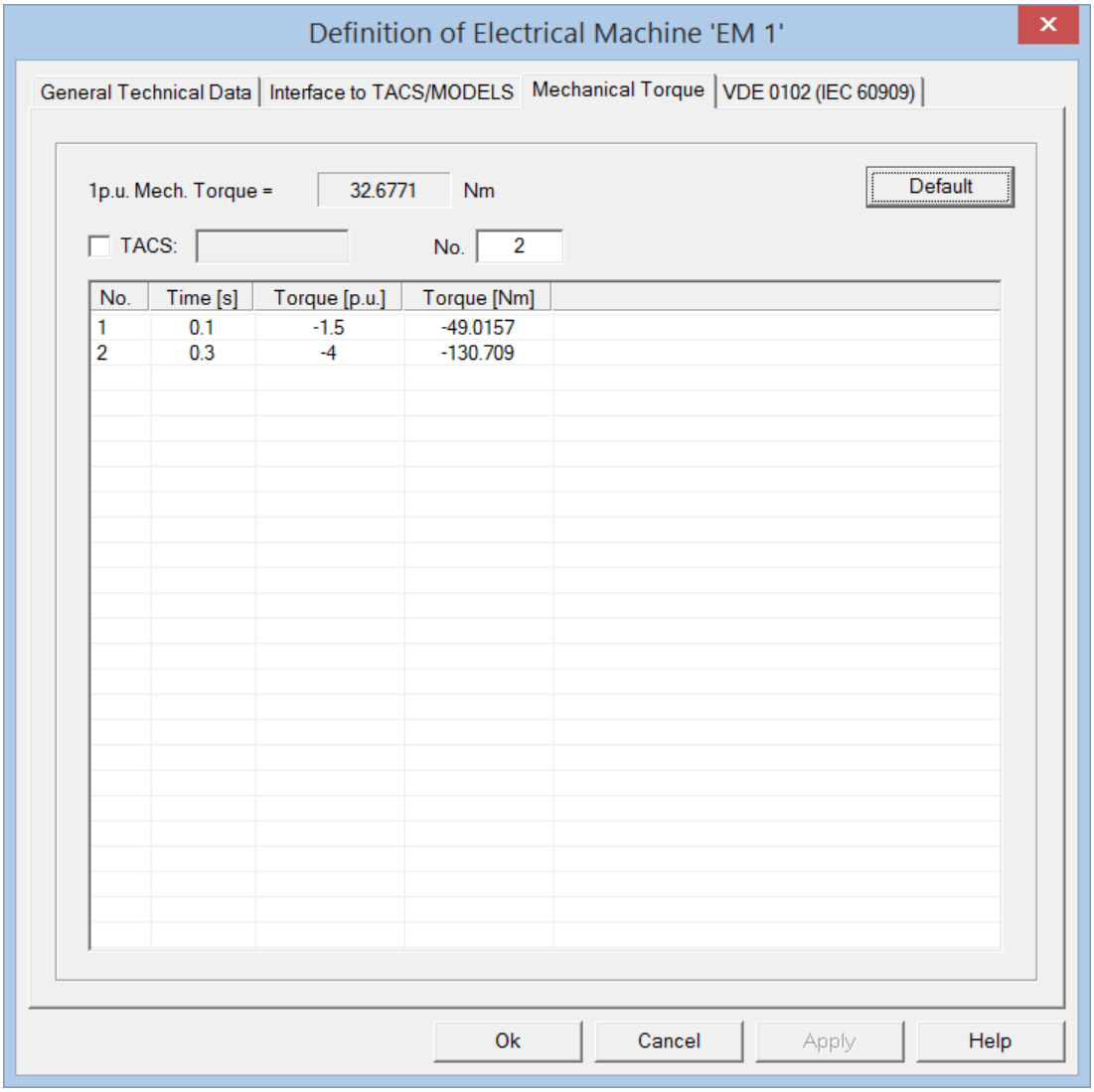


Abbildung 288: Änderung des mechanischen Drehmoments der Wellenbelastung

Default Grundeinstellung für die Einstellwerte nur 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 264 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
Time	Zeitpunkt der Drehmomentänderung
Torque	Drehmoment

Interface to TACS/MODELS

Für die in der Liste enthaltenen Signale können anwenderspezifische Namen mit maximal 6 Zeichen definiert werden, die in TACS weiterverarbeitet werden können. In Abbildung 265 ist als Beispiel der TACS-Name **TEST** für das Ausgangssignal **Active Power P [W]** definiert.

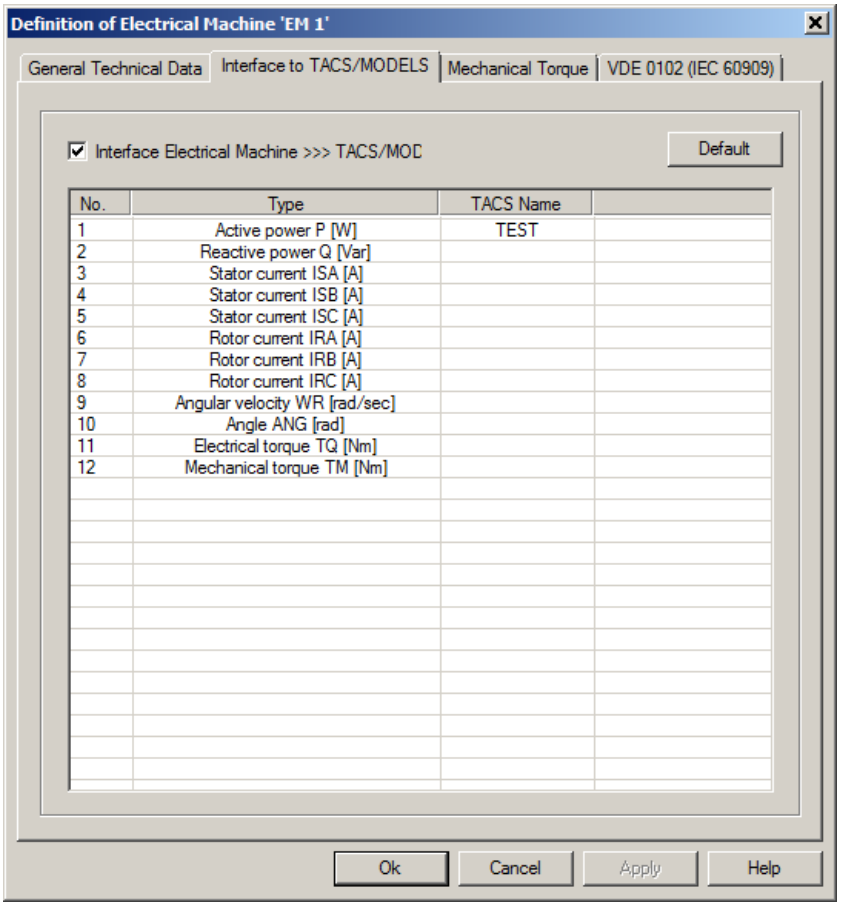
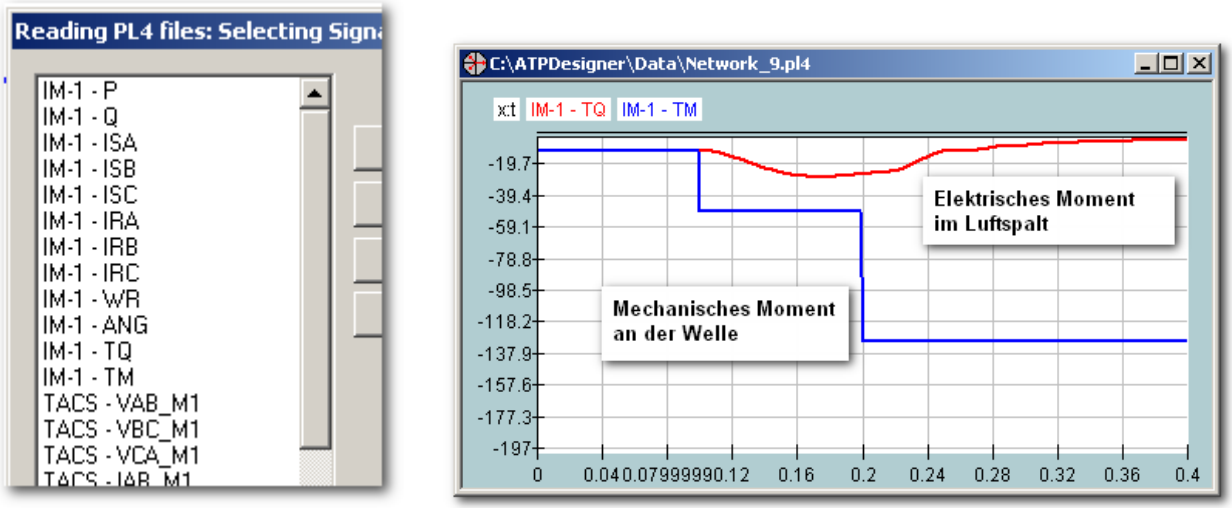


Abbildung 289: Definition der Signalnamen im TACS-Interface

Default Grundeinstellung für die Einstellwerte nur der angezeigten Registerkarte wiederherstellen

Für die Ausgangsignale des Modells der Asynchronmaschine werden vom Netzberechnungsprogramm ATP wie in Abbildung 266 gezeigt fest definierte Signalnamen



verwendet.

Abbildung 290: Benennung der Ausgangssignale der Asynchronmaschine

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

Signal	Bedeutung
IM-1-P	Wirkleistung [W]
IM-1-Q	Blindleistung [var]
IM-1-ISA	Leiterstrom Stator [A], Leiter A = R = L1
IM-1-ISB	Leiterstrom Stator [A], Leiter B = S = L2
IM-1-ISC	Leiterstrom Stator [A], Leiter C = T = L3
IM-1-IRA	Leiterstrom Rotor [A], Leiter A = R = L1
IM-1-IRB	Leiterstrom Rotor [A], Leiter B = S = L2
IM-1-IRC	Leiterstrom Rotor [A], Leiter C = T = 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]

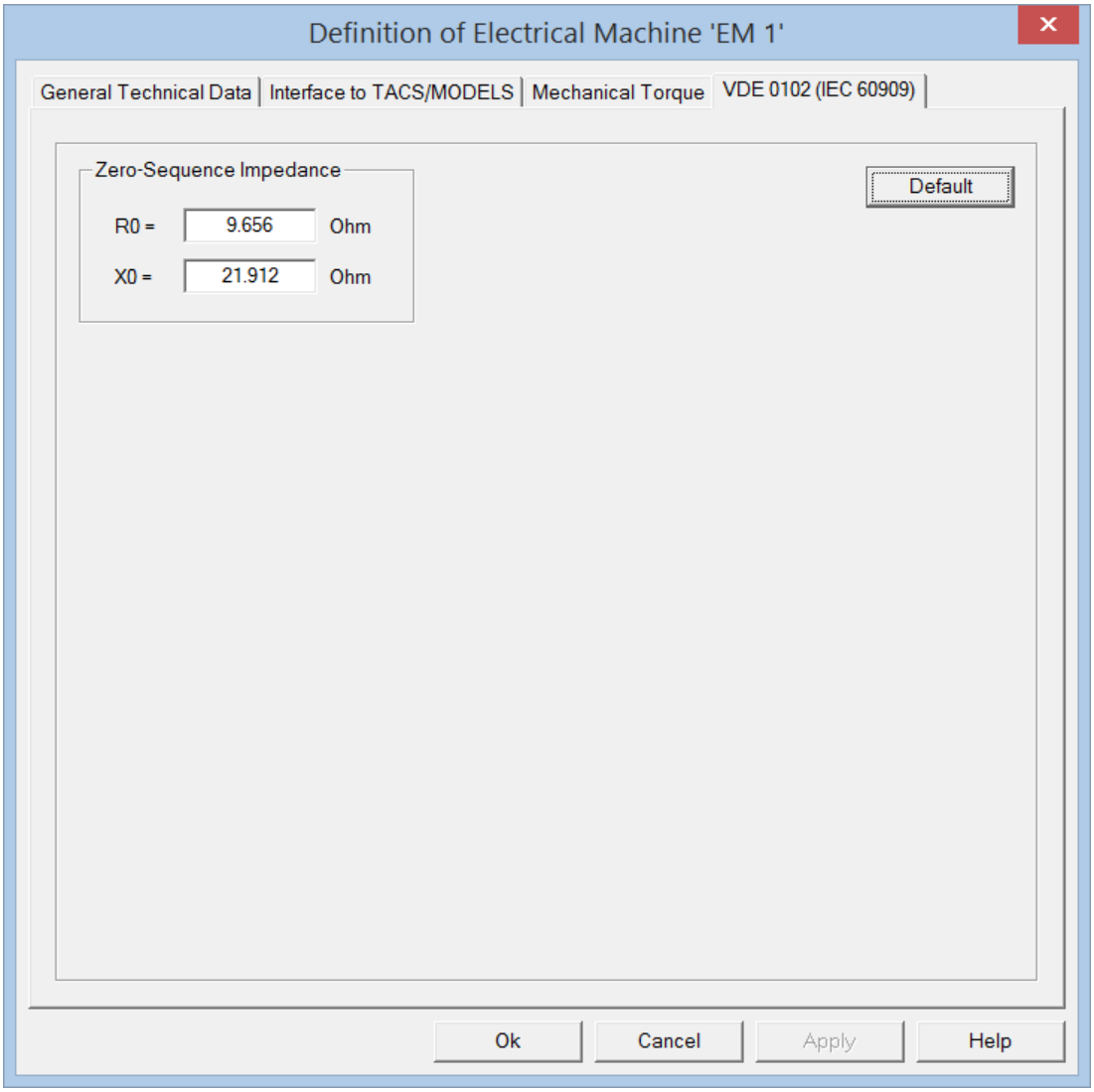


Abbildung 291: Einstellwerte in Bezug zur Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102

Default Grundeinstellung für die Einstellwerte nur der angezeigten Registerkarte wiederherstellen

Zero-Sequence Impedance (Impedanz im Nullsystem)

Einstellwert	Bedeutung
R_0	Resistanz im Nullsystem
X_0	Reaktanz im Nullsystem

6.21 Schalter *Switch* ,

Alternativ zu dem Schalter **Circuit-Breaker** (Kapitel 6.13) kann auch das ATP-basierte Netzwerkelement **Switch** verwendet werden. ATPDesigner kombiniert im Einstelldialog **Switch** das ATP-basierte Netzwerkelement **Switch** mit der Möglichkeit, eine zeitliche Abfolge von Schaltzeiten zu definieren. Die Schaltzeiten werden durch eine **TACS**-Steuerfunktion nachgebildet. Auch die Verwendung z.B. einer Diode ist möglich. Die beiden Registerkarten sind in Abbildung 268 und Abbildung 275 dargestellt. Im Folgenden werden zunächst die Eigenschaften des **Switch** für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge (Kapitel 9) beschrieben. Die Eigenschaften des **Switch** zur Berechnung stationärer Netzzustände sind in Kapitel 6.21.5 enthalten.

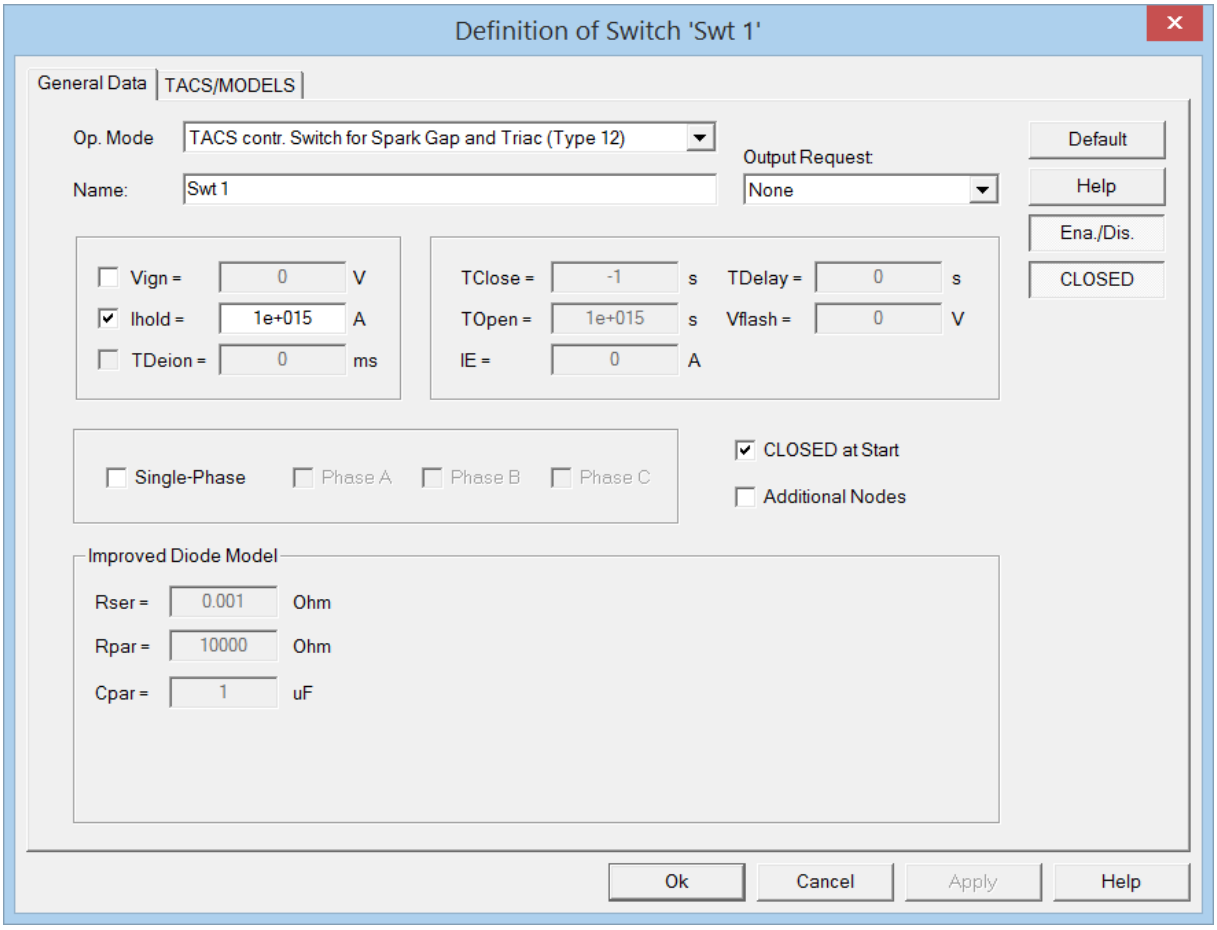


Abbildung 292: Einstelldialog des Schalters *Switch* – Registerkarte *General Data*

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

Einstellwert	Bedeutung
Vign	Zündspannung
Ihold	Haltestrom **Hinweis** Der Haltestrom kann in Zusammenhang mit einer **Probe** als 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
VFlash	Zündspannung über den offenen Schalterpolen

Tabelle 12: Switch – Physikalisch relevante Einstellwerte

Folgende Randbedingungen müssen basierend auf dem ATP bei der Verwendung der Schalter 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. $10^{-6}\Omega$ dazwischen geschaltet werden.

- Verbindet ein Schalter eine Spannungs- und eine Stromquelle, dann wird die Stromquelle nicht berücksichtigt, wenn der Schalter geschlossen ist.

Serielles Verbinden eines Switch mit Schaltern, Probe, Sammelschiene, etc.
Um einen **Switch** mit einem anderen **Switch** oder **Probe** oder **Busbar** zu verbinden, werden zusätzlich eine oder zwei serielle Resistanzen eingefügt. Dazu wird die in Abbildung 269 dargestellte Schaltung mit den internen Knoten verwendet. Durch die zusätzlichen Resistanzen wird das **Switch**-Modell von den anderen Netzobjekten entkoppelt, um numerische Probleme wie numerische Oszillationen oder auch die Fehlzuweisung von Messwerten zu vermeiden. Der Wert der Serienresistanzen kann durch den Einstellwert **R** in der Gruppe **Additional Nodes** der Registerkarte **TACS/MODELS** eingestellt werden.

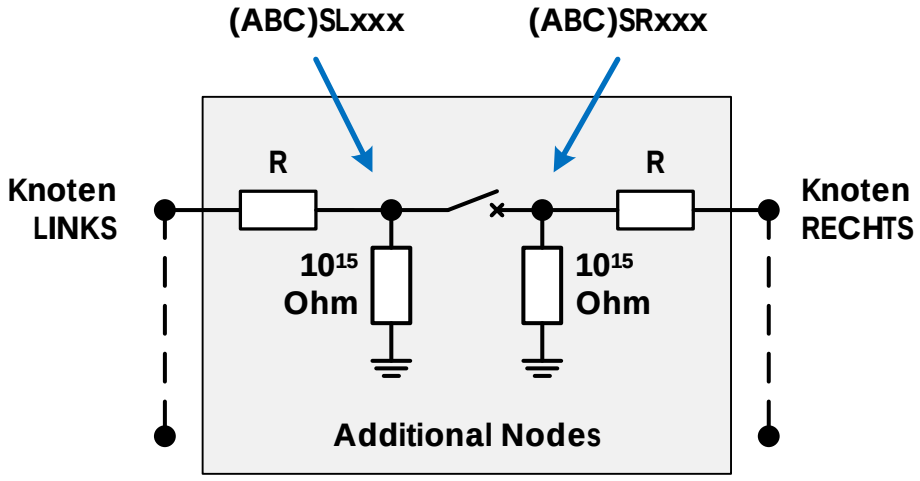


Abbildung 293: Serielles Verbinden eines Switch mit Schaltern, Probe, etc.

Mit Hilfe der zusätzlichen Serienresistanzen kann die Parallelschaltung von Schalter und Diode in Abbildung 270 mit dem ATP realisiert werden.

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

- **TACS contr. Switch for Diode and Valve (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.

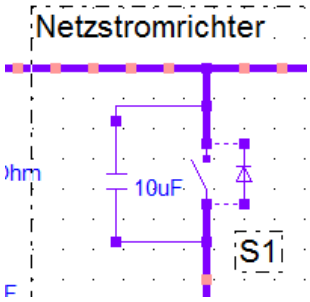


Abbildung 294: Switch – Betriebsart als Diode parallel zu einem anderen Switch

Relevante Einstellwerte: Vign, Ihold, TDeion

- **MEASURING Switch**
  Die Betriebsart dient dazu, Spannungen und Ströme im Sinne eines Messinstrumentes zu messen. Die Einstellwerte werden nicht verwendet. Das Netzwerkelement **Probe** (Kapitel 6.11) basiert intern auf dem ATP-Modell **MEASURING Switch**. Der interne Zustand entspricht einem ständig geschlossenen Schalter.
  Relevante Einstellwerte: keine

- **Voltage Controlled Switch**
  Schließen: spannungsabhängig, Öffnen: stromabhängig
  Der Schalter ist zunächst offen und schließt zum Zeitpunkt **t ≥ TClose**, wenn die Zündspannung **Vflash** über den offenen Schalterpolen überschritten wird. Der Schalter öffnet wieder, wenn $\mathbf{i_{L123}(t) > IE}$ beträgt. Vor dem Öffnen muss die Zeit **TDelay** ablaufen.
  Relevante Einstellwerte: TClose, Vflash, IE, TDelay

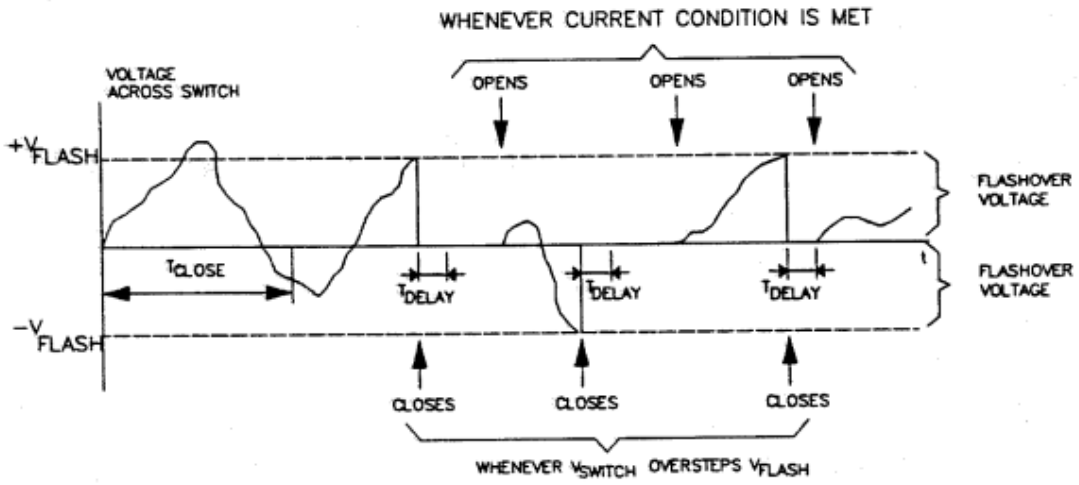


Abbildung 295: Voltage Controlled Switch – Einstellwerte (Quelle: ATP Rule Book)

Im Fall numerischer Oszillationen ist im **ATP Rule** Book der in Abbildung 272 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:

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

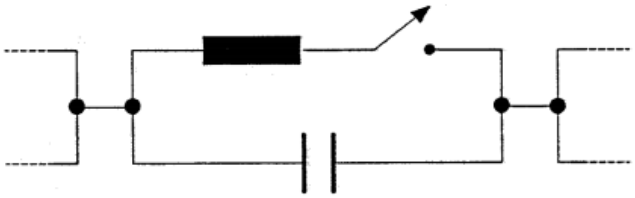


Abbildung 296:Voltage Controlled Switch – Vermeidung numerischer Oszillationen

- **Time Controlled Switch**
  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 = TClose** und versucht abhängig von der Stromschwelle **IE** für die Zeit **t >= 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

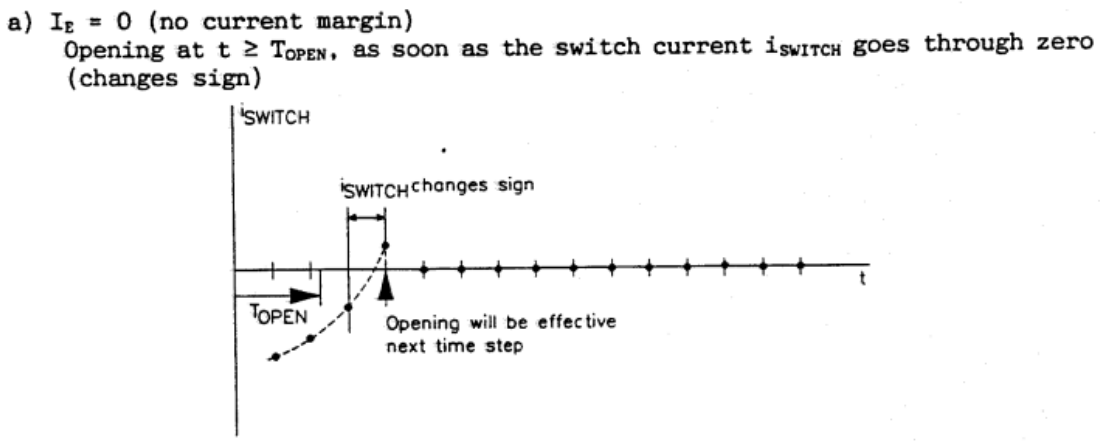


Abbildung 297: Time Controlled Switch – Stromschwelle IE = 0 (Quelle: ATP Rule Book)

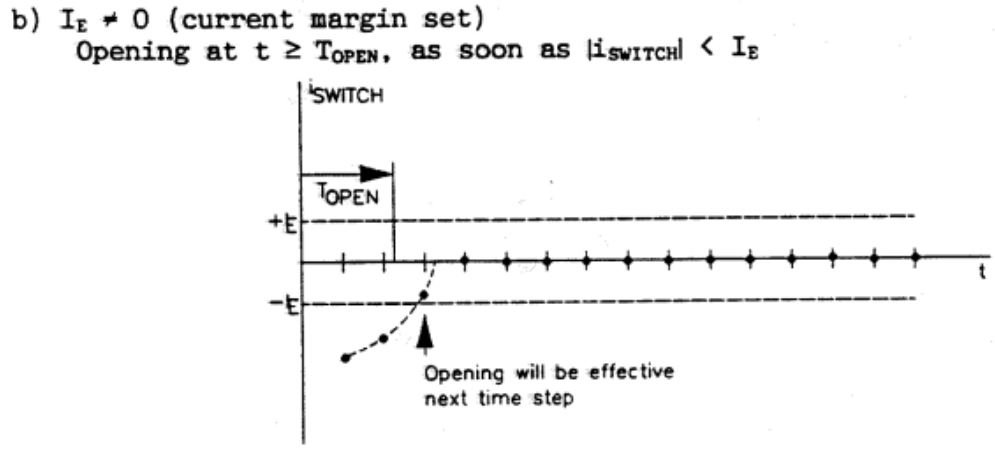


Abbildung 298: Time Controlled Switch – Stromschwelle IE > 0 (Quelle: ATP Rule Book)

Wenn zeitabhängige Spannungs- oder Stromwerte mit einem Anfangswerte ungleich Null im Startzeitpunkt t = 0s der Simulation beginne, 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.

- **Simple TACS Controlled Switch (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 275 alternativ die Liste **TACS Interface: OPEN/CLOSE** verwendet werden. Der Schalter wird mit dem Einstellwert **CLOSED at Start** 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 eine polselektiven Unterbrechens des Kurzschlussstromes.

  Dieser Schaltertyp kann aus dem **TACS**- oder **MODELS**-Teil des ATP geöffnet oder geschlossen werden, wenn die Option **External TACS function** aktiviert ist. Es muss dann wie in Abbildung 275 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 Menüpunkt **ATP** + **Write ATP Control Files** erzeugt werden.

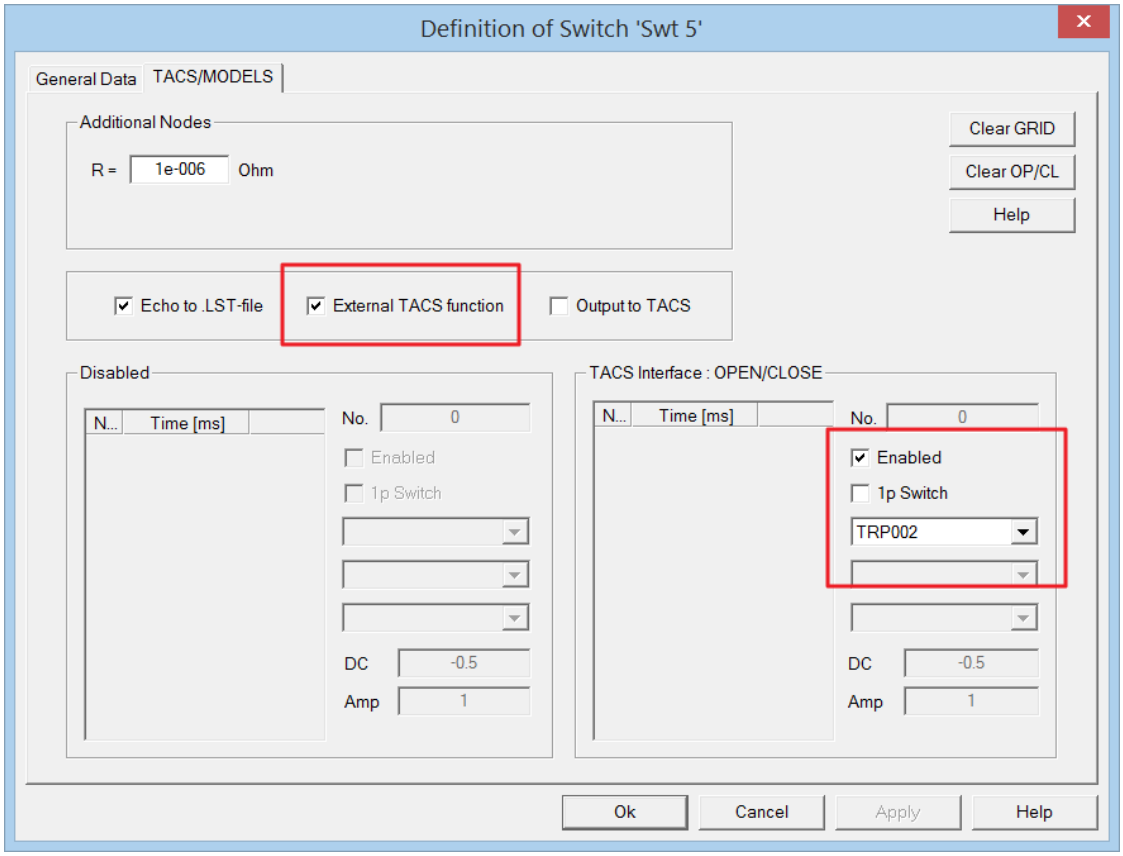


Abbildung 299: Simple TACS Controlled Switch – Gesteuert durch TACS oder MODELD

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

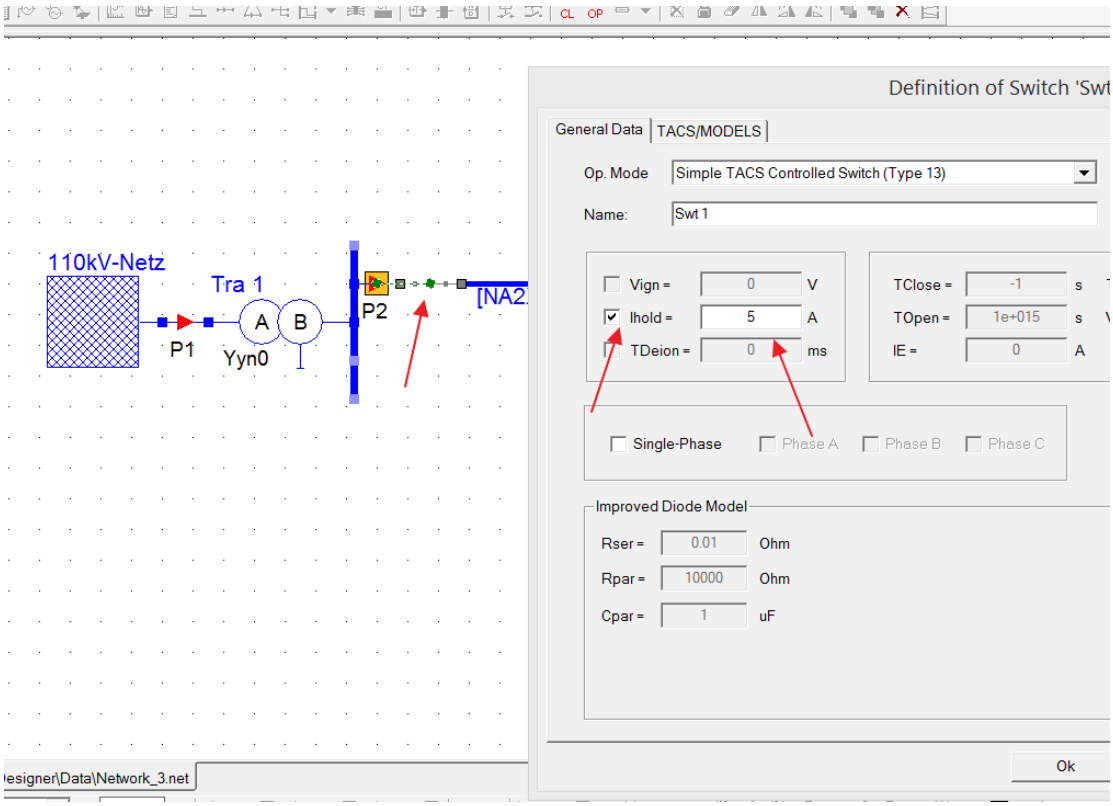


Abbildung 300: MODELS-basierte Netzschutzfunktionen - Haltestrom I_{hold}

Wie in Abbildung 276 zu erkenne ist, kann der **Haltestrom I_{hold}** im Einstelldialog des **Switch** verwendet werden, um ein polselektives Unterbrechen des Kurzschlussstromes nachzubilden. Der Haltestrom wird nur in der MODELS-Software verwendet, hat sonst keine Bedeutung.

- **TACS contr. Switch for Spark Gap and Triac (Type 12)**
  Die Betriebsart stellt einen Schalter mit zwei möglichen Steuereingängen **Spark** und **Clamp** zur Verfügung. Der Schalter wird mit dem Einstellwert **CLOSED at Start** zu Beginn der Simulation während der Berechnung der stationären Anfangswerte als offen oder geschlossen definiert.
  Relevante Einstellwerte: Vign, Ihold, TDeion

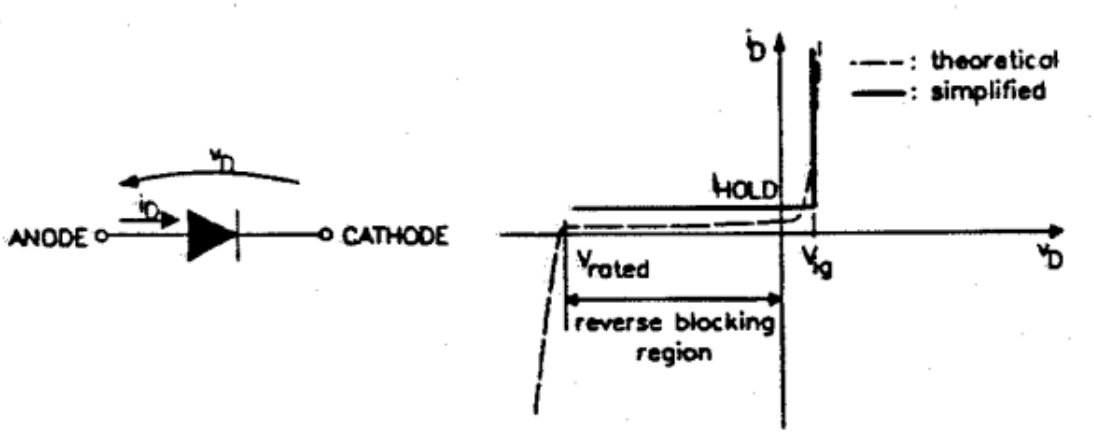


Abbildung 301: Switch – Kennlinie einer Diode

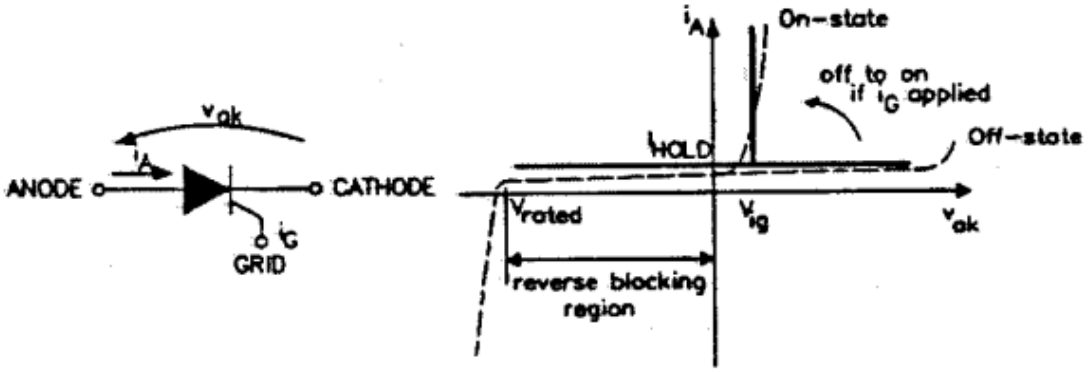


Abbildung 302: Switch – Kennlinie als Thyristor

In dieser Betriebsart werden die Steuersignale GRID und OPEN/CLOSE wie in Abbildung 279 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.

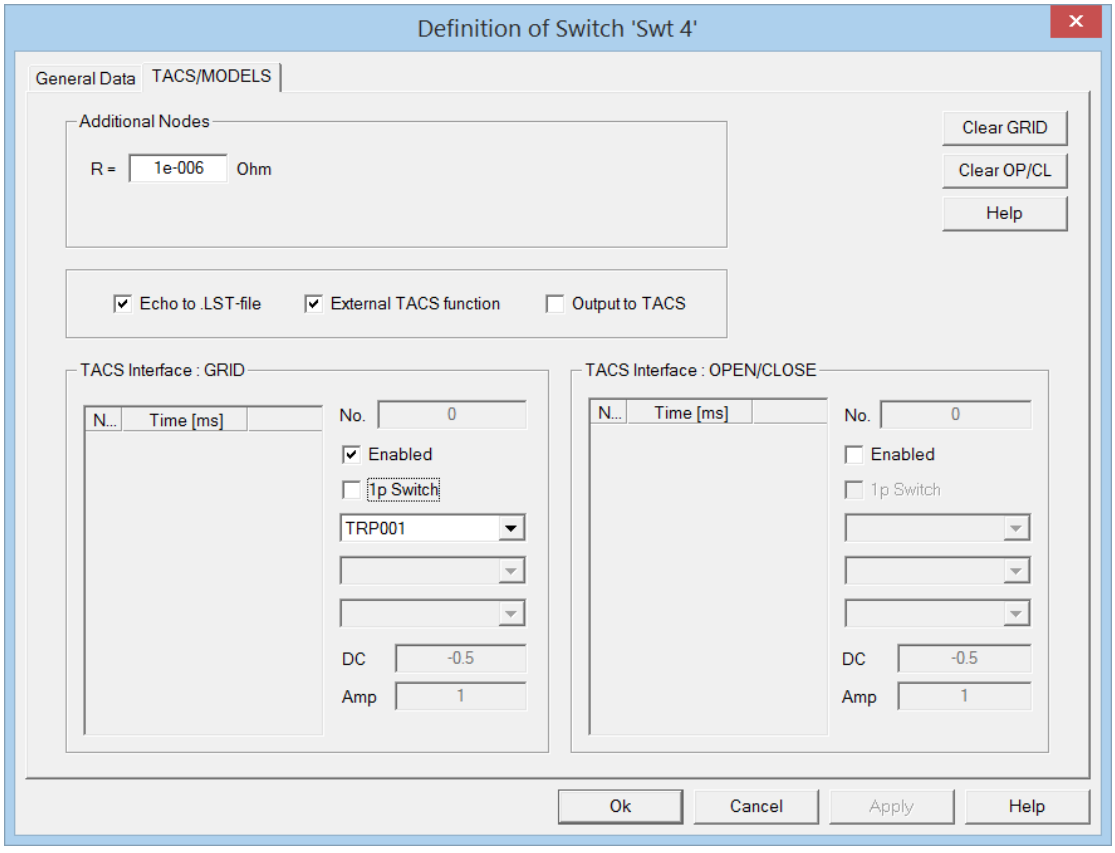


Abbildung 303: Switch – Einstellwerte GRID und OPEN/CLOSE

- **Improved TACS contr. Switch for Diode (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 281). Die Einstellwerte für die Komponenten sind in der Gruppe **Improved Diode Model** (Abbildung 280) der Registerkarte **General Data** bzw. in der Gruppe **Additional Nodes** (Abbildung 279) der Registerkarte **TACS/MODELS** enthalten.

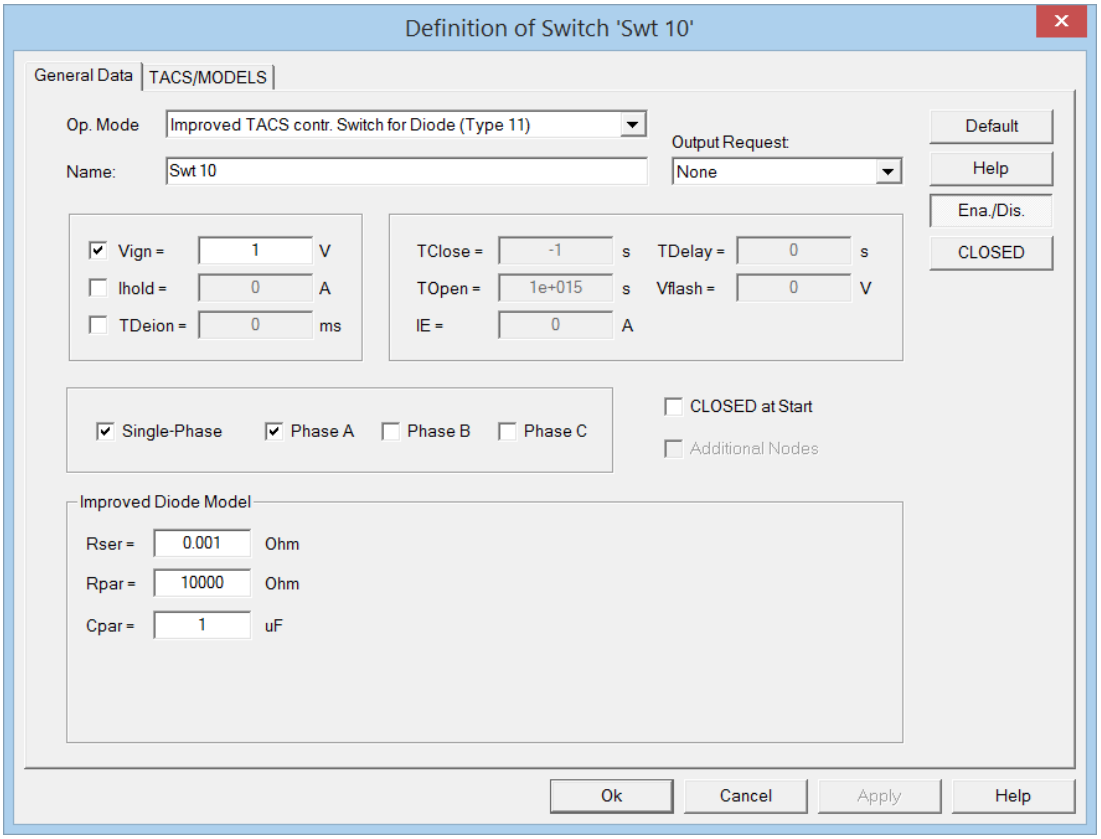


Abbildung 304: Einstelldialog für das verbesserte Modell einer Diode

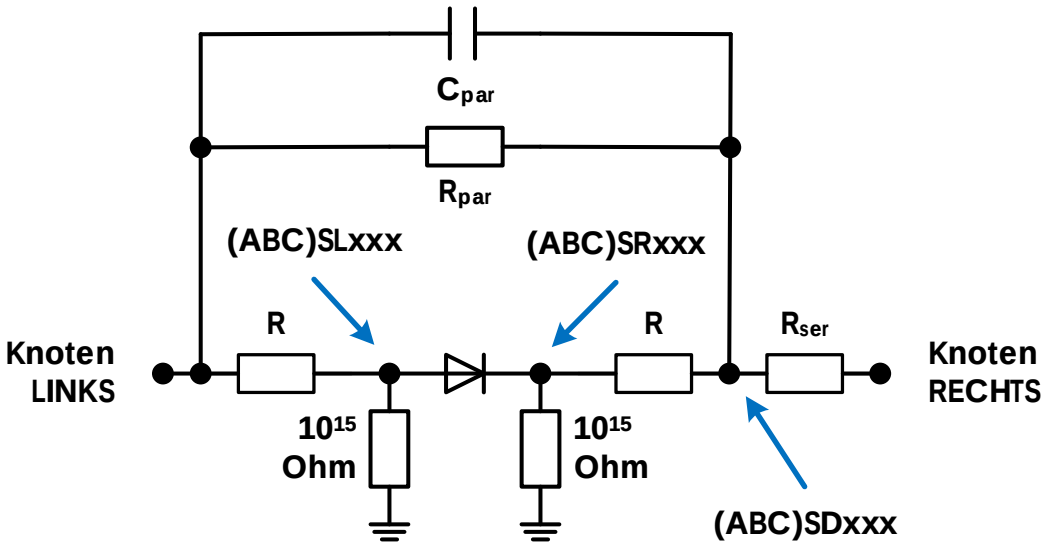


Abbildung 305: Internes verbessertes Modell einer Diode

Additional Nodes
Durch das Aktivieren der Option Additional Nodes werden zwei zusätzliche Knoten aktiviert, die zu den bisher vorhandenen Knoten im Sinne einer Duplizierung verwendet werden. In Abbildung 282 ist ein Switch (**roter Pfeil**) zu sehen, der parallel zu einer Freilaufdiode (Betriebsart **TACS contr. Switch for Diode and Valve (Type 11)** eines **Switch**) geschaltet werden soll. Die Knotennamen sind jeweils paarweise entsprechend der grafischen Verbindung identisch.

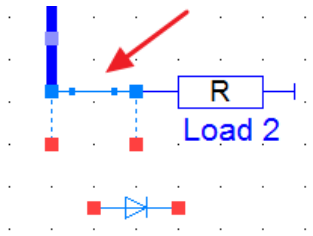
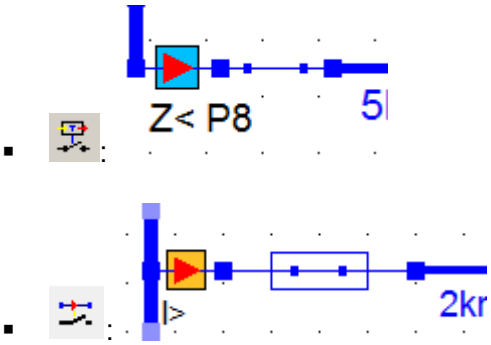


Abbildung 306: Switch – Aktivierung zusätzlicher Knoten

Hinweis
In der Betriebsart **Improved TACS contr. Switch for Diode (Type 11)** können keine **Additional Nodes** aktiviert werden. Falls aktiviert, werden die **Additional Nodes** automatisch deaktiviert.

Ena./Dis.
Netzwerkelement aktivieren oder deaktivieren

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



Echo to .LST-file
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 Netzwerkgrafik 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 Netzwerkgrafik an (siehe Abbildung 283).

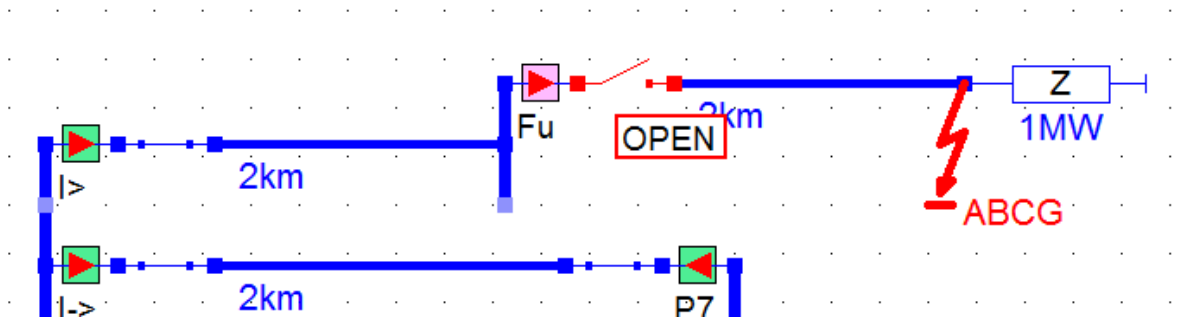


Abbildung 307: Anzeige des Öffnen/Schließens von Schaltern in der Netzwerkgrafik

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

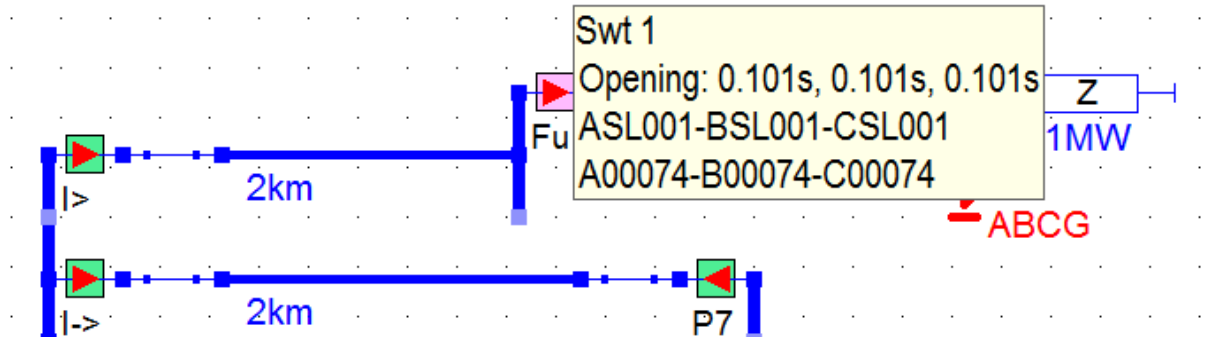


Abbildung 308: Anzeige der Schaltzeiten eines Schalters in einem Tooltip

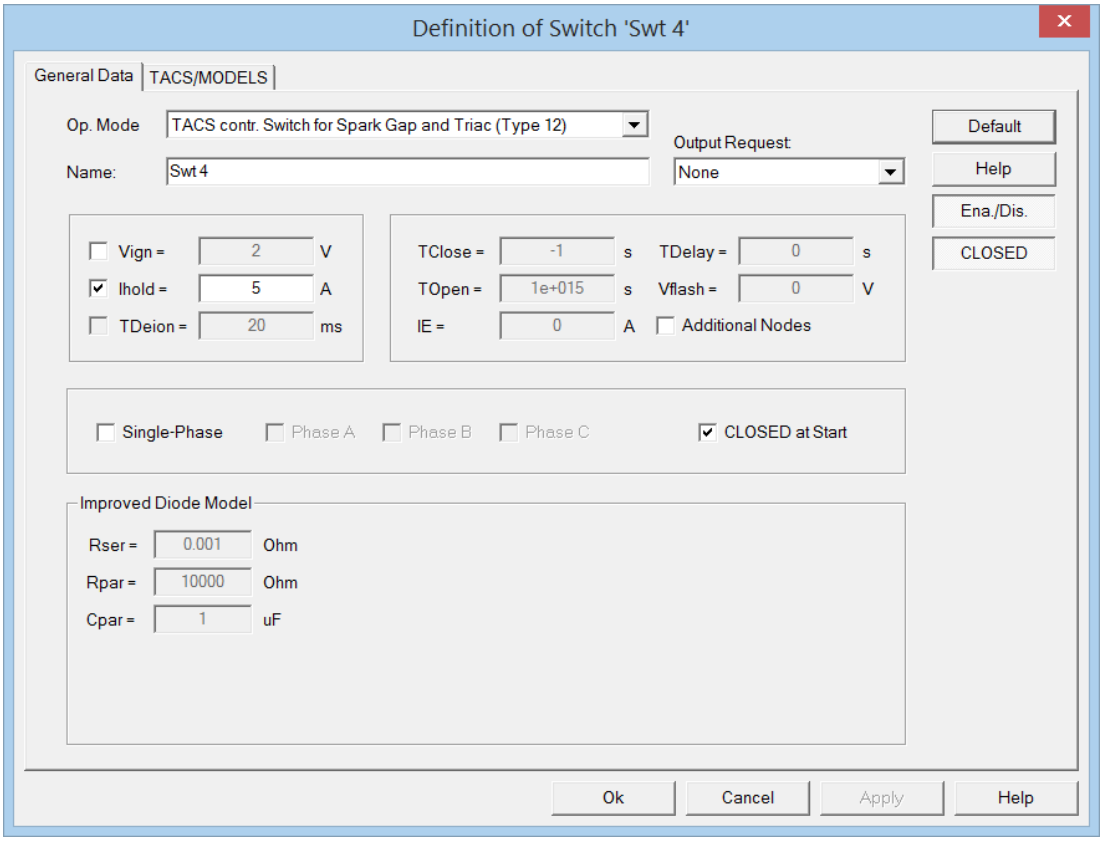
Die Schaltzeiten des **Switch** sowie der Name einer ggfs. verbundenen **Probe** werden zusätzlich im ***Messages Window*** ausgegeben (Kapitel 6.21.4).

TACS Interface: SPARK

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

1. Mit **CLOSED at Start** den Anfangszustand des Schalter definieren.
2. Anzahl der Schaltzeitpunkte **No.** festlegen.
3. Schaltzeitpunkte in ms in der Liste definieren.
4. Die Schaltreihenfolge mit **Enable** 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.



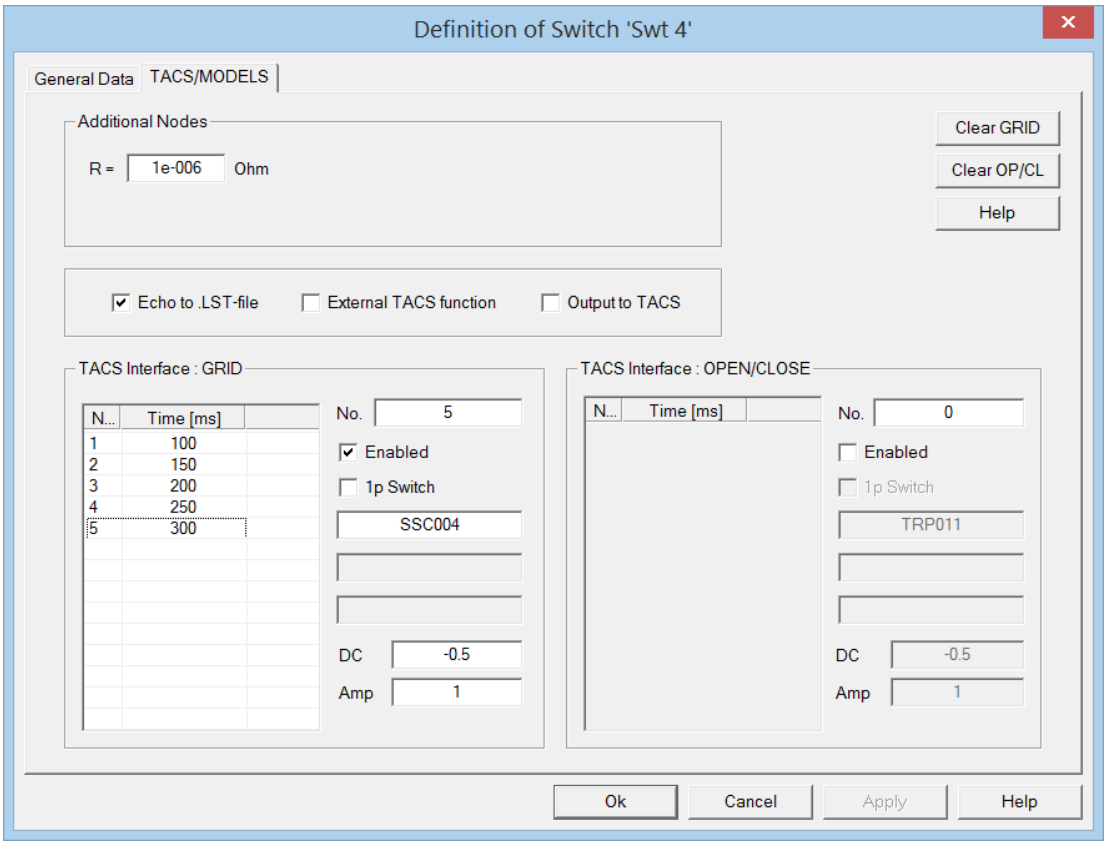
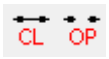


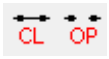
Abbildung 309: Switch - Steuerung durch MODELS

External TACS function
Wenn der ***Switch*** durch eine MODELS- oder TACS-Funktion gesteuert werden soll, so müssen die Optionen **External TACS function** und **Enabled** 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 **CLOSED at Start** wird der Anfangszustand definiert, mit **Ihold** des polselektive Abschaltverhalten.

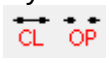
Output o TACS
Ist diese Option aktiviert, so werden zusätzliche Spannungs- und/oder Stromsignale als TACS-Ausgabesignale ausgegeben und können in einem Diagramm angezeigt werden.

6.21.1 Öffnen und Schließen des Schalters 

Der Schalter kann auf mehrere Arten geöffnet oder geschlossen werden.

- Right Mouse Button Menu
- Toolbar Buttons 

- Taste **CLOSED** im Einstelldialog
- Check box **Closed at Start** im Einstelldialog

CLOSED at Start
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 **Switch** 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 **CLOSED at Start** wird dadurch aber nicht verändert. Im Verlaufe der Berechnung dynamischer Netzvorgänge kann der Schalter ggfs. wieder geöffnet werden.

CLOSED
Der Schalter kann geöffnet oder geschlossen werden. Der Zustand wird z.B. durch Schutzfunktionen als Ergebnis von Netzberechnungen geändert werden. Dieser Einstellwert ist identisch mit dem Einstellwert **CLOSED at Start**.

Darüber hinaus kann der Schalter durch das Untermenü **Switch** im **Right Mouse Button Menu** oder die beiden Toolbar Buttons geöffnet

und geschlossen

werden.

Das Menu kann unabhängig vom **Network Design Mode** (Kapitel 4.1) geöffnet werden.

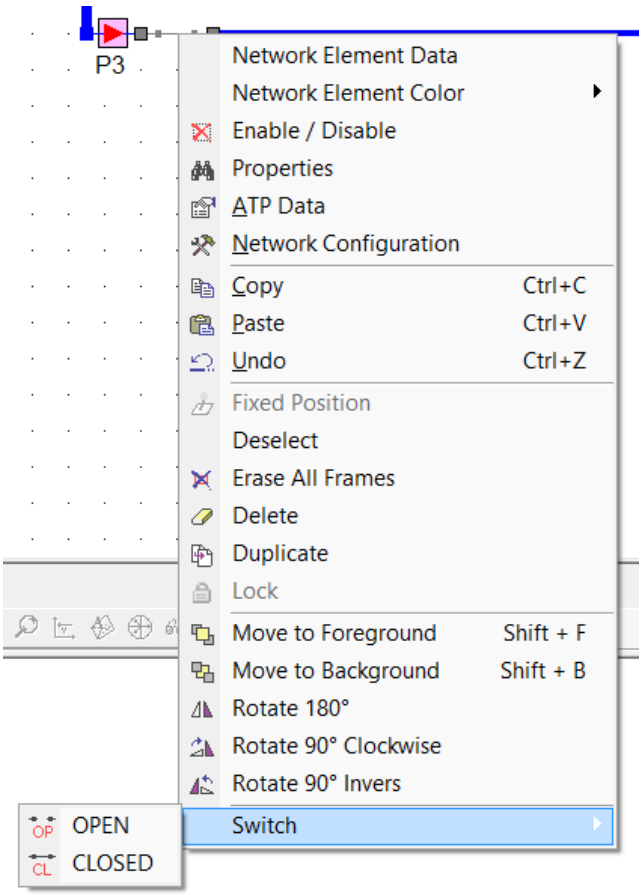
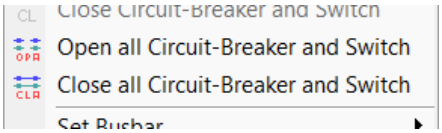


Abbildung 310: Öffnen und Schließen des Switch – Right Mouse Button Menü

6.21.2 Gleichzeitiges Öffnen und Schließen aller aktivierte Schalter

Alle Schalter **Switch** und **Circuit-Breaker**, die aktiviert sind, können gleichzeitig durch die Menüpunkte



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

6.21.3 *Switch* - Messen von Spannungen und Strömen

Mit dem Netzwerkelement ***Switch*** ist es auch möglich, die direkt am ***Switch*** anstehenden Spannungen und durch den Switch fließenden Ströme zu messen. Die Messergebnisse werden in der .PL4-Datei ausgegeben. Um diese Möglichkeit zu nutzen, muss die Option ***Output to TACS*** im Einstelldialog aktiviert werden. In der Registerkarte ***General Data*** muss die Betriebsart **TACS contr. Switch for Spark Gap and Triac (Type 12)** eingestellt werden.

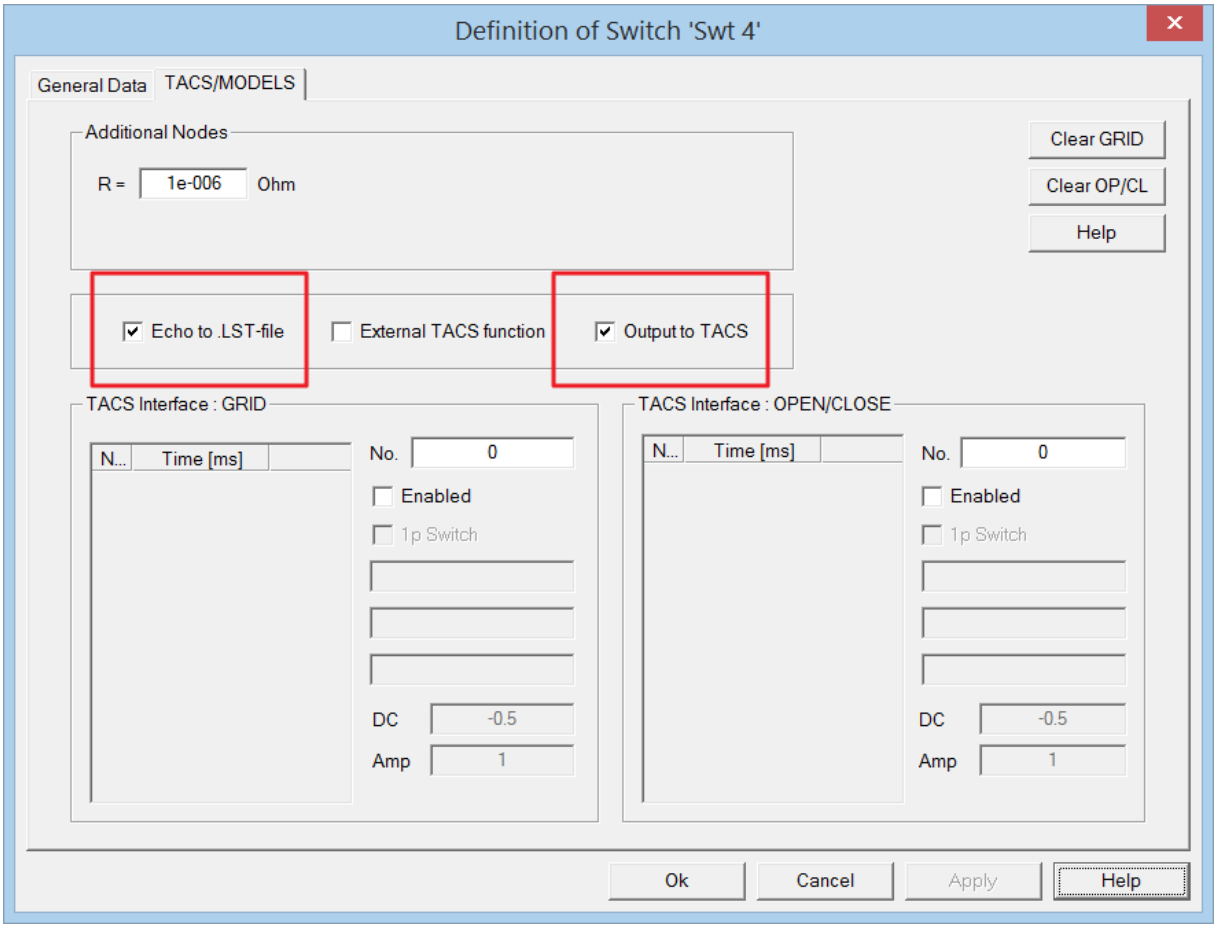


Abbildung 311: Option *Output to TACS* zur Ausgabe z.B. der Längsspannung

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

Die .NET-Datei ***.NET-File 58*** (Abbildung 288) zeigt beispielhaft die Arbeitsweise.

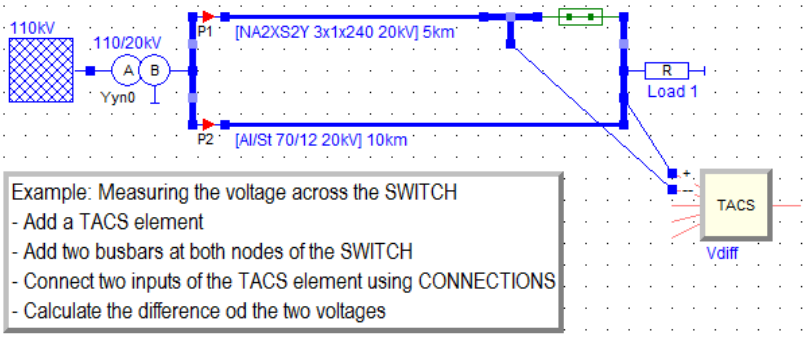


Abbildung 312: Messung der Längsspannung eines Switches (.NET-File 58)

Die Längsspannungen ***(ABC)DX001*** des Schalters sind in Abbildung 289 in einem Diagramm dargestellt. Zusätzlich wird in dem Beispiel in Abbildung 288 die Längsspannung von Leiter L1 = A mit Hilfe von zwei **Connection** und einem **TACS**-Element berechnet.

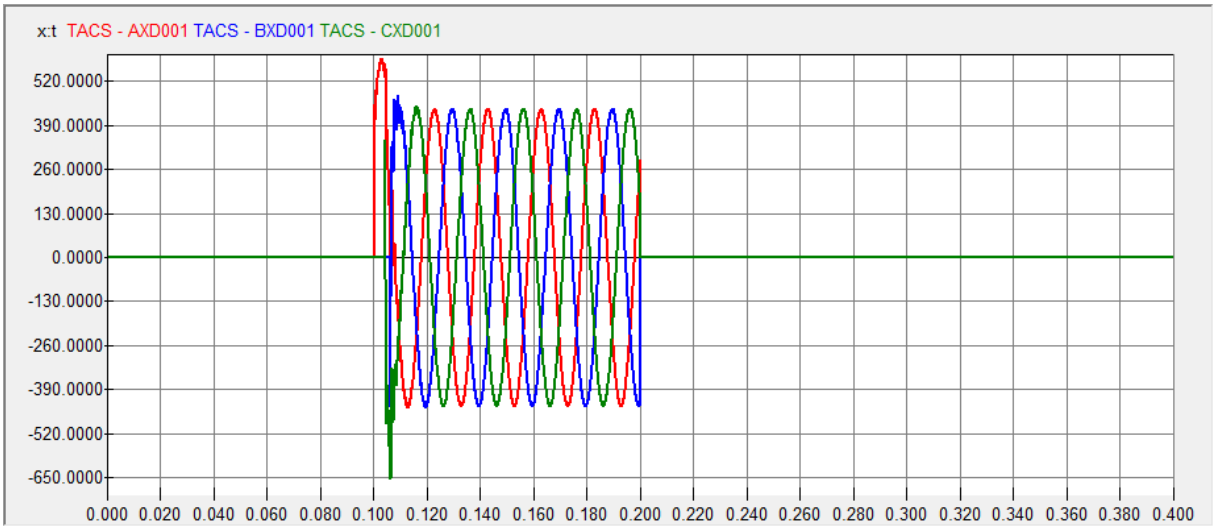


Abbildung 313: Diagramm - Längsspannung eines Switches (.NET-File 58)

6.21.4 Ausgabe der Schaltzeiten im *Messages Window*

Wird eine Berechnung dynamischer Netzvorgänge durchgeführt, werden die Schaltzeiten der **Switch** im **Messages Window** ausgegeben,

- wenn der Schalter geöffnet oder geschlossen wurde **UND**
- der Schalter mit der Schutzfunktion einer **Probe** verbunden ist (Kapitel 6.11.22) **ODER** durch Einstellung des Schalters das Öffnen/Schließen (Kapitel 6.21.1) 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 314: Anzeige der Schaltzeiten in Messages Window

- Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] des **Circuit-Breaker**, ➔Cb für **Circuit-Breaker**, Referenzname Cb2, Cb3, Cb4, Cb1
- **Optional:** Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] einer ggfs. verbundenen **Probe**
- Schaltzeiten in Sekunden (Leiter A-B-C bzw. L1-L2-L3)
- Schaltvorgang **Opening** oder **Closing** (Leiter A-B-C bzw. L1-L2-L3)

6.21.5 Switch - Berechnung stationärer Netzzustände

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

- **OFFEN**
  Es erfolgt keine Ausgabe in die .ATP-Datei. Insofern kann angenommen werden, dass sich zwischen den Knoten des Switches ein unendlich hoher Widerstand befindet.

- **GESCHLOSSEN**
  Der Switch wird durch einen Widerstand R = 10^{-9}Ohm ersetzt.

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

- Der **Switch** kann durch die Option **CLOSED at Start** als stationär geöffnet oder geschlossen definiert werden.

- Der **Switch** kann 3-phasig oder 1/2/3-phasig definiert werden.

- **Additional Nodes** sind verfügbar.

6.22 Dezentrale Energieerzeuger und stationäre Batteriespeicher *RPI*

6.22.1 Modell für Erzeugungsanlagen mit Netzstromrichter

ATPDesigner stellt ein Modell zur Verfügung, um die Netzrückwirkungen von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und Batterien, die mit Hilfe von Netzumrichtern elektrische Energie ins Netz einspeisen für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge nachzubilden. Der Einstelldialog ***General Technical Data*** ist in Abbildung 291 dargestellt.

Hinweis
Für das Netzelement wird das **Erzeugerzählpfeilsystem (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.

Das Netzwerkelement **Renewable Power Infeed** kann nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge, nicht für Lastflussberechnungen d.h. für die Berechnung stationärer Netzzustände verwendet werden.

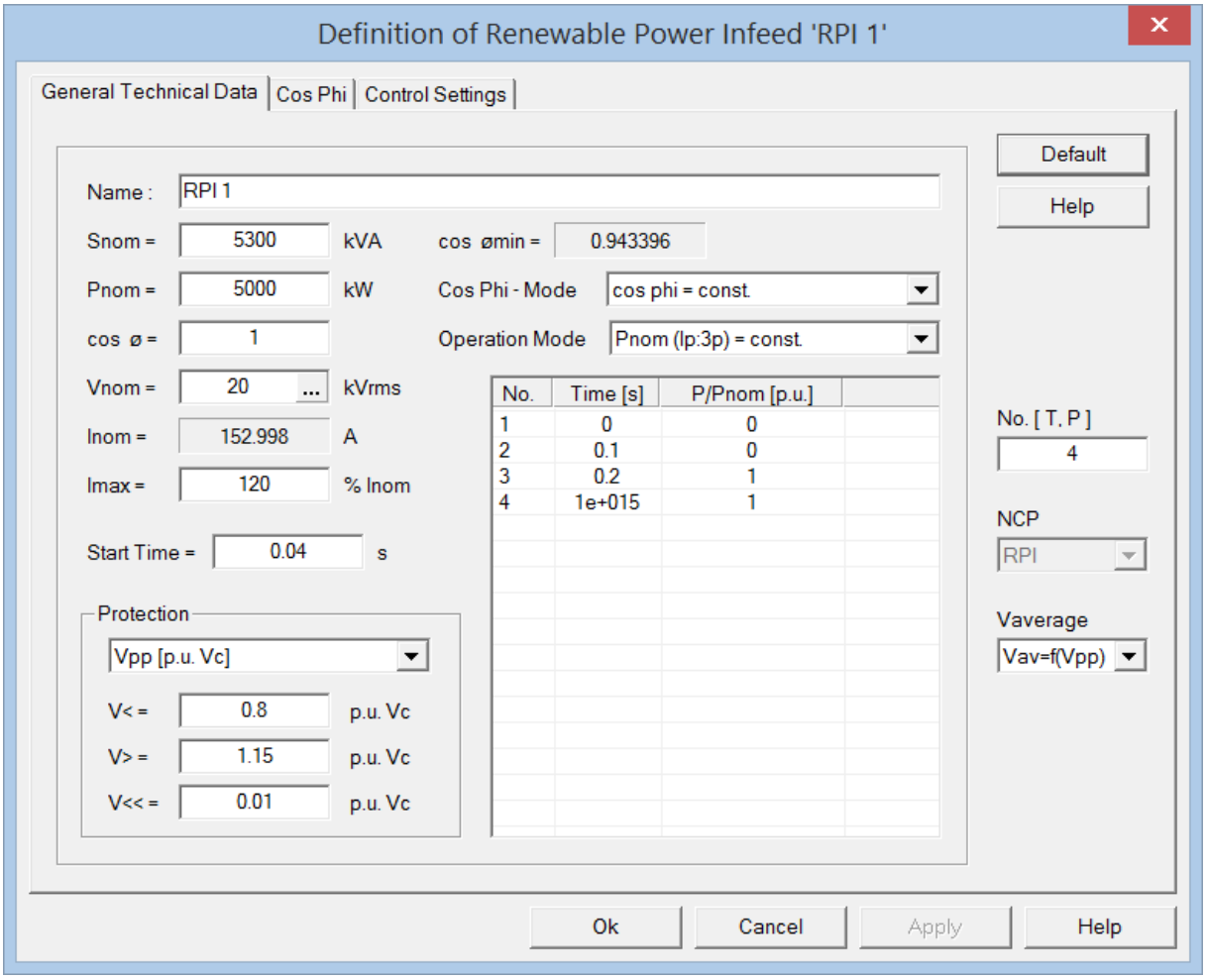


Abbildung 315: Einstelldialog *Renewable Power Infeed*, *General Technical Data*

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

Default Grundeinstellung für die Einstellwerte aller Registerkarten wiederherstellen

Snom Maximal zulässige Scheinleistung [kVA]

Pnom Maximal zulässige Wirkleistung [kW] (Ein- bzw. Ausspeisung)

cos ϕ Verschiebungsfaktor cos φ
Der Verschiebungsfaktor cos φ kann für den übererregten und untererregten Betrieb in einer einzigen Kennlinie definiert werden. Das Vorzeichen des Verschiebungsfaktors cos φ unterscheidet die beiden Betriebsarten.

- **Übererregter Betrieb:** Verschiebungsfaktor **cos φ < 0**
- **Untererregter Betrieb:** Verschiebungsfaktor **cos φ > 0**

Diese Interpretation des Vorzeichens des Verschiebungsfaktors cos φ gilt auch für die cos φ - Kennlinien in der Registerkarte ***Cos Phi***.

Vnom Nennspannung **U_{nom}** am Netzanschlusspunkt (NAP) [kV]
Die Nennspannung U_{nom} wird u.a. dazu verwendet, den Nennstrom **I_{nom}** der dezentralen Erzeugungsanlage zu berechnen.

Wird der Wert der Nennspannung verändert, so wird der Wert der **vereinbarten Versorgungsspannung NCP: Vc [kV]** (Abbildung 302) 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 **NCP: Vc [kV]** (siehe Abbildung 291) eingestellt, nicht auf die Nennspannung V_{nom}. Ein entsprechender Hinweis ist in der Einheit des Einstellwertes im Einstelldialog angegeben.

cos ϕmin Minimal zulässiger Verschiebungsfaktor

$$\cos\phi_{\min} = \frac{P_{nom}}{S_{nom}} \qquad (1.139)$$

Inom Nennstrom

$$I_{nom} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot V_{nom}} \quad (1.140)$$

Imax Maximal zulässiger Leiterstrom [%I_{nom}]
Überschreitet ein Leiterstrom den maximal zulässigen Leiterstrom, so wird die zugehörige Zeitstufe ***Imax T1 [ms]*** (siehe Abbildung 302) 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.

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

$$I_{Lzul} = I_{max} \cdot I_{nom} \quad (1.141)$$

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

Vaverage Mit dem Einstellwert wird das Verfahren ausgewählt, mit dem der Mittelwert der Versorgungsspannung **U_{mittel}** am Netzanschlusspunkt (NAP) berechnet wird. Aus dem Mittelwert **U_{mittel}**, aus der Wirkleistung P(t) und dem Verschiebungsfaktor cos φ (ggfs. unter Berücksichtigung der cos φ - Kennlinien) wird der Betrag der Leiterströme I_{L123} berechnet. Es wird ein DFT-Grundschwingungsfilter als Vollwellenfilter 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 Netzrückwirkungen zu minimieren.

Abbildung 316: Prinzip der Glättung mit einer Mittelwertbildung

- **Vav=f(Vpp)**
  Der Mittelwert der Versorgungsspannung **U_{mittel}** am Netzanschlusspunkt (NAP) wird aus den am NAP gemessenen **Leiter-Leiter-Spannungen** berechnet.

- **Vav=f(Vpg)**
  Der Mittelwert der Versorgungsspannung **U_{mittel}** am Netzanschlusspunkt (NAP) wird aus den am NAP gemessenen **Leiter-Erd-Spannungen** berechnet.

- **Skalierungsfaktoren**
  Die Beträge der Leiter-Erde- bzw. Leiter-Leiter-Spannungen können mit Skalierungsfaktoren gewichtet werden, um z.B. den Einfluss unsymmetrischer Lastzustände zu berücksichtigen. Die Skalierungsfaktoren werden in der Registerkarte Control Settings als Einstellwerte ***Scaling VAG, VAB*** etc. eingestellt.

Berechnung der fiktiven mittleren Leiter-Erd-Spannung U_{mittel} abhängig vom eingestellten Verfahren $V_{average}$

ATPDesigner berechnet intern aus den Beträgen der Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannungen eine **fiktive mittlere Leiter-Erd-Spannung U_{mittel}** am Netzanschlusspunkt (NAP) und mit der Wirkleistung P und dem Verschiebungsfaktor cos φ die Beträge der Leiterströme I_{L123}. Für das Modell einer 3-phasigen symmetrischen Stromquelle sind die Beträge der Leiterströme gleich dem Mitsystemstrom und um 120° phasenverschoben.

Vav=f(Vpp):
$$U_{mittel} = \frac{\frac{U_{12} \cdot A + U_{23} \cdot B + U_{31} \cdot C}{3 \cdot D}}{\sqrt{3}} \qquad (1.142)$$

Vav=f(Vpg):
$$U_{mittel} = \frac{U_{L1} \cdot A + U_{L2} \cdot B + U_{L3} \cdot C}{3 \cdot D} \qquad (1.143)$$

mit A = ***Scaling VAG, VAB***
B = ***Scaling VBG, VBA***
C = ***Scaling VCG, VCA***
D = (A + B + C) / 3

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.

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 Netzvorgänge interpoliert das ATP den Kurvenverlauf zwischen den Stützstellen durch eine lineare Funktion.

- **No. [T, P]**
  Anzahl Stützstellen der P(t)-Kennlinie

- **Time [s]**
  Zeitpunkt der Stützstelle

- **P/Pnom [p.u.]**
  Wirkleistung an der Stützstelle in p.u. mit **1 p.u. = P_{nom}**

Hinweis

Die in der Liste definierte Wirkleistung P/P_{nom} sollte die in der Registerkarte ***General Technical Data*** (Abbildung 291) eingestellte Nennwirkleistung P_{nom} nicht überschreiten. Im Falle einer Überschreitung d.h. $P/P_{nom} > 1{,}0$ 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 ***Control Settings*** (siehe Abbildung 302) enthalten. Durch diese Funktion ist es möglich, ein fluktuierendes Wirkleistungsdargebot nachzubilden.

- **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.

Protection: Unverzögerte Unterspannungserkennung V<<

Die Unterspannungserkennung V<< 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 Grundschwingung der drei Leiter-Erd-Spannungen oder der drei Leiter-Leiter-Spannungen berechnet und deren Betragsmittelwert gebildet. Unterschreitet der Betragsmittelwert die Anregeschwelle V<<, so wird der Netzumrichter ohne Zeitverzug deaktiviert. Bei Überschreiten der Anregeschwelle V<< wird der Netzumrichter wieder ohne Zeitverzug aktiviert. Die Unterspannungserkennung besitzt keine Zeitstufe und keine Hysterese und kann in kV oder in p.u. eingestellt werden. Die Unterspannungserkennung V<< arbeitet **unabhängig** von der Betriebsart $\mathbf{V_{average}}$.

- **Vpg [kVrms]**
  Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, und $\underline{U}_{L3}$

- **Vpp [kVrms]**
  Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$, und $\underline{U}_{31}$

- **Vpg [p.u. Vc]**
  Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, und $\underline{U}_{L3}$, 1 p.u. = $V_c/\sqrt{3}$

- **Vpp [p.u. Vc]**
  Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen U_{12}, U_{23}, und U_{31}, 1 p.u. = V_c

Die Einstellwerte der Unterspannungserkennung V<< werden auf die vereinbarte Versorgungsspannung U_c am Netzanschlusspunkt (NAP) **NCP: Vc [kV]** (siehe Abbildung 302) bezogen eingestellt.

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 φ geregelt wird.

Der Betrag der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$ wird abhängig von dem Wirkleistungsdargebot 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 Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3}, der Leiter-Leiter-Spannungen U_{12}, U_{23} und U_{31} und daraus abhängig vom Einstellwert **$V_{average}$** (Abbildung 291) der fiktive Mittelwert U_{mittel} der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) berechnet. Aus dem fiktiven Mittelwert U_{mittel} und der Scheinleistung ergibt sich der Betrag der Leiterströme I_{L123}:

$$I_{L123} = \frac{S}{3 \cdot U_{mittel}} \qquad (1.144)$$

Der Betrag der Leiterströme I_{L1}, I_{L2} und I_{L3} wird auf den maximal zulässigen Betrag I_{Lzul} 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 302). Das Ausgangssignal der PTx-Übertragungsfunktion wird zur Bildung der Augenblickswerte der Leiterströme verwendet.

Spannungsquelle mit Pulsweitenmodulation
Das Modell implementiert eine pulsweitenmodulierte Spannung, die aus einer DC-Spannung eines (virtuellen) Zwischenkreises in MODELS erzeugt wird. Die Netzdrossel muss als externes Netzelement direkt angeschlossen werden (siehe Abbildung 293). Die zusätzliche Verwendung einer Probe zwischen dem Netzelement **RPI** und der Induktivität ist möglich.

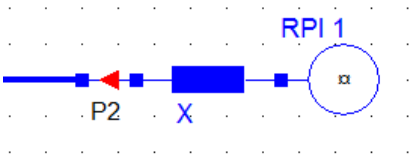


Abbildung 317: Pulsweitenmodulierte DC-Spannungsquelle mit Netzdrossel

Betriebsarten (Operation Mode)

- **Pnom (I:3p) = const.**
  Die ***Stromquelle*** wird als 3-phasige, symmetrische, netzfrequente Stromquelle realisiert. Der zur Phasenerkennung verwendete PLL setzt zur Phasenerkennung einen symmetrischen Netzzustand voraus.

- **Pnom (I:1p) = const.**
  Die ***Stromquelle*** wird als 1-phasige netzfrequente Stromquelle realisiert, die nur in den Leiter L1 (= R = A) Elektroenergie 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 $\underline{U}_{L1}$ berechnet.

  $$U_{mittel} = U_{L1} \qquad (1.145)$$

  $$I_{L1} = \frac{S}{U_{mittel}}, I_{L2} = 0, I_{L3} = 0 \qquad (1.146)$$

- **Pnom (I:3p PWM) = const.**
  Der Netzumrichter wird durch eine ***pulsweitenmodulierte DC-Spannungsquelle*** mit einer zusätzlichen Netzdrossel realisiert.

Cos Phi - Betriebsart

- **cos phi = const.**
  Der Verschiebungsfaktor cos φ 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 φ wird entsprechend der Kennlinie in der Registerkarte ***Cos Phi*** zeitabhängig während der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge (Kapitel 9) verändert. Der Verschiebungsfaktor cos φ ist abhängig von der eingespeisten normierten Wirkleistung $P/P_{nom} = P(t)/P_{nom}$.

- **cos phi (V)**
  Der Verschiebungsfaktor cos φ wird entsprechend der Kennlinie in der Registerkarte ***Cos Phi*** zeitabhängig während der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge (Kapitel 9) verändert. Der Verschiebungsfaktor cos φ ist abhängig von der Netzspannung am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage. Die Kennlinie kann optional mit einer Hysterese versehen werden.

  Hinweis
  Für die Eingangsspannung der Kennlinie **cos phi (V)** wird die fiktive mittlere Leiter-Erd-Spannung $\mathbf{V_{average}}$ verwendet.

Messort Meas. Location
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 φ sowie die Berechnung des Betrages der Stromquelle erfolgt dann auf diesen Netzknoten bezogen.

- **RPI**
  Leiter-Erd-Spannungen werden am Knoten des RPI-Modells gemessen.

- **Prb x**
  Leiter-Erd-Spannungen werden am Knoten der Probe ***Prb x*** gemessen.

Hinweis
Der Messort entspricht dem Netzanschlusspunkt (NAP) im Sinne der Mittelspannungsrichtlinie (MSR2008).

6.22.2 Interne Arbeitsweise

In Abbildung 294 und Abbildung 295 ist die interne Funktionsweise des RPI-Modells dargestellt. 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 RPI-Modell im Normalbetrieb oder wechselt in den HVRT- oder LVRT-Betrieb.

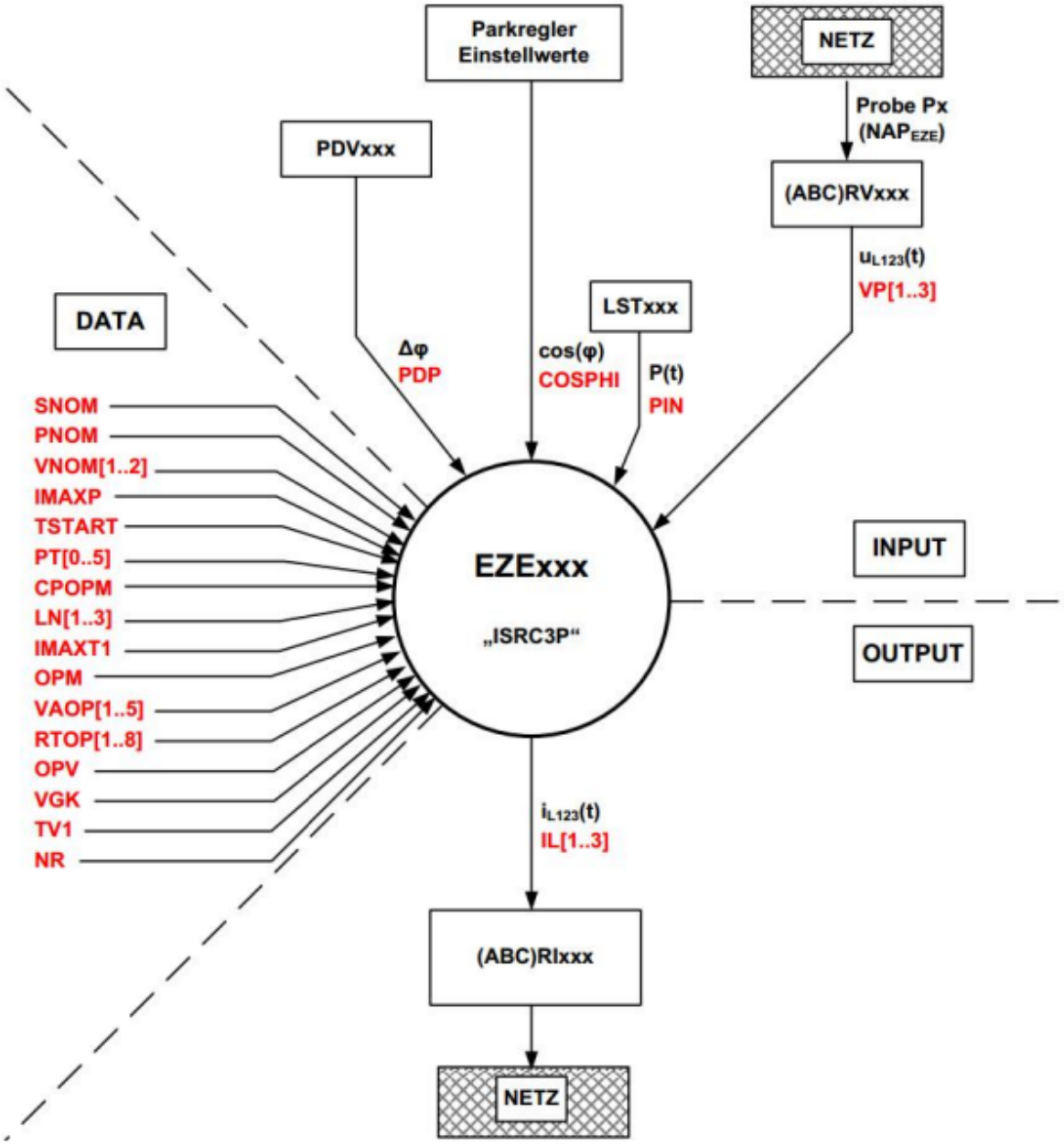


Abbildung 318: Datenflussdiagramm zum RPI-Modell

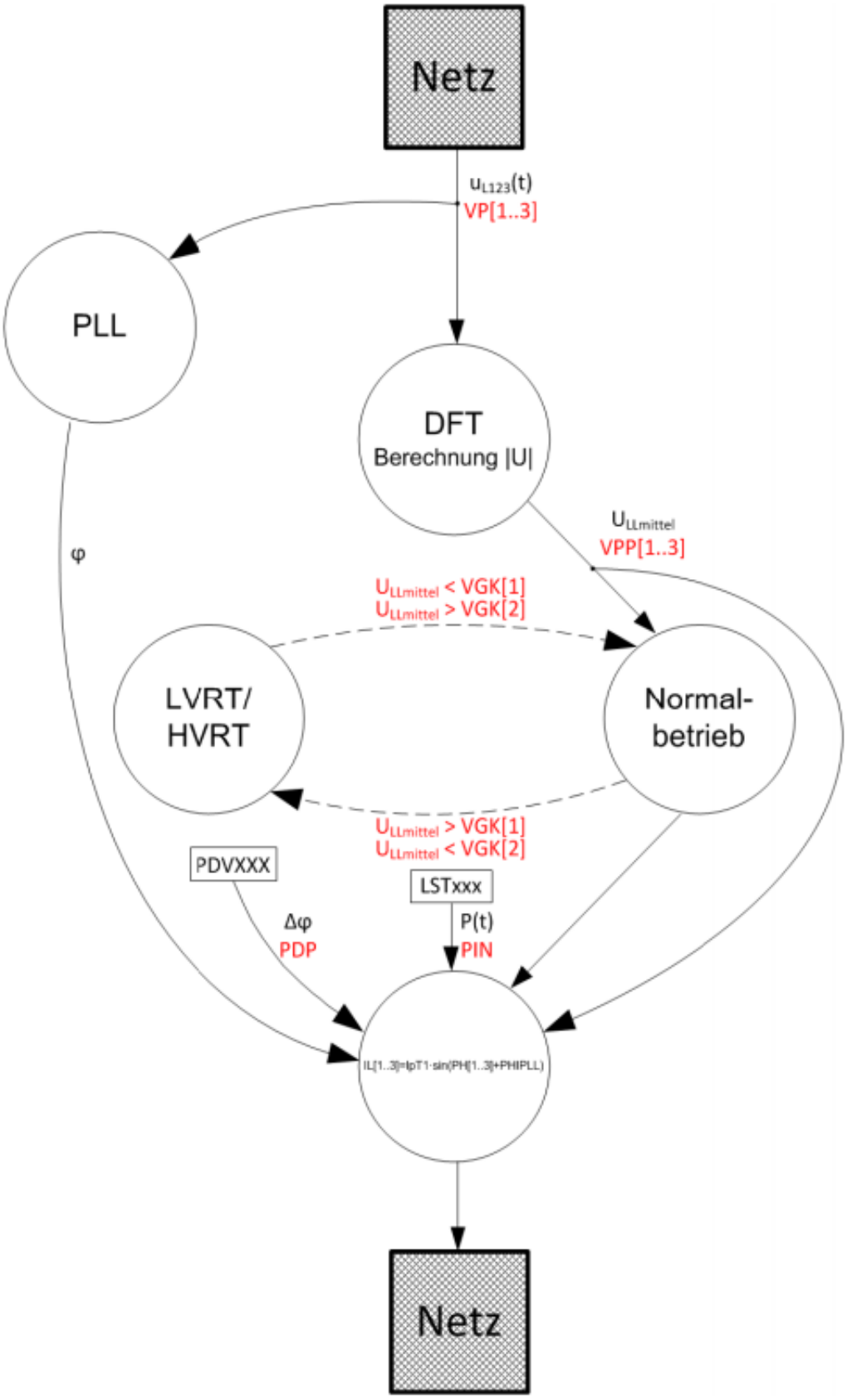


Abbildung 319: Übersicht über die interne Funktionsweise des RPI-Modells

6.22.3 Wichtige Hinweise für die Verwendung des Modells

Wird das RPI-Modell für eine Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet, so wird empfohlen, die interne Rechenschrittweite des ATP auf maximal 100µs für eine Netzfrequenz von 50Hz einzustellen. Das kann mit Hilfe der Einstellwerte **dt** und **Step** im Einstelldialog **ATP Data** (Abbildung 54) erreicht werden.

Beispiel: dt = 1ms, Step = 10
Ist eine Ausgebschrittweite dt = 1ms im Diagramm ausreichend, so muss der Einstellwert Step = 10 eingestellt werden. Damit wird eine interne Rechenschrittweite von dt / Step = 100µs erreicht.

Bei der Wahl der internen Rechenschrittweite muss berücksichtigt werden, dass die DFT-Filter (Diskrete-Fourier-Transformation) des RPI-Modells für eine Anzahl von 20 Abtastwerten je Netzperiode ausgelegt sind. Ausgehend von einer Netzfrequenz f_n=50Hz ergibt sich dadurch eine virtuelle zeitliche Schrittweite von 1ms für den DFT-Algorithmus zur Berechnung der Netzspannungen. Das RPI-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 fn = 50Hz, dt = 1ms, Step =10
Mit einer internen Abtastschrittweite von dt/Step = 100µs und der Anzahl von 20 Abtastwerten für den DFT-Algorithmus ergibt sich eine Schrittweite von:

- Interne Schrittweite = 100µs ➔ 200 Abtastwerte je Netzperiode
- 200 Abtastwerte je Netzperiode intern / (20 Abtastwerte je Netzperiode für DFT) ➔ 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.

Um eine fehlerhafte Berechnung der Netzspannungen und damit einhergehend ein fehlerhaftes Arbeiten des RPI-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.

Weitere Informationen sind im Kapitel 6.11.2 enthalten.

6.22.4 Kennlinien für den Verschiebungsfaktor cos φ

Abbildung 296 und Abbildung 298 zeigen die Einstelldialoge der Kennlinien zur Berechnung des Verschiebungsfaktors cos φ während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge. Der Verschiebungsfaktor cos φ kann abhängig von der Wirkleistung P oder der fiktiven mittleren Leiter-Erd-Spannung **U_{mittel}** eingestellt werden.

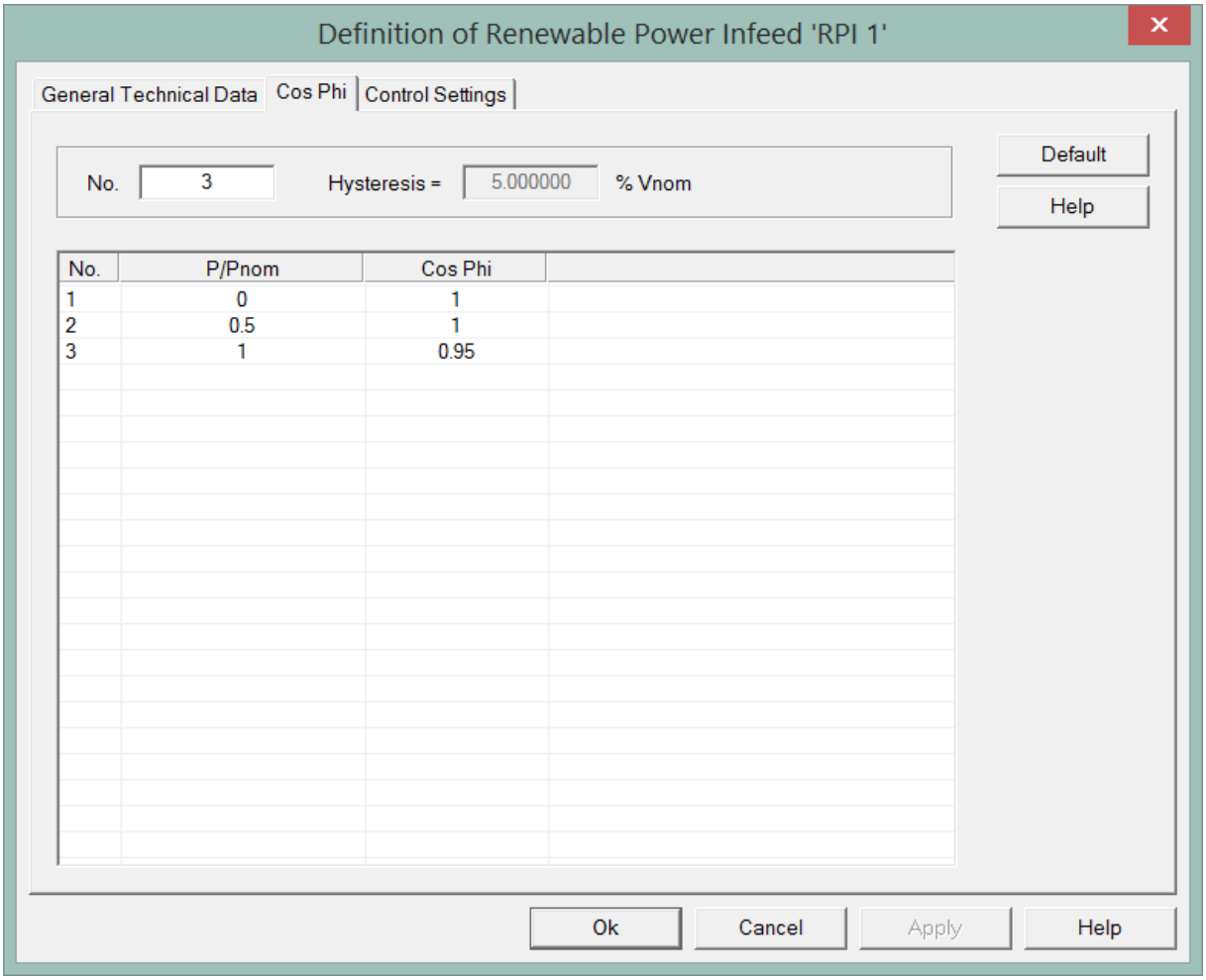


Abbildung 320: Einstelldialog *Renewable Power Infeed Cos Phi* – cos phi (P)

No. Anzahl Datenpaare (Stützstellen) der Kennlinie

Default Abhängig von der Betriebsart der Kennlinie wird die Grundeinstellung der Kennlinie geladen.

Der Verschiebungsfaktor cos φ wir in Abhängigkeit der Wirkleistung P entsprechend der Kennlinie im Einstelldialog berechnet.

$$\cos\varphi = f(P/P_{nom}) = f(P(t)/P_{nom}) \qquad (1.147)$$

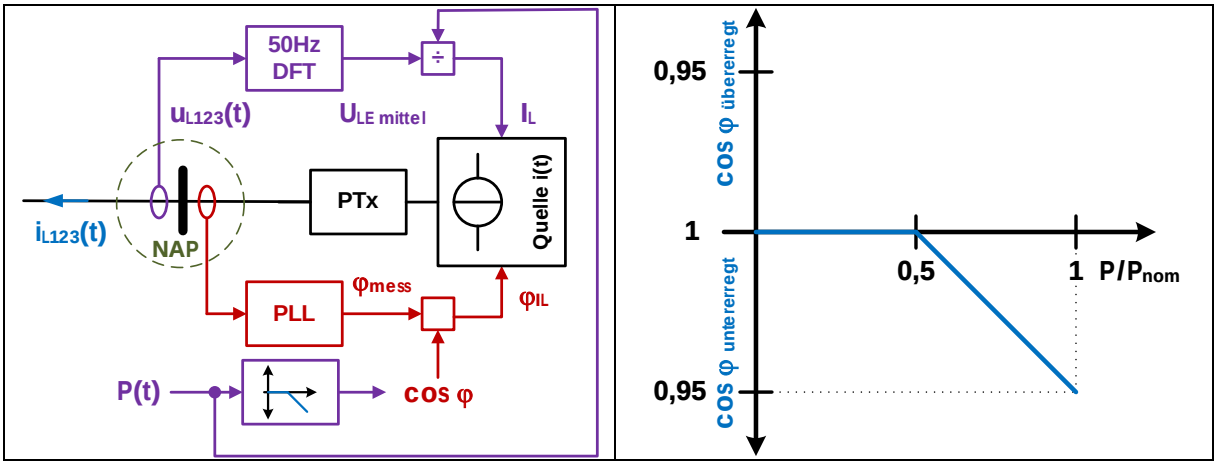


Abbildung 321: Betriebsart cos phi (P) - geregelter Verschiebungsfaktor cos φ

Der Einstelldialog in Abbildung 296 zeigt die Grundeinstellung eine Kennlinie des Verschiebungsfaktors cos φ abhängig von der fiktiven mittleren Leiter-Erd-Spannung U_{mittel} am Netzanschlusspunkt (NAP). Die zugehörige Kennlinie ist in Abbildung 297 rechts dargestellt.

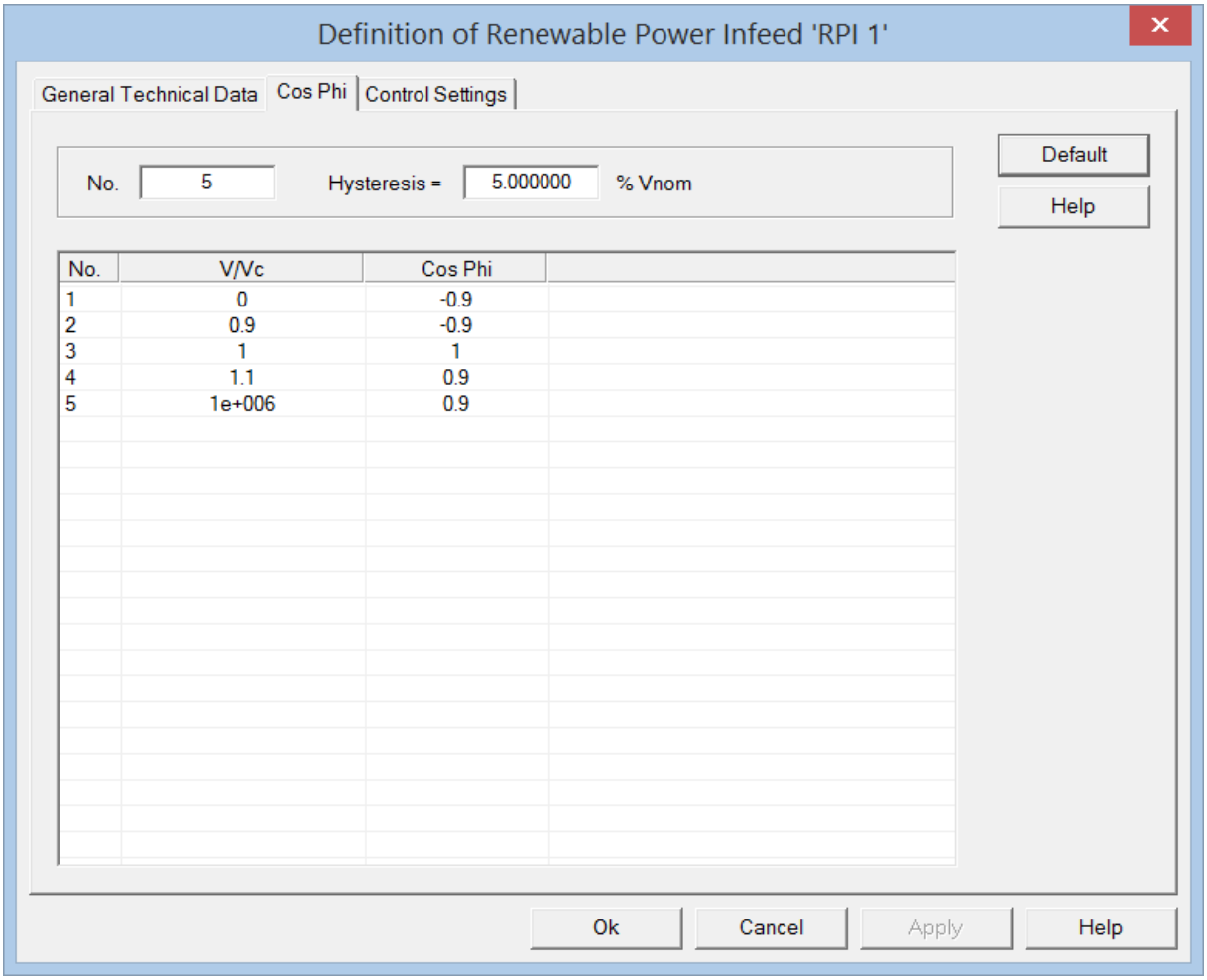


Abbildung 322: Einstelldialog *Renewable Power Infeed Cos Phi* – cos phi (V)

Der Einstelldialog in Abbildung 298 zeigt die Grundeinstellung für die Kennlinie des Verschiebungsfaktors **cos phi (V)**, der aus der fiktiven mittleren Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) berechnet wird.

Hinweis

Die Eingangsspannung V/V_c verwendet die vereinbarte Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt V_c zur Berechnung des normierten Spannungswertes.

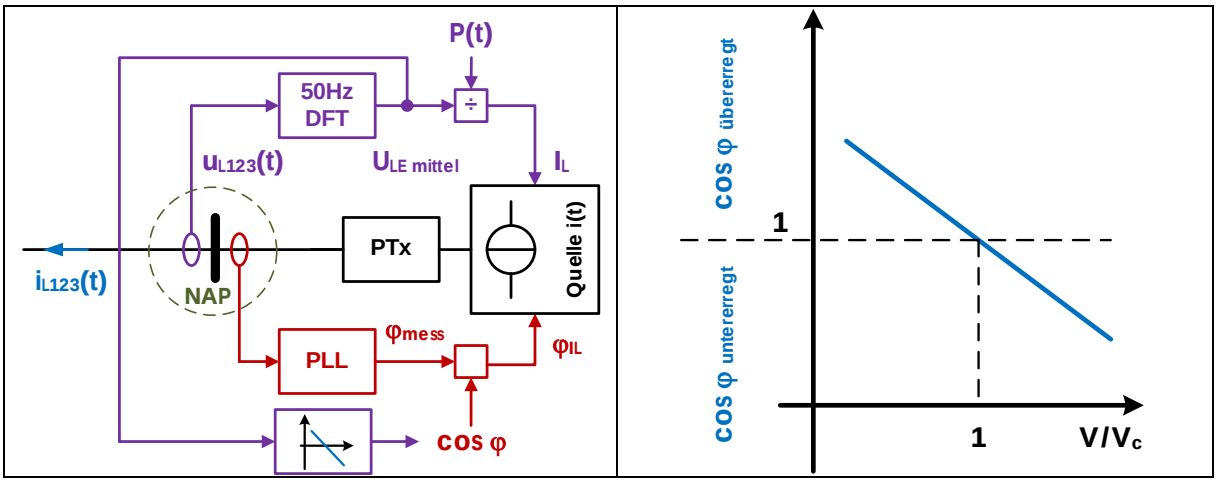


Abbildung 323: Betriebsart cos phi (P) - geregelter Verschiebungsfaktor cos φ

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

Hysteresis

Hysterese der **cos phi (V) – Kennlinie** in % der Nennspannung U_n

Die Wirkungsweise der Hysterese ist beispielhaft in Abbildung 300 dargestellt. Als Nennspannung wird der Einstellwert ***V_{nom}*** verwendet.

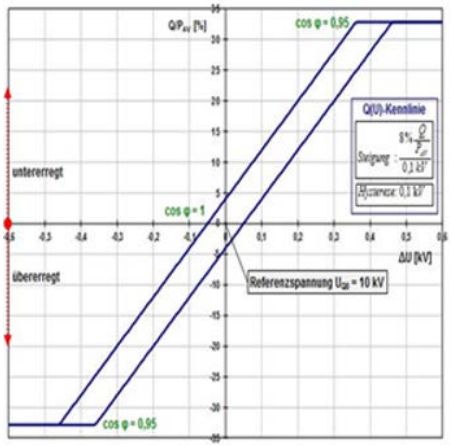


Abbildung 324: Hysterese der cos phi (V) - Kennlinie

Betriebsart *cos phi (P)* und Betriebsart *cos phi (V)*
Der Verschiebungsfaktor cos φ 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.

- **Übererregter Betrieb:** Verschiebungsfaktor **cos φ < 0**
- **Untererregter Betrieb:** Verschiebungsfaktor **cos φ > 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

6.22.5 Unterspannungsschutz V< und Überspannungsschutz V>

Das Netzelement **Renewable Power Infeed** stellt einen zeitverzögerten Unterspannungsschutz V< und einen Überspannungsschutz V> zur Verfügung. Die Schutzfunktionen analysieren die Beträge der netzfrequenten Grundschwingung 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 Grundschwingung 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 **$V_{average}$** (Kapitel 6.22.1).

Die Einstellwerte des Unterspannungsschutzes V< und des Überspannungsschutzes V> werden auf die vereinbarte Versorgungsspannung U_c am Netzanschlusspunkt (NAP) **NCP: Vc [kV]** (Abbildung 302) bezogen eingestellt.

- **Vpg [kVrms]**
  Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$
  V> = 1 wenn (U_{L1} > V>) OR (U_{L2} > V>) OR (U_{L3} > V>)
  V< = 1 wenn (U_{L1} < V<) OR (U_{L2} < V<) OR (U_{L3} < V<)

- **Vpp [kVrms]**
  Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$
  V> = 1 wenn (U_{12} > V>) OR (U_{23} > V>) OR (U_{31} > V>)
  V< = 1 wenn (U_{12} < V<) OR (U_{23} < V<) OR (U_{31} < V<)

- **Vpg [p.u. Vc]**
  Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$, 1 p.u. = $V_c/\sqrt{3}$
  V> = 1 wenn (U_{L1} > V>) OR (U_{L2} > V>) OR (U_{L3} > V>)
  V< = 1 wenn (U_{L1} < V<) OR (U_{L2} < V<) OR (U_{L3} < V<)

- **Vpp [p.u. Vc]**
  Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$, 1 p.u. = V_c
  V> = 1 wenn (U_{12} > V>) OR (U_{23} > V>) OR (U_{31} > V>)
  V< = 1 wenn (U_{12} < V<) OR (U_{23} < V<) OR (U_{31} < V<)

Die Einstellwerte V< und V> werden auf die vereinbarte Versorgungsspannung U_c am Netzanschlusspunkt (NAP) **NCP: Vc [kV]** (Abbildung 302) bezogen eingestellt.

Wird eine Überspannungsanregung V> oder Unterspannungsanregung V< festgestellt, so wird die zugehörige **Zeitstufe V> T1** oder **V< T1** gestartet. Nach Ablauf einer der Zeitstufen wird ein AUS-Kommando (TRIP) erzeugt und das Netzelement vom Netz getrennt.

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

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

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zeigt beispielhaft das Verhalten des Unterspannungsschutzes. Durch einen Netzfehler bricht die Netzspannung **RVA001** ein (t = 500ms). Nach Ablauf der Zeitstufe **V< T1** wird die dezentrale Erzeugungsanlage abgeschaltet **RTP001** (t = 700ms). Mit Fehlerklärung wird die dezentrale Erzeugungsanlage automatisch wieder zugeschaltet (t = 750ms). Die ein-/ausgespeiste Wirkleistung ist **P_002**.

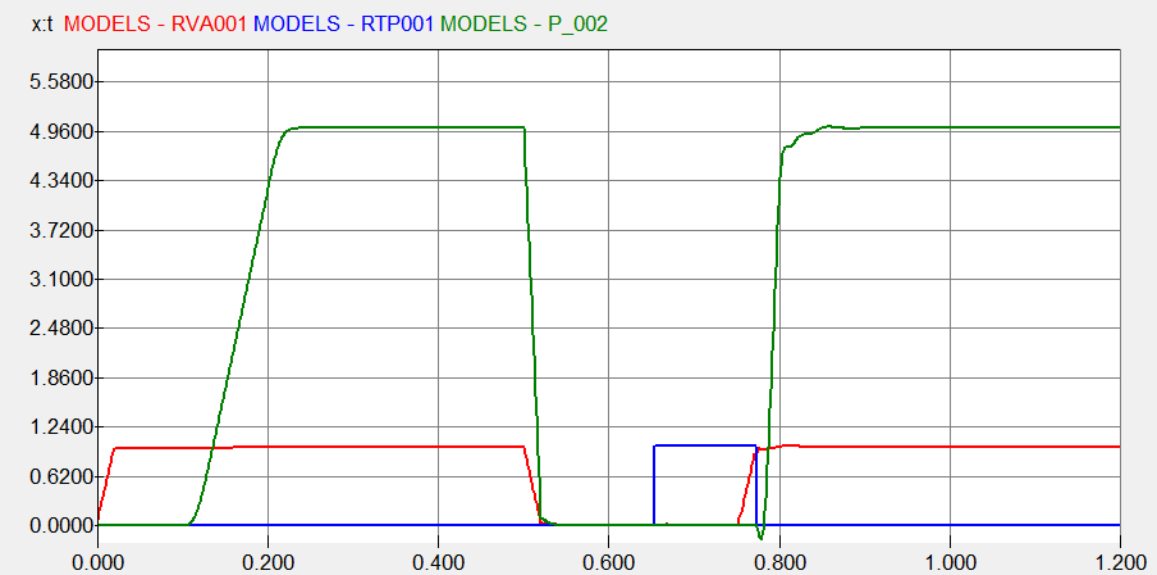


Abbildung 325: Abschaltung der dezentralen Erzeugungsanlage wegen Unterspannung

In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind weitere Einstellwerte der Schutzfunktionen aber auch zur Einstellung des allgemeinen Verhaltens des Netzelementes wie z.B. des regelungstechnischen Verhaltens dargestellt.

Weitere Einstellwerte sind in der Registerkarte ***Control Settings*** (Abbildung 302) enthalten.

- **V>: Starting Time T1 [ms]** Zeitstufe des Überspannungsschutzes V>
- **V<: Starting Time T1 [ms]** Zeitstufe des Unterspannungsschutzes V<
- **Imax: Starting Time T1 [ms]** Zeitstufe Überwachung I_{max}

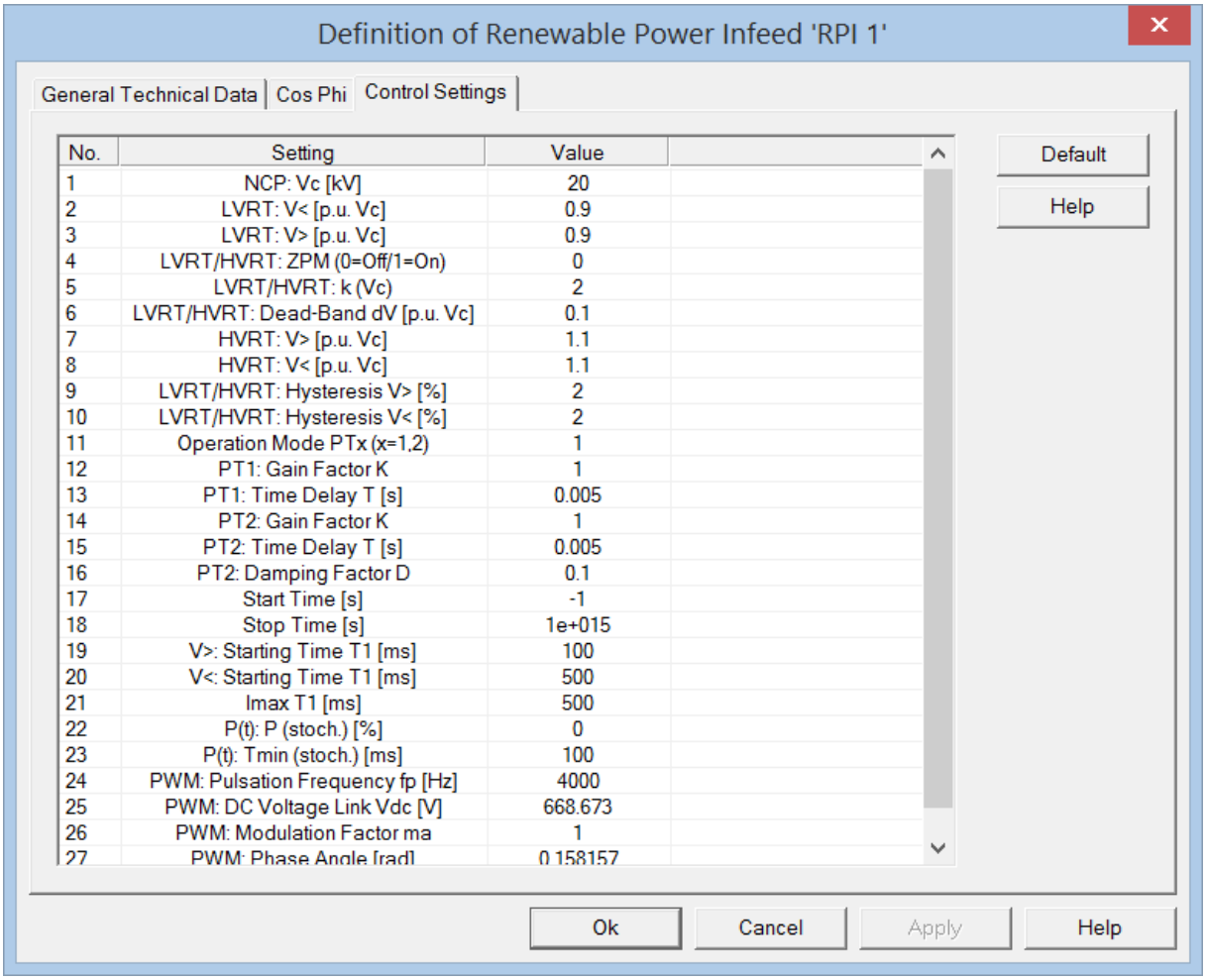
Hinweis
Die Zeitstufen werden mit dem Überschreiten der zugehörigen Anregeschwelle gestartet. nach Ablauf der Zeitstufe wird der Netzumrichter abgeschaltet.

NCP: Vc [kV]
Der Einstellwert definiert die vereinbarte Versorgungsspannung am NAP. In aller Regel sollte der Einstellwert identisch mit dem Einstellwert **Vnom** (Abbildung 291) sein. Die vereinbarte Versorgungsspannung wird verwendet, um im LVRT- bzw. HVRT-Betrieb den Spannungsrückgang bzw. den Spannungsanstieg und daraus mit Hilfe der Blind-

stromstatik die Änderung des Blindstromes zu berechnen. Insofern entspricht die vereinbarte Versorgungsspannung **NCP: Vc [kV]** der Spannung U_0 (Spannung vor der Störung) in der Kennlinie in Abbildung 302 entsprechend TC2007.

6.22.6 Übertragungsverhalten der Stromquelle

Der in Abbildung 302**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt Dialog enthält eine Vielzahl von Einstellwerten, die teilweise schon in anderen Kapitel behandelt wurden. Mit diesen Einstellwerten kann u.a. das Übertragungsverhalten der Stromquellen definiert werden.



No.	Setting	Value
1	NCP: Vc [kV]	20
2	LVRT: V< [p.u. Vc]	0.9
3	LVRT: V> [p.u. Vc]	0.9
4	LVRT/HVRT: ZPM (0=Off/1=On)	0
5	LVRT/HVRT: k (Vc)	2
6	LVRT/HVRT: Dead-Band dV [p.u. Vc]	0.1
7	HVRT: V> [p.u. Vc]	1.1
8	HVRT: V< [p.u. Vc]	1.1
9	LVRT/HVRT: Hysteresis V> [%]	2
10	LVRT/HVRT: Hysteresis V< [%]	2
11	Operation Mode PTx (x=1,2)	1
12	PT1: Gain Factor K	1
13	PT1: Time Delay T [s]	0.005
14	PT2: Gain Factor K	1
15	PT2: Time Delay T [s]	0.005
16	PT2: Damping Factor D	0.1
17	Start Time [s]	-1
18	Stop Time [s]	1e+015
19	V>: Starting Time T1 [ms]	100
20	V<: Starting Time T1 [ms]	500
21	Imax T1 [ms]	500
22	P(t): P (stoch.) [%]	0
23	P(t): Tmin (stoch.) [ms]	100
24	PWM: Pulsation Frequency fp [Hz]	4000
25	PWM: DC Voltage Link Vdc [V]	668.673
26	PWM: Modulation Factor ma	1
27	PWM: Phase Angle [rad]	0.158157

Abbildung 326: Einstelldialog *Renewable Power Infeed*, *Control Settings*

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.

Operation Mode PTx (x=1,2)

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

$$\frac{\hat{i}_{OUT}}{\hat{i}_{INP}} = \frac{K}{1+T \cdot s} \qquad (1.148)$$

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

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

$$\frac{\hat{i}_{OUT}}{\hat{i}_{INP}} = \frac{K}{1+2DT \cdot s+T^2 \cdot s^2} \quad \text{mit } \omega_0 = \frac{1}{T} \qquad (1.149)$$

Einstellwert	Bedeutung
PT1: Gain Factor	Verstärkungsfaktor (Proportionalbeiwert)
PT1: Time Delay T [s]	Zeitkonstante T
PT2: Gain Factor	Verstärkungsfaktor (Proportionalbeiwert)
PT2: Time Delay T [s]	Zeitkonstante T
PT2: Damping Factor D	Dämpfungsfaktor D

6.22.7 Ein- und Ausschalten der Stromquelle

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

Einstellwert	Bedeutung
Start Time	Zeitpunkt, zu dem die Parallelschaltung am Netz erfolgt = -1: Parallelschaltung für t= 0s
Stop Time	Zeitpunkt, zu dem die Trennung vom Netz erfolgt

Hinweis
Die beiden Schaltzeitpunkte **Start Time** und **Stop Time** definieren die Zeitpunkte, zu denen das Modell im Sinne eines idealen Schalters am Netz parallel geschaltet oder vom Netz getrennt wird. Das Ein bzw. Ausschalten erfolgt unverzögert. Der zum Zuschaltzeitpunkt verwendete Leistungswert wird durch die Kennlinie P(t) festgelegt.

6.22.8 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_{maxT1}** gestartet. Mit Ablauf der Zeitstufe I_{maxT1} 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.

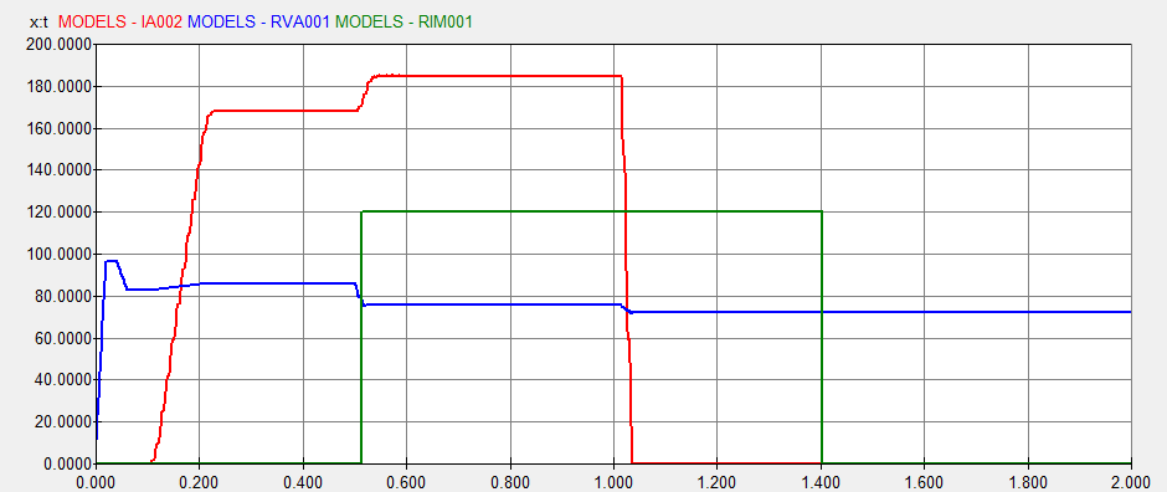


Abbildung 327: Überwachung des maximal zulässigen Leiterstroms I_{max}

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zeigt den Betrag des Leiterstroms im Leiter A **IA002**. 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_{maxT1} = 500ms werden zum Zeitpunkt t = 1,1s die Leiterströme auf 0A reduziert. Der Verlauf der Netzspannung am Netzanschlusspunkt **RVA001** zeigt dadurch verursacht zu diesem Zeitpunkt eine Spannungsreduktion an. Der Unterspannungsschutz V< des dezentralen Energieerzeugers führt nach Ablauf seiner Zeitstufe zum Zeitpunkt t = 1,4s die Netztrennung durch.

6.22.9 Pulsweitenmodulation (PWM)

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

Einstellwert	Bedeutung
PWM: Pulsation Frequency fp [Hz]	Pulsationsfrequenz des Netzumrichters
PWM: DC Voltage Link Vdc [V]	Zwischenkreisspannung
PWM: Modulation Factor ma	Amplitudenmodulationsfaktor
PWM: Phase Angle [rad]	Phasenwinkel

6.22.10 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 Grundschwingung, die am Netzanschlusspunkt (NAP) gemessen wird. Die Einstellwerte sind in der Registerkarte ***Control Settings*** (Abbildung 302) enthalten.

Die Erkennung bzw. das Verlassen des LVRT-Betriebes erfolgt durch die zwei Anregeschwellen **LVRT: V< [p.u. Vc]** und **LVRT: V> [p.u. Vc],** die Erkennung bzw. das Verlassen des HVRT-Betriebes durch die zwei Anregeschwellen **HVRT: V< [p.u. Vc]** und **HVRT: V> [p.u. Vc]** (Abbildung 302). Dadurch ist eine Hysterese ähnliches Verhalten der LVRT/-HVRT-Erkennung einstellbar. Die Anregeschwellen werden in p.u. = V_c (vereinbarte Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt **NCP: Vc [kV]** (Abbildung 302) eingestellt.

Die Anforderungen an die Spannungsstützung bei Netzfehlern ist im Transmission Code 2007 (**TC2007**: ***TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,*** Abbildung 304) beschrieben. zeigt das Prinzip der Spannungsstützung für dezentrale Erzeugungsanlagen. Das im RPI-Modell implementierte Verfahren der Spannungsstützung im LVRT-Betrieb arbeitet in Anlehnung an TC2007.

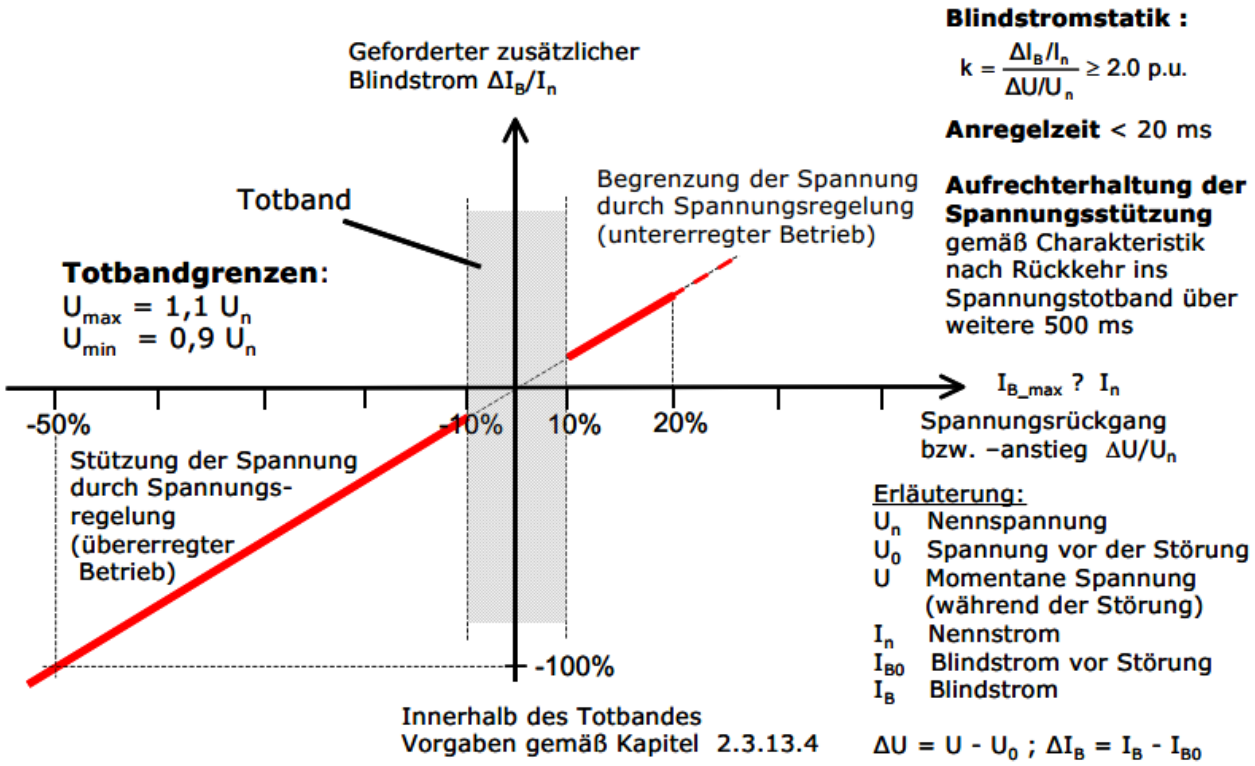


Abbildung 328: Spannungsstützung im LVRT-Betrieb (Quelle: TC2007)

Die nachfolgend erläuterten Einstellwerte sind in dem Einstelldialog nach Abbildung 302 enthalten.

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

- **LVRT: V< [p.u. Vc]**
  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: V> [p.u. Vc]**
  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: V> [p.u. Vc]**
  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: V< [p.u. Vc]**
  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: Hysteresis V< [%]**
  Die LVRT/HVRT-Anregeschwelle V< wird mit (1 – 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: Hysteresis V> [%]**
  Die LVRT/HVRT-Anregeschwelle V> wird mit dem (1 + 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.

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 gehendem AUS-Kommando und Parallelschaltung zum Netz die Erzeugungsanlage direkt in den LVRT/HVRT-Betrieb geht.

LVRT/HVRT: ZPM (0=Off/1=On)
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. $|\underline{I}_{L123}| = 0A$.

LVRT/HVRT: Dead-Band dV [p.u. Vc]
Wie in Abbildung 304 gezeigt, erfolgt innerhalb des Totbandes keine Änderung des Blindstroms gegenüber dem Normalbetrieb.

LVRT/HVRT: k (Vc)

Der k-Faktor (k > 0) entspricht der Blindstromstatik nach TC2007. Bei der Berechnung des zusätzlichen Blindstrombedarfs Δi_B

$$\Delta i_B = \frac{\Delta I_B}{I_{nom}} \tag{1.150}$$

nach Abbildung 304 muss berücksichtigt werden, dass das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet wird.

- 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.

Das RPI-Modell berechnet im LVRT/HVRT-Betrieb kontinuierlich die Beträge der 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.

$$\Delta U_{LL} = U_{LL} - U_{LL0} \; mit \; LL = 12, 23, 31 \tag{1.151}$$

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: Vc [kV]** (Abbildung 302) als Bezugswert für alle Leiter-Leiter-Spannungen verwendet.

$$\Delta U_{LL} = U_{LL} - U_c = U_{LL} - V_c \; mit \; LL = 12, 23, 31 \tag{1.152}$$

$$\Delta U_{LL\,\max} = \max\left(U_{LL}\right) \tag{1.153}$$

$$\Delta I_B = k\left(Vc\right) \cdot \frac{\Delta U_{LL\,\max}}{V_{nom}} \cdot I_{nom} \tag{1.154}$$

Nach gilt:

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

- **$\Delta U_{LL\,max}$**
  Betragsmäßig größter Spannungseinbruch der drei Leiter-Leiter-Spannungen

- **I_{nom}**
  Nennstrom der Erzeugungsanlage $I_{nom} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot V_{nom}}$ (1.155)

- **V_{nom}**
  Nennspannung der Erzeugungsanlage (siehe Abbildung 291)

- **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 Spannungsbeträge kompensiert. Der Wert des Blindstroms I_{B0} bleibt für die Dauer des LVRT/HVRT-Betriebes eingefroren.

Hinweis
Im Folgenden muss darauf geachtet werden, dass ein Spannungseinbruch im Kurzschlussfall nach Abbildung 304 zu einer **Blindstromänderung $\Delta I_B < 0$** führt. Im Kurzschlussfall muss zur Spannungsstützung ein erhöhter Blindstrom im übererregten Betrieb eingespeist oder ein verringerter Blindstrom im untererregten Betrieb bezogen werden.

Vor LVRT/HVRT-Betrieb übererregt
Blindstrom I_{B0} wird vor dem LVRT-Betrieb ins Netz eingespeist.
Der zusätzliche Blindstrom ΔI_B nach Gleichung (1.154) führt zu einem verstärkt übererregten Betriebszustand, d.h. es wird ein erhöhter Blindstrom ins Netz eingespeist. Das Subtraktionszeichen in Gleichung (1.156) muss wegen **$\Delta I_B < 0$** im Kurzschlussfall verwendet werden.

$$I_B = I_{B0} - \Delta I_B \quad (1.156)$$

Vor LVRT/HVRT-Betrieb untererregt
Blindstrom I_{B0} wird vor dem LVRT/HVRT-Betrieb vom Netz bezogen.
Der zusätzliche Blindstrom ΔI_B nach Gleichung (1.154) führt zu einem verminderten untererregten Betriebszustand bzw. zu einem übererregten Betriebszustand. Es wird also weniger Blindstrom vom Netz bezogen bzw. Blindstrom ins Netz eingespeist.

$$I_B = I_{B0} + \Delta I_B, \; falls \left| I_{B0} \right| \geq \left| \Delta I_B \right|$$
$$I_B = \left| \Delta I_B \right| - I_{B0}, \; falls \left| I_{B0} \right| < \left| \Delta I_B \right| \quad (1.157)$$

Erfassung der absoluten Phasenlage der Versorgungspannung im LVRT/HRVT-Betrieb
Das RPI-Modell verwendete wie im fehlerfreien Normalbetrieb auch im LVRT/HRVT-Betrieb den PLL zur Ermittlung der Phasenlage der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP).

Einhalten des maximal zulässigen Scheinstroms I_{Lzul}

Wird der maximal zulässige Scheinstrom der Erzeugungsanlage I_{Lzul} durch den Blindstrom I_B überschritten, so wird der Wirkstrom I_W im LVRT/HVRT-Betrieb zu Null gesetzt. Es wird nur Blindstrom ins Netz eingespeist.

$$I_B \geq \mathrm{I}_{\max} \rightarrow I_W = 0 \tag{1.158}$$

Ist der Blindstrom $I_B < I_{Lzul}$ wird der maximal mögliche Wirkstrom I_W nach Gleichung (1.159) berechnet. Der so berechnete Wirkstrom wird in jedem Fall auf den unmittelbar vor Eintritt des LVRT/HVRT-Betriebes eingespeisten Wirkstrom I_{W0} begrenzt.

$$I_B < \mathrm{I}_{\max} \rightarrow I_W = \sqrt{I_{\max}^2 - I_B^2} \; mit \; I_W \leq I_{W0} \tag{1.159}$$

Der Verschiebungsfaktor cos φ wird im LVRT/HVRT-Betrieb nach Gleichung (1.160) aus dem Blindstrom I_B (Gleichung (1.157)) und dem Wirkstrom I_W (Gleichungen (1.158), (1.159)) berechnet.

$$\cos\varphi = \frac{I_W}{\sqrt{I_W^2 + I_B^2}} \tag{1.160}$$

Der Verschiebungsfaktor cos φ wird im Sinne eines übererregten Betriebes verwendet.

Berücksichtigung des Zeitverzuges 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: V< bzw. HVRT: V>. Die Beträge der Versorgungsspannungen werden mit Hilfe eines DFT-Vollwellenfilters mit einer Filterlaufzeit von DT = 1 / f_n d.h. DT = 20ms für f_n = 50Hz 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 >20ms für die Erkennung des LVRT/HVRT-Betriebes entstehen.

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 soll im LVRT/HVRT-Betrieb maximal der Wirkstrom eingespeist werden, der im Normalbetrieb unmittelbar vor dem physikalischen Kurzschlusseintritt eingespeist wurde. Ggfs. kann der Wirkstrom 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 = 20ms 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.

6.22.11 Beispiel: LVRT-Betrieb eines Windparks

Im Folgenden soll die prinzipielle Arbeitsweise des RPI-Modells im LVRT-Betrieb dargestellt werden. Abbildung 305zeigt ein 20kV-Netz, das dazu verwendet wird. Für den Windpark werden die Grundeinstellungen des RPI-Modells verwendet. Die Eintrittszeitpunkt des 3pE-Kurzschlusses (ABCG) ist t = 400ms. Der Kurzschluss erlischt zum Zeitpunkt t = 600ms. Es werden 50 Netzperioden mit einer Abtastschrittweite von 1ms berechnet (dt = 1ms, Step = 1).

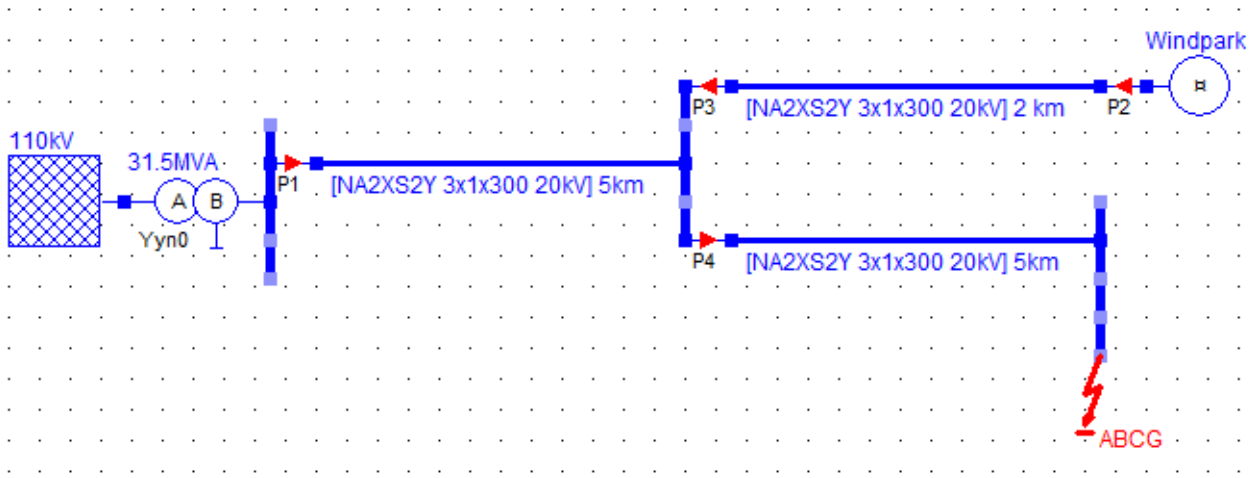


Abbildung 329: 20kV-Netz mit 5MW-Windpark

In den nachfolgenden Diagrammen ist zu berücksichtigen, dass die durch Probe P2 gemessenen Leistungen dem Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) entsprechen.

Übererregter Betrieb des Windparks im Normalbetrieb vor Kurschlusseintritt

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

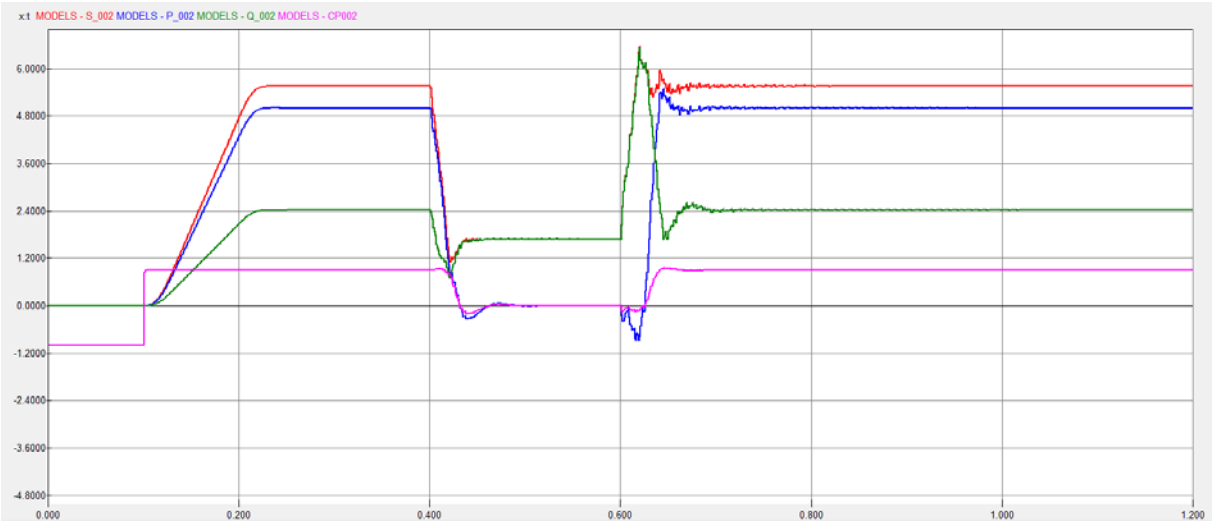


Abbildung 330: Leistungen am NAP des Windparks (k = 2, übererregt)

In Abbildung 306 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 RPI-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 φ = 0, da kein Wirkstrom eingespeist wird.

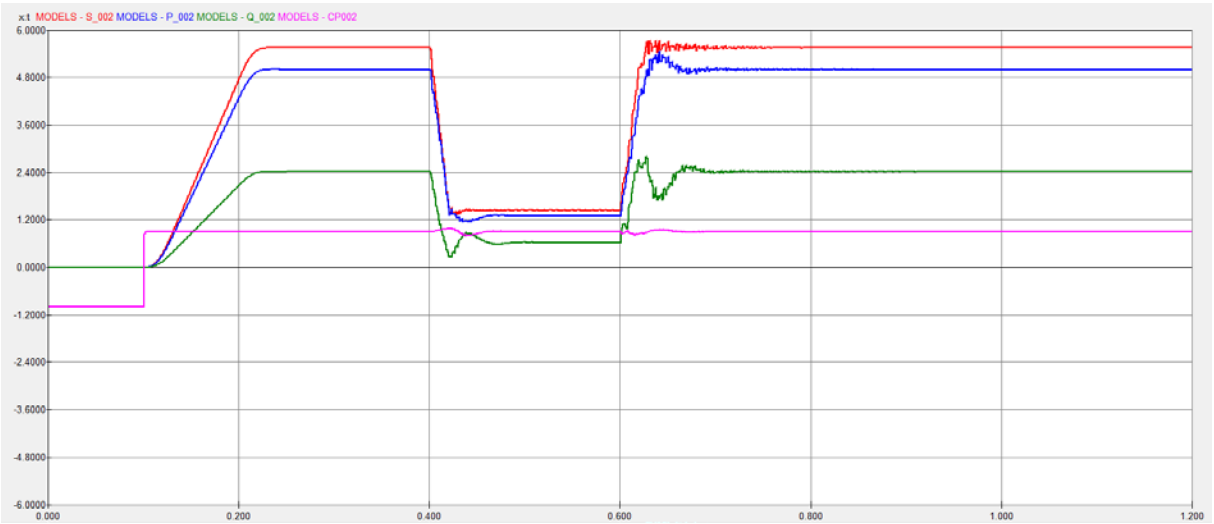


Abbildung 331: Leistungen am NAP des Windparks (k = 0, übererregt)

Die Wirkungsweise der Blindstromstatik ist in Abbildung 307 zu erkennen. Wird die Blindstromstatik zu k = 0 eingestellt, so bleibt der Verschiebungsfaktor **CP_002** im LVRT-Betrieb mit cos $\varphi = 0{,}9_{\text{übererregt}}$ unverändert. Die Wirkleistung wird wegen der reduzierten Versorgungsspannung im LVRT-Betrieb reduziert.

Untererregter Betrieb des Windparks im Normalbetrieb vor Kurschlusseintritt
Der Windpark wird mit einem konstanten Verschiebungsfaktor cos $\varphi_{untererregt}$ = 0,9 betrieben (Einstellwerte: ***cos phi = const.***; cos ϕ = 0.9).

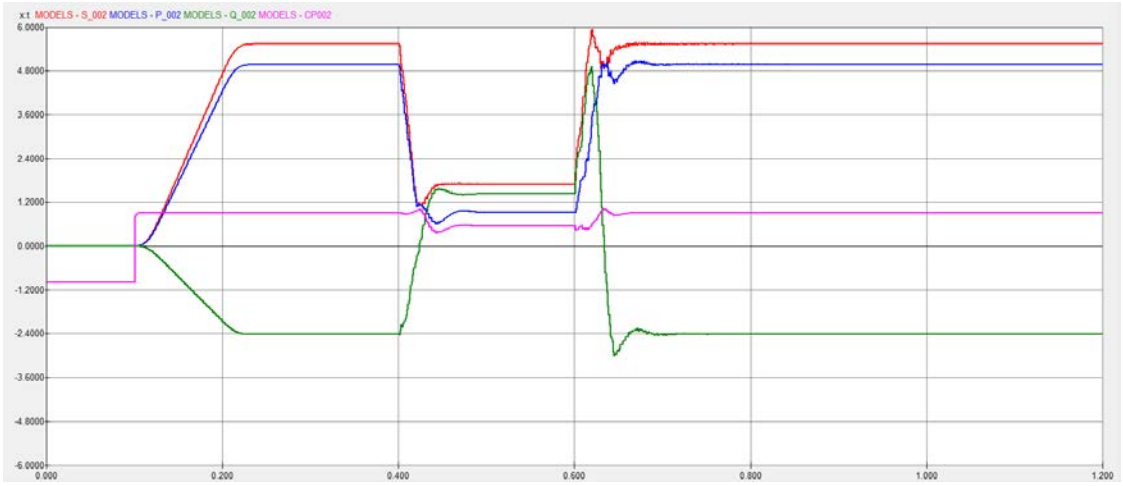


Abbildung 332: Leistungen am NAP des Windparks (k = 2, untererregt)

In Abbildung 308 ist zu erkennen, dass durch die erhöhte Blindstromeinspeisung im LVRT-Betrieb der Windpark in den übererregten Betrieb geht und Blindleistung ins Netz zur Spannungsstützung einspeist.

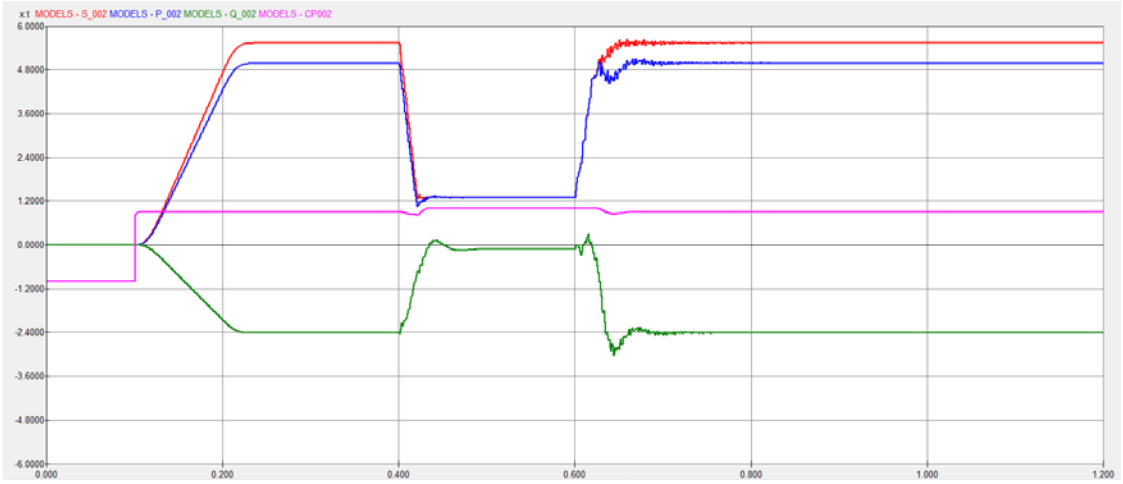


Abbildung 333: Leistungen am NAP des Windparks (k = 0,5, untererregt)

Mit einer Blindstromstatik k = 0,5 kompensiert die Blindstromerhöhung den vor dem LVRT-Betrieb fließenden Blindstrom, so das resultierend im LVRT-Betrieb keine Blindstromeinspeisung ins Netz erfolgt. Der Verschiebungsfaktor cos φ am NAP **CP002** erhöht sich nur geringfügig.

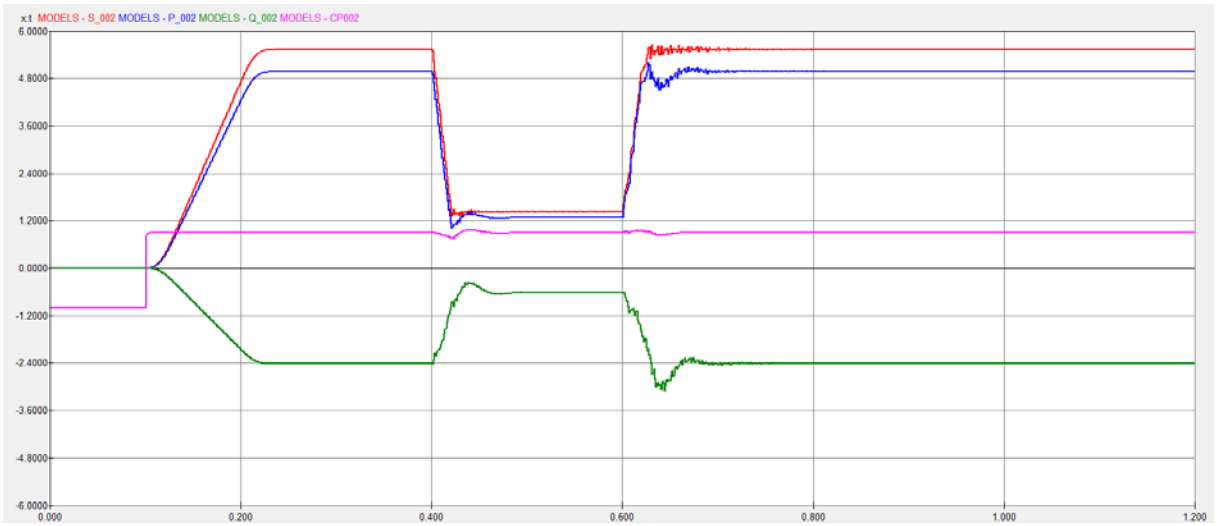


Abbildung 334: Leistungen am NAP des Windparks (k = 0, untererregt)

Wird die Blindstromstatik 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 φ 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

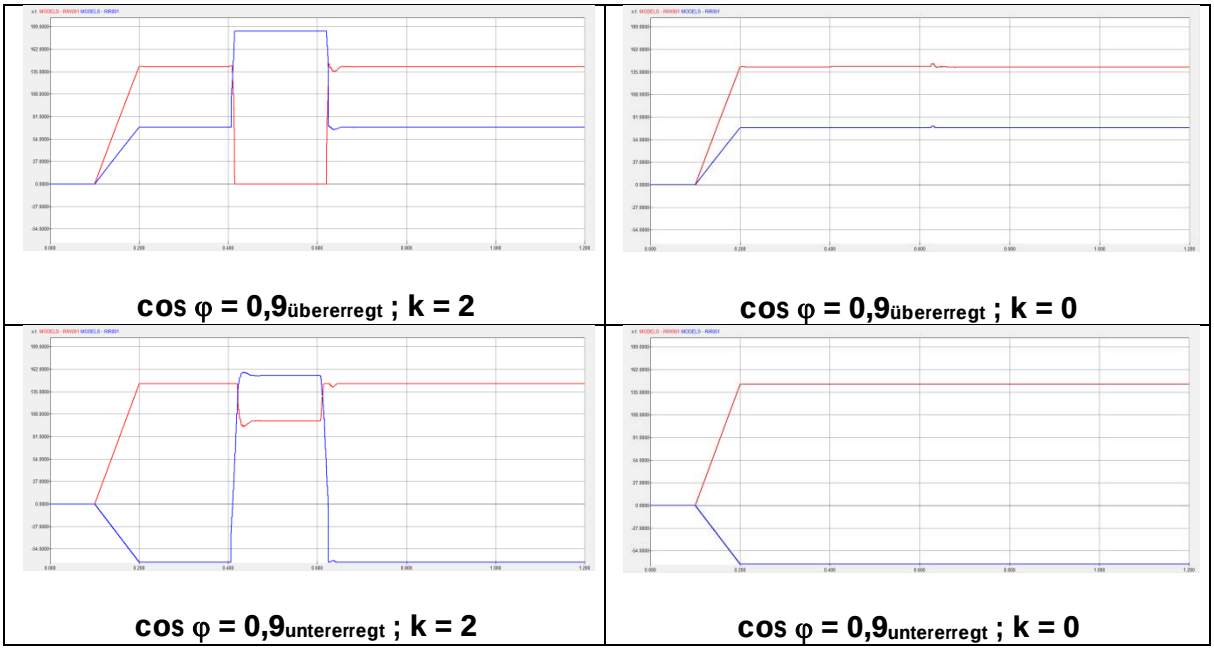


Abbildung 335: Wirk- und Blindstromeinspeisungen bzw. -bezug des Windparks

Blindstromstatik k = 0
In Abbildung 311 ist für eine Bildstromstatik k = 0 zu erkennen, dass der Wirkstrom im LVRT-Betrieb unverändert dem Wirkstrom vor dem Kurzschlusseintritt bei 400ms entspricht.

Blindstromstatik 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 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.

6.22.12 Ausgabe von Signalen in der .PL4-Datei (Grafikdatei)

In den nachfolgenden Tabellen sind für das Netzelement RPIxxx die Bedeutung der in der .PL4-Datei ausgegebenen Signale erläutert. Die Ausgabe in die .PL4-Datei (Grafikdatei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Output Signals** auf den Wert **Output List 3 oder höher** eingestellt ist (siehe Kapitel 6.4.1).

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]
RIBxxx	Aus-/eingespeister Leiterstrom $i_{L2}(t)$ [A]
RICxxx	Aus-/eingespeister Leiterstrom $i_{L3}(t)$ [A]
RIWxxx	Betrag des Wirkanteils des Leiterstroms [A] (= Mitsystemstrom)
RIRxxx	Betrag des Blindanteils des Leiterstroms [A] (= Mitsystemstrom) < 0 : untererregt d.h. im EZS wird Blindstrom vom Netz bezogen > 0 : übererregt d.h. im EZS wird Blindstrom ins Netz eingespeist
RWPxxx	Betrag des Wirkanteils des Leiterstroms RIWxxx [p.u.]
RRPxxx	Betrag des Blindanteils des Leiterstroms RIRxxx [p.u.]
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.
RDIxxx	Zusätzlicher Blindstrom nach TC2007- oder SDLWindV-Kennlinie, der im LVRT- oder HVRT-Betrieb ein-/ausgespeist wird. Der Blindstrom wird entsprechend dem Verschiebungsfaktor cos φ dem Blindstrom im Normalbetrieb unmittelbar vor dem LVRT/HVRT-Betrieb überlagert. Hinweis: Im Normalbetrieb ist des Signals der Variable = 0.
RIPxxx	Spitzenwert der Leiterströme $i_{L123}(t)$ [A_{peak}]
RPPxxx	Wirkleistung P [kW]
RTRxxx	Meldung **Netztrennung** des Netzumrichters (Stromquelle) 0 = Meldung inaktiv, 1 = Meldung aktiv
RLSxxx	Zeitvariables Wirkleistungsdargebot P(t) [kW]

RVKxxx	Unterspannungserkennung V<< 0 = Meldung inaktiv, 1 = Meldung aktiv
RPCxxx	Zeitvariables Wirkleistungsdargebot P(t) [kW] als Eingangssignal der Kennlinie des Verschiebungsfaktors cos φ ($P(t)/P_{nom}$) Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (P) verfügbar.
RPNxxx	Zeitvariables Wirkleistungsdargebot $P(t)/P_{nom}$ [p.u.] als Eingangssignal der Kennlinie des Verschiebungsfaktors cos φ ($P(t)/P_{nom}$) Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (P) verfügbar.
RCPxxx	Verschiebungsfaktor cos φ entsprechend der verlagerten Kennlinie ▪ Ausgangssignal der POINTLIST (Polygonzug Verschiebungskennlinie) ▪ cos φ < 0 = übererregter Betrieb: $\cos \varphi_{neu} = 2 + \cos \varphi$ ▪ cos φ ≥ 0 = untererregter Betrieb: $\cos \varphi_{neu} = \cos \varphi$ Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (P) verfügbar.
RCKxxx	Verschiebungsfaktor cos φ zur Berechnung der Wirk- und Blindleistung Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (P) verfügbar.
RQVxxx	Eingangsspannung der cos φ (U) Kennlinie Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (V) verfügbar.
RQCxxx	Verschiebungsfaktor cos φ als Ausgang der cos φ (U) Kennlinie Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (V) verfügbar.
RV1xxx RV2xxx RV3xxx	**PWM:** Pulsweitenmodulierte DC-Spannung Vx der Leiter 1 = L1 = A, 2 = L2 = B und 3 = L3 = C
RVTxxx	**PWM:** Modulierende Dreieckspannung
RC1xxx RC2xxx RC3xxx	**PWM:** Sinusförmige Referenzspannungen Cx zur Erzeugung der pulsweiten-modulierten DC-Spannungen der Leiter 1 = L1 = A, 2 = L2 = B und 3 = L3 = C

Die nachfolgenden Signale werden ab **Output List 1 oder höher** in der .PL4-Datei (Grafikdatei) ausgegeben.

Name	Bedeutung
RVAxxx	**Für die Unter-/Überspannungsüberwachung** Mittelwert der Leiter-Erd-Spannungen oder Leiter-Leiter-Spannungen, abhängig von der Betriebsart der Unter-/Überspannungsfunktion ▪ **Vpg [kVrms], Vpg [p.u. Vc]** Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, und $\underline{U}_{L3}$ 1 p.u. = $V_c/\sqrt{3}$ ▪ **Vpp [kVrms], Vpp [p.u. Vc]** Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$, und $\underline{U}_{31}$ 1 p.u. = V_c **Hinweis** Der Mittelwert wird nur für die Unter-/Überspannungsüberwachung verwendet, **nicht** für die Berechnung der Amplitude der Stromquelle.
RVIxxx	**Für die Berechnung der Amplitude der Stromquelle** Fiktive **mittlere Leiter-Ed-Spannung Vpg [p.u.]** am Netzanschlusspunkt (NAP), die abhängig von der Betriebsart **Vaverage z**ur 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

6.23 RPI Control System - Parkregler für Dezentrale Erzeugungsanlagen

Mit Hilfe der Registerkarte ***RPI Control System*** des Netzelementes **Probe** (Kapitel 6.11) kann ein Parkregler einer dezentralen Erzeugungsanlage (EZA)[5] verwendet werden, der mehrere dezentrale Erzeugungseinheiten steuert. Als dezentrale Erzeugungseinheiten (EZE)[6] können nur Instanzen des Netzwerkelementes ***Renewable Power Infeed RPIxxx*** (Kapitel 6.22) verwendet werden. Der Einstelldialog des Parkreglers ist in Abbildung 312 dargestellt.

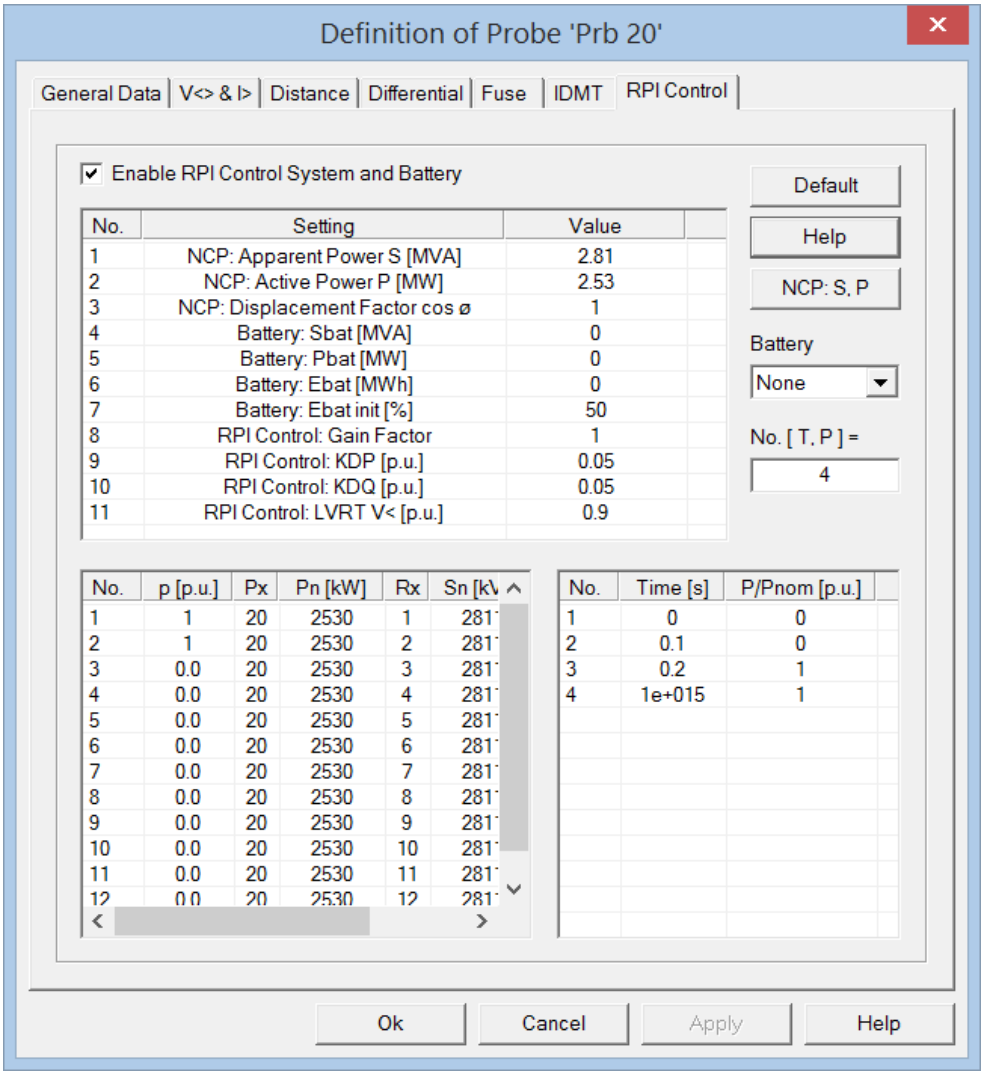


Abbildung 336: Einstelldialog RPI Control System für einen Parkregler

In einem elektrischen Netz können mehrere Parkregler für mehrere Wind- oder Solarparks verwendet werden. Allerdings kann eine Erzeugungseinheit ***RPIxxx*** nur einem einzigen Parkregler **Px** zugeordnet werden. Die Zuordnung kann im Einstelldialog eingestellt werden.

Zusätzlich kann eine am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage angeschlossene Batterie in das Parkmanagement integriert werden. In der Grundeinstellung ist die Batterie deaktiviert (P_{bat} = 0MW und E_{bat} = 0MWh).

[5] EZA = dezentrale Erzeugungsanlage
[6] EZE = dezentrale Erzeugungseinheit

Hinweis
Es muss darauf geachtet werden, dass nur ein einziger Parkregler in einem elektrischen Netz verwendet werden kann.

Bei der Verwendung eines Parkreglers werden von ATPDesigner intern folgende Regeln eingehalten.

1. Die Arbeitsweise des Parkreglers geht von einem symmetrischen, fehlerfreien Netzzustand aus. Die nachfolgenden Spannungen und Ströme sind die Größen im Mitsystem.

2. Der Parkregler kann nur mit Instanzen des auf einer geregelten Stromquelle basierenden Netzwerkelementes ***Renewable Power Infeed*** verwendet werden, nicht auf dem RPI-Modell mit Pulsweitenmodulation (PWM). Somit sind die folgenden Betriebsarten des Netzwerkelementes ***Renewable Power Infeed*** zulässig:

   - **Pnom (Ip:3p) = const.**
   - **Pnom (Ip:1p) = const.**

3. Der im Einstelldialog des Parkreglers (siehe Abbildung 312) eingestellte Verschiebungsfaktor cos φ wird für jedes einzelne Netzwerkelement ***Renewable Power Infeed*** verwendet. Eine zusätzliche Eingangsgröße für die Erzeugungsanlage ist der Phasenwinkel $\Delta\varphi_{Parkregler}$ der Leiter-Erd-Spannungen zwischen dem Netzanschlusspunkt des Parkreglers und dem jeweiligen Netzanschlussknoten der Erzeugungsanlage. Der Phasenwinkel wird bei der Berechnung der zeitlichen Funktion der Leiterströme hinzuaddiert (Gleichung (1.163)). Der Phasenwinkel $\Delta\varphi_{Parkregler}$ wird vom Parkregler für jede dezentrale Erzeugungseinheit getrennt mit Hilfe einer DFT-basierten Grundschwingungsanalyse getrennt berechnet (Gleichung (1.161).

$$\Delta\varphi_{Parkregler} = \measuredangle\left(\underline{U}_{1EZE}\right) - \measuredangle\left(\underline{U}_{1NAP}\right) \qquad (1.161)$$

   Da ein symmetrischer Netzzustand vorausgesetzt wird, entspricht der Phasenwinkel $\Delta\varphi_{Parkregler}$ dem Winkel im Mitsystem.

   Beispiel der Leiterstromberechnung ohne Parkregler

$$i_L(t) = \hat{\imath} \cdot \sin\left(\omega t + \varphi_{\cos\varphi} + \varphi_{PLL}\right) \qquad (1.162)$$

   mit $\varphi_{cos\varphi}$: von der jeweiligen Erzeugungsanlage

   Beispiel der Leiterstromberechnung mit Parkregler

$$i_L(t) = \hat{\imath}_{kor} \cdot \sin\left(\omega t + \varphi_{\cos\varphi} + \varphi_{PLL} + \Delta\varphi_{Parkregler}\right) \qquad (1.163)$$

   mit $\varphi_{cos\varphi}$: vom Parkregler

   Die Stromamplitude î muss nach Gleichung (1.164) 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 $\hat{i}_{kor}$.

$$\hat{i}_{kor} = \frac{\hat{i}}{\cos\left(\Delta\varphi_{Parkregler}\right)} \tag{1.164}$$

Die Amplitude $\hat{i}_{kor}$ des Scheinstromes wird auf den Nennstrom I_{nom} der Erzeugungsanlage begrenzt, wenn weder LVRT- noch HVRT-Betrieb aktiv sind.

Enable RPI Control System and Battery
Der Parkregler wird für diese ***Probe*** aktiviert. Mit der Aktivierung wird den in der Liste angezeigten Erzeugungsanlagen ***Renewable Power Infeed RPI*** die ***Probe*** als Parkregler zugeordnet. Im Einstelldialog in Abbildung 312 ist die zugeordnete Probe in der Liste rechts unten in der Spalte **Px** angezeigt. In der Spalte wird die Nummer der ***Probe*** **Px** als zugeordneter Parkregler angezeigt.

Gain Factor
Der Parkregler verwendet einen P-Regler zur Ausregelung des Verschiebungsfaktors. Der Verstärkungsfaktor des P-Reglers kann mit dem Einstellwert verändert werden, um die verbleibende Abweichung des Ist- vom Soll-Wert zu minimieren.

Berechnung der Kennlinie der primären Wirkleistung P(t) für die Erzeugungseinheiten des Wind- oder Solarparks
Ist ein Parkregler **Px** aktiviert, so wird die primäre Wirkleistung $\mathbf{P_{EZE}(t)}$ für jede dem Parkregler zugeordnete Erzeugungseinheit ***Renewable Power Infeed***

- mit der im Einstelldialog des Parkreglers definierten Kennlinie $\mathbf{P/P_{nom}}$ **[p.u.]**,
- der Nennwirkleistung $\mathbf{P_{nomEZE}}$ der Erzeugungseinheit (**RPI**) und
- dem EZE-spezifischen Faktor **p [p.u.]** aus dem Einstelldialog des Parkreglers berechnet.

$$P_{EZE_k}(t) = P_{nomEZE_k} \cdot p\left[p.u.\right]_k \cdot P/P_{nom}(t) \tag{1.165}$$

k : Nummer der Erzeugungseinheit

Die Kennlinie P/P_{nom} [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_{nom} der Erzeugungseinheit skaliert ist.

Hinweis
In der internen MODELS-Implementierung wird jeder einzelnen Erzeugungseinheit eine eigene Wirkleistungskennlinie $P_{EZE}(t)$ vorgegeben, deren zeitliche Abhängigkeiten identisch sind, deren absolute Wirkleistungswerte $P(t_0)$ für einen Zeitpunkt t_0 aber abhängig von den Nennwirkleistungen $P_{nom\ EZE}$, die im jeweiligen Einstelldialog des Netzwerkelementes ***Renewable Power Infeed*** definiert sind, verschieden sein können.

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 ***Renewable Power Infeed*** nachgebildet) ins elektrische Netz eingespeist wird, kann durch eine Kennlinie mit mehreren Stützstellen definiert werden. Im zeitlichen Verlauf der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge interpoliert das ATP den Kurvenverlauf zwischen den Stützstellen durch eine lineare Funktion. Die Berechnung der Kennlinie $P_{EZE}(t)$ ist oben erläutert.

- **No. [T, P]**
  Anzahl Stützstellen der P(t)-Kennlinie

- **Time [s]**
  Zeitpunkt der Stützstelle

- **P/Pnom [p.u.]**
  Wirkleistung an der Stützstelle in p.u. mit **1 p.u.**

  Hinweis
  Die Nennwirkleistungen P_{nom} zur Berechnung der resultierenden Wirkleistungskennlinie P(t) wird aus den Einstellwerten der einzelnen mit dem Parkregler verbundenen Netzwerkelemente ***Renewable Power Infeed*** entnommen.

Einstellung des Anteils *p[p.u.]* der Erzeugungseinheiten zur Gesamtleistung der Erzeugungsanlage
Im Einstelldialog in Abbildung 312 ist im linken unteren Listenfeld jede dem Parkregler zugeordnete Erzeugungseinheit ***Renewable Power Infeed*** mit wichtigen Einstellwerten aufgelistet.

- **p [p.u.]**
  Durch den Einstellwert **p [p.u.]** kann festgelegt werden, welcher Anteil der Nennwirkleistung P_{nom} der jeweiligen Erzeugungseinheit vom Parkregler eingesetzt wird.

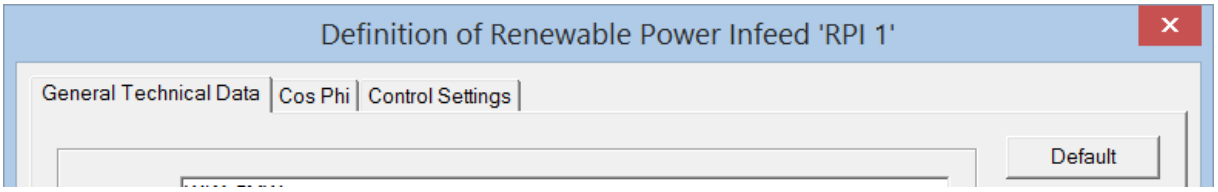
  - **= 1**: Die Erzeugungseinheit wird mit P_{nom} vom Parkregler eingesetzt.
  - **= 0,8**: Die Erzeugungseinheit wird mit 80% P_{nom} vom Parkregler eingesetzt.
  - **= 0**: Die Erzeugungseinheit wird mit P = 0 vom Parkregler eingesetzt.

  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.

- **Px**
  Nummer der zugeordneten **Probe**, 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_{nom} der Erzeugungseinheit (Einstelldialog Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

- **Rx**
  Nummer der Erzeugungseinheit **Renewable Power Infeed**
  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_{nom} der Erzeugungseinheit (Einstelldialog Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

- **Name**
  Anwenderspezifischer Name der Erzeugungseinheit

NCP: 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 **NCP: Apparent Power S [MVA]** und **NCP: Active Power 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 erfolget nur, wenn vorher die Option **Enable RPI Control System and Battery** aktiviert wurde (Gleichung (1.166), Gleichung (1.167)).

Hinweis
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.

NCP: Apparent Power S [MVA]
Nennscheinleistung **S_{NAP}** am Netzanschlusspunkt (NAP)
Die Nennscheinleistung kann bei aktiviertem Parkregler durch Drücken des Buttons **NCP: S, P** berechnet aber danach auch geändert werden. Deaktivierte Erzeugungseinheiten werden nicht berücksichtigt.

$$NCP: Apparent\ Power\ S\left[MVA\right] = S_{NAP} = \sum_{k=1}^{N} S_{nomEZE_k} \qquad (1.166)$$

NCP: Active Power P [MW]
Nennwirkleistung **P_{NAP}** am Netzanschlusspunkt (NAP)
Die Nennwirkleistung kann bei aktiviertem Parkregler durch Drücken des Buttons **NCP: S, P** berechnet aber danach auch geändert werden. Deaktivierte Erzeugungseinheiten werden nicht berücksichtigt.

$$NCP: Active\ Power\ P[MW] = P_{NAP} = \sum_{k=1}^{N} p[p.u.]_k \cdot P_{nomEZE_k} \qquad (1.167)$$

NCP: Displacement Factor cos ϕ
Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt (NAP)

6.23.1 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 ***Load Impedance*** (Kapitel 6.8.1) verwendet. Die Einstellwerte der Lastimpedanz aus dem Einstelldialog ***Load Impedance*** werden in dieser Betriebsart nicht verwendet, sondern die in Abbildung 313 gezeigten Einstellwerte ***Battery***.

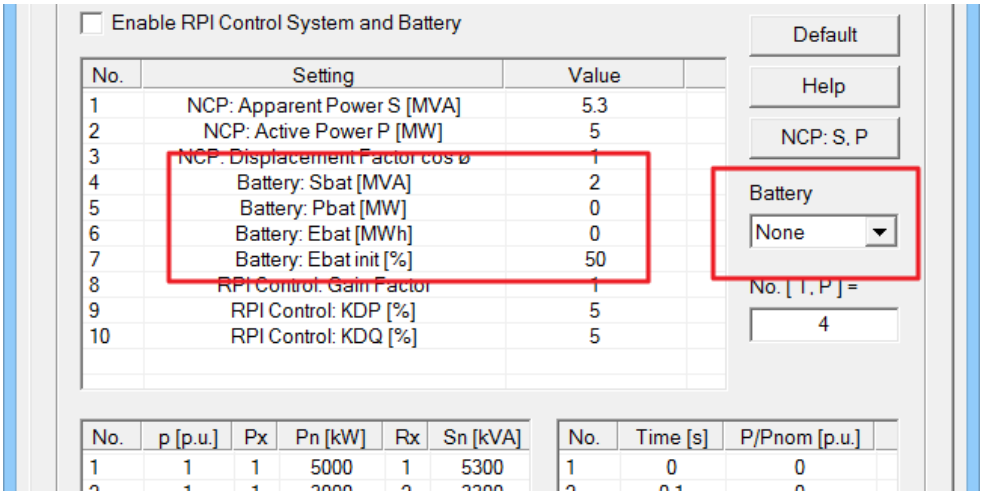


Abbildung 337: Einstellwerte der Batterie der Erzeugungsanlage

Battery
Name des Betriebsmittels ***Load Impedance*** z.B. **Load 1**, das als Batterie vom Parkregler innerhalb der Erzeugungsanlage verwendet werden soll.

Battery: Sbat [MW]
Nennscheinleistung der Batterie am Netzanschlusspunkt (NAP)

Battery: Pbat [MW]
nennwirkleistung der Batterie am Netzanschlusspunkt (NAP)

Battery: Ebat [MWh]
Ladekapazität der Batterie am Netzanschlusspunkt (NAP)

Battery: Ebat init [%]
Anfangsladezustand der Batterie zu Beginn der Simulation in % Ebat

KDP [%]
Änderungsinkrement dP der Batteriewirkleistung am NAP
Die Batteriewirkleistung wird maximal um die Wirkleistung dP nach Gleichung (1.168) geändert, um die Nennwirkleistung **NCP: Active Power P** am NAP zu erreichen.

$$dP = KDP \cdot (P_{nom} - P_{NAP}) \quad (1.168)$$

KDQ [%]
Änderungsinkrement dQ der Batterieblindleistung am NAP
Die Batterieblindleistung wird maximal um die Blindleistung dQ nach Gleichung (1.169) geändert, um den Verschiebungsfaktor **NCP: Displacement Factor cos ϕ** am NAP zu erreichen.

$$dQ = KDQ \cdot (Q_{nom} - Q_{NAP}) \quad (1.169)$$

6.23.2 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 V< [p.u.]** ist.

Im LVRT-Betrieb wird erfolgt keine Leistungseinspeisung oder Leistungsaufnahme durch die Batterie (keine Wirkleistungs- und Blindleistungsaufnahme oder – einspeisung).

6.24 Strom- und Spannungswandler *M1..5*

ATPDesigner stellt für jeden der **Circuit-Breaker Cb1...5** einen Spannungs- und Stromwandler (Kapitel 6.13.2) zur Verfügung, um die sekundärseitigen Spannungen, Ströme und Impedanzen zu berechnen. Die Spannungs- und Stromwandler werden im Sinne eines mathematischen Übersetzungsverhältnisses in dem Modul **TACS** des ATP implementiert.

Die Strom- und Spannungswandler sind fest mit den Messorten **M1...5** der ***Circuit-Breaker Cb1...5*** verbunden.

- Messort M1 ≡ CT's and VT's (Measuring Location 1)
- Messort M2 ≡ CT's and VT's (Measuring Location 2)
- Messort M3 ≡ CT's and VT's (Measuring Location 3)
- Messort M4 ≡ CT's and VT's (Measuring Location 4)
- Messort M5 ≡ CT's and VT's (Measuring Location 5)

Hinweis
Der mit dem jeweiligen ***Circuit-Breaker 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 ***Circuit-Breaker Cb1*** verbunden sein.

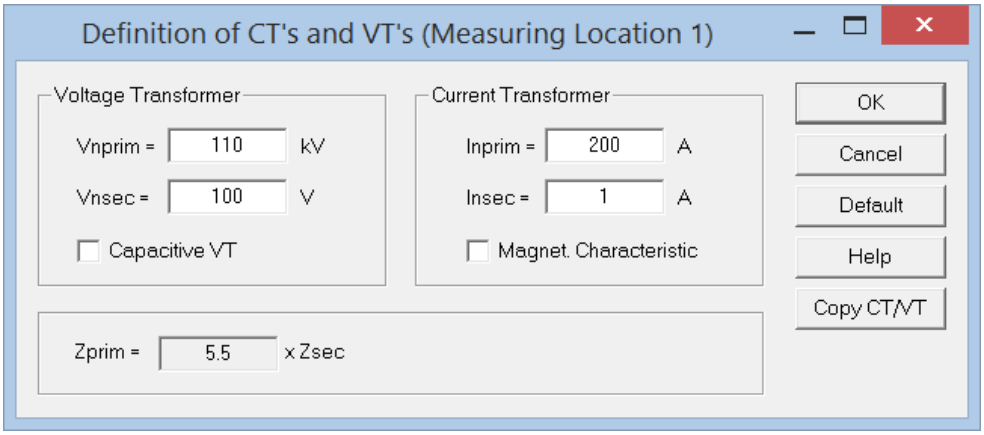


Abbildung 338: Einstelldialog für Spannungs- und Stromwandler

- **Vnprim** Primäre Nennspannung des Spannungswandlers
- **Vnsec** Sekundäre Nennspannung des Spannungswandlers
- **Inprim** Primärer Nennstrom des Stromwandlers
- **Insec** Sekundärer Nennstrom des Stromwandlers

Zusätzlich wird das Impedanzübersetzungsverhältnis angezeigt.

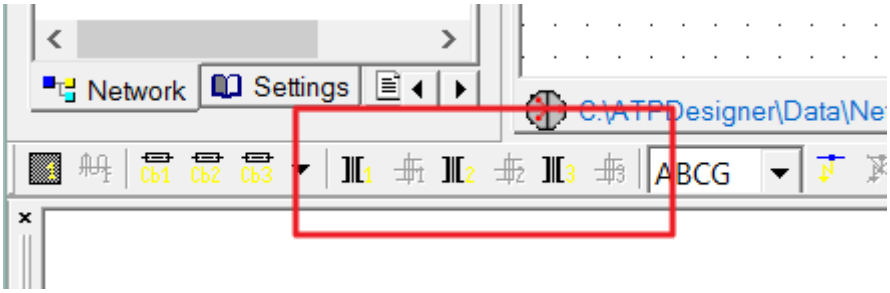
- **Zprim** Betrag der primären Impedanz
- **Zsec** Betrag der sekundären Impedanz

Capacitive VT
Optional kann für den Spannungswandler das transiente Verhalten eines typischen kapazitiven Spannungswandlers aktiviert werden.

Magnet. Characteristic
Optional kann die magnetische Kennlinie eines TPX-Stromwandlers (eisengeschlossener Stromwandler) aktiviert werden.

Copy CT/VT
Die Einstellwerte des angezeigten Spannungs- und Stromwandlers werden als Einstellwerte der anderen Spannungs- und Stromwandler verwendet.

Die Einstelldialoge der Strom- und Spannungswandler ***Measuring Location 1...3*** können durch die unten gezeigten Toolbar Buttons geöffnet werden. Die Buttons werden abhängig von der Konfiguration der ***Circuit-Breaker Cb1...5*** aktiviert oder deaktiviert.



Darüber hinaus können die Einstelldialoge der Strom- und Spannungswandler ***Measuring Location 1...5*** im Menü ***Power Network***, Menüpunkt ***CT's and VT's*** geöffnet werden.

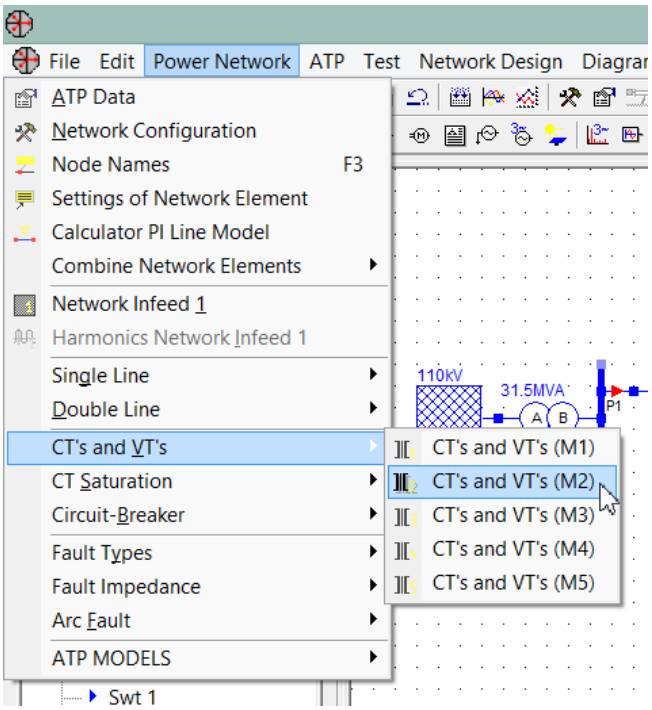


Abbildung 339: Einstelldialoge der Strom- und Spannungswandler öffnen

6.24.1 Ausgabe von Signalen in der .PL4-Datei (Grafikdatei)

In den nachfolgenden Tabellen sind für das Netzelement **Probe** PRBxxx, das den Parkregler implementiert, die Bedeutung der in der .PL4-Datei ausgegebenen Signale erläutert. Die Ausgabe in die .PL4-Datei (Grafikdatei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Output Signals** auf den Wert **Output List 3 oder höher** eingestellt ist (siehe Kapitel 6.4.1).

Name	Bedeutung
CA**y**xxx CB**y**xxx CC**y**xxx	Leiter-Erd-Spannungen an den Einspeiseknoten der Erzeugungseinheiten (EZE) ▪ **y** = Nummer der Erzeugungseinheit (EZE)

Die nachfolgenden Signale werden ab **Output List 1 oder höher** in der .PL4-Datei (Grafikdatei) 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
CCNxxx	Verschiebungsfaktor cos φ in rad
CCDxxx	Differenz cos φ berechnet - cos φ Einstellwert in rad
CEBxxx	**Batterie:** Ladezustand Batterie in kWh **Hinweis** Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem vorausgesetzt.
CPBxxx	**Batterie:** Wirkleistung der Batterie in kW **Hinweis** Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem vorausgesetzt.
CLBxxx	**Batterie** Zustandsmeldung:

	LVRT-Betrieb: 0 = LVRT-Betrieb inaktiv, 1 = LVRT-Betrieb aktiv
CP**y**xxx	Verschiebungsfaktor cos φ an den Ei Einspeiseknoten der Erzeugungseinheiten (EZE) ▪ **y** = Nummer der Erzeugungseinheit (EZE)
CD**y**xxx	Phasenverschiebung zwischen den Leiter-Erd-Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) und den Einspeiseknoten der Erzeugungseinheiten (EZE) ▪ **y** = Nummer der Erzeugungseinheit (EZE)

6.25 *ATP Source* – 1-phasige Spannungs- und Stromquellen

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die im ATP verfügbaren 1-phasigen Strom- und Spannungsquellen zu nutzen (siehe Kapitel **VII. Static Elecric Network Sources** im ATP Rule Book). Darüber hinaus sind weitere 1-phasige Quellen verfügbar. Die Einstelldialoge in Abbildung 316 und Abbildung 317 zeigen die Einstellwerte. Abhängig vom gewählten Source Type können Einstellwerte aktiviert oder deaktiviert bzw. Einheiten geändert werden.

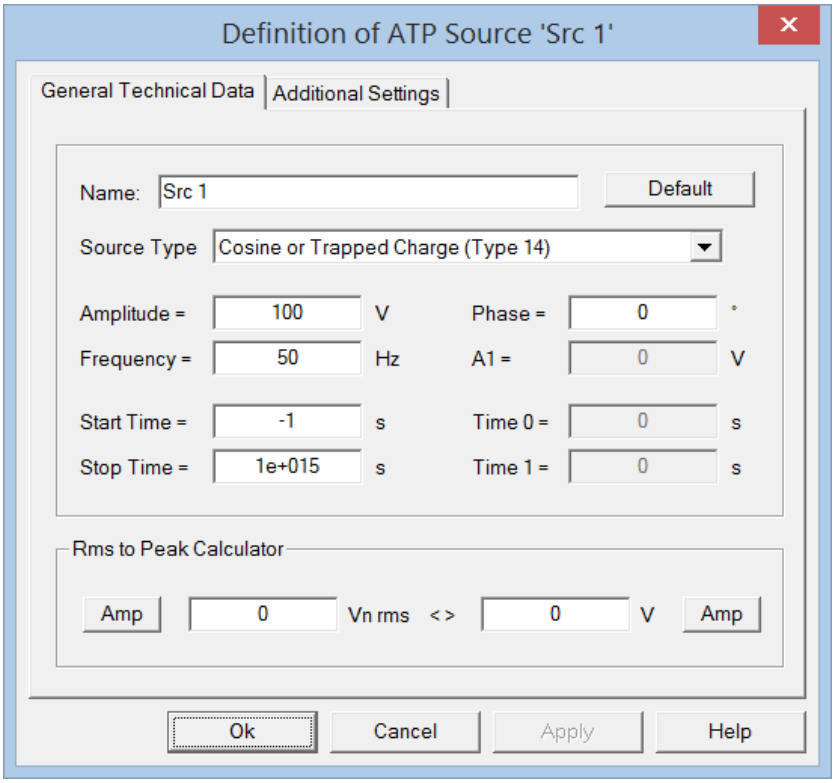


Abbildung 340: Einstelldialog für *ATP Source*, Registerkarte *General Technical Data*

Name Anwenderspezifischer Name

Source Type
Folgende Quelltypen sind verfügbar:

- *Step Function (Type 11)*
- *Ramp Function (Type 12)*
- *2-Slope Ramp Function (Type 13)*
- *Cosine or Trapped Charge (Type 14)*
- *Surge Function (Type 15)*
- *Heidler-Model (Type 15)*
- *Connection to TACS/MODELS (Type 60)*
- *2p Cosine Source (Type 14)*

Amplitude Amplitude (Spitzenwert)

Frequency Frequenz

Start Time Zeitpunkt der Aktivierung der Spannungs- oder Stromquelle [s] (gilt sowohl für die stationäre Netzberechnung als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge)

-1: Spannungs- oder Stromquelle ist zu Beginn der Netzberechnung aktiv

Stop Time Zeitpunkt der Deaktivierung der Spannungs- oder Stromquelle [s] (gilt sowohl für die stationäre Netzberechnung als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge (Kapitel 9))

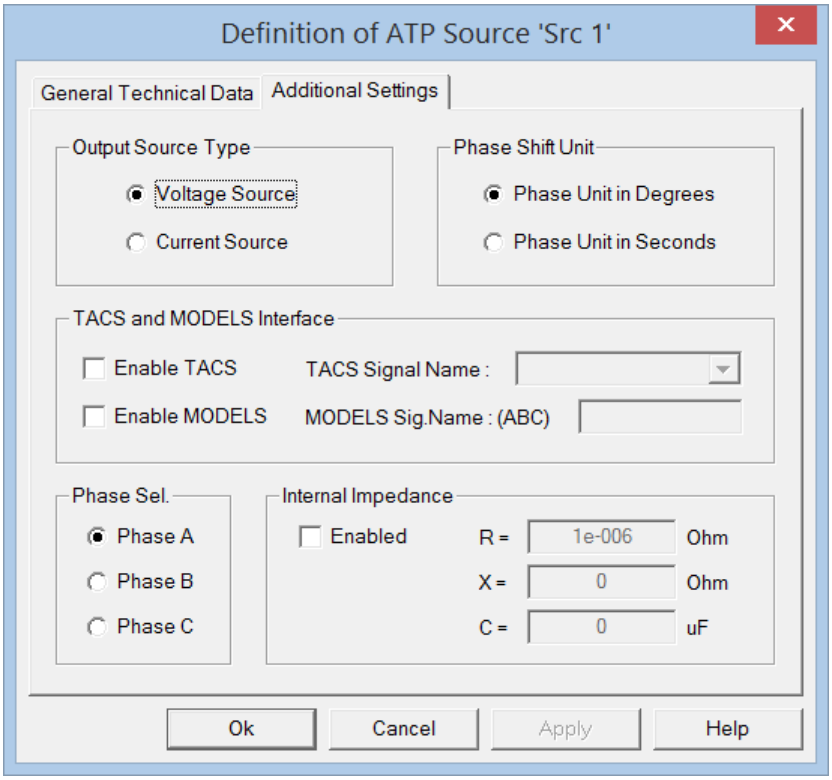
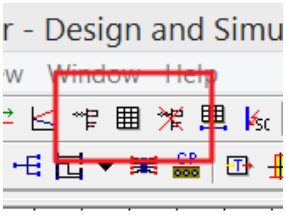


Abbildung 341: Einstelldialog für *ATP Source*, Registerkarte *Additional Settings*

7 Berechnung des stationären Netzzustandes



Die Berechnung des stationären Netzzustandes[7] des Elektroenergieversorgungsnetzes kann mit Hilfe der in ATPDesigner integrierten Funktion **Short-Circuit Results** erfolgen. ATPDesigner verwendet dazu die im Netzberechnungsprogramm ATP enthaltene Funktion der komplexen Wechselstromrechnung (Steady State) basierend auf den Verfahren der Knotenpunkt- bzw. Maschenanalyse. Die Berechnung des stationären Netzzustandes des Elektroenergieversorgungsnetzes erfolgt

- durch Drücken des Toolbar-Buttons oder
- durch Auswahl des Menüpunktes **ATP**, Untermenü **Short-Circuit Results** oder
- durch die Tastenkombination **CTRL + E**.

ATPDesigner schreibt die Eingangsdatei (.ATP-Datei) für das ATP und startet das ATP im Hintergrund. Die Ergebnisse werden vom ATP in der Ergebnisdatei (.LST-Datei) gespeichert und von ATPDesigner automatisch ausgewertet. Die Ergebnisse können in dem Dialog **Short-Circuit Results** in Form einer Tabelle oder durch Tooltips direkt in der Netzwerkgrafik angezeigt werden.

Hinweis
Da diese Berechnung durch das ATP in einer Background-Task u.U. mehrere Sekunden bis einige Minuten benötigt, sollte der Zeichenbereich (d.h. die Netzwerkgrafik) nicht geschlossen werden.

Hinweis
Die Berechnung des stationären Netzzustandes ist keine klassische Lastfluss-berechnung, da keine iterative Ausgleichsrechnung durchgeführt wird. Mit der Funktion **Load Adjusting** (siehe Kapitel 6.4.2) ist aber in Anlehnung an die üblichen Lastflussberechnungsverfahren die Berücksichtigung von Verbraucherlasten konstanter Leistung (PQ-Knoten im Sinne der Lastflussberechnung), Spannungsregelung mit dem Stufenschalter eines Transformators durch ein iteratives Verfahren möglich.

7.1 Short-Circuit Results und MODELS Source Code

Der optional in einer .ATP-Datei implementierbare MODELS Source Code wird im Falle der Berechnung des stationären Netzzustandes (**Short-Circuit Analysis**) nicht in die .ATP-Eingabedatei ausgegeben.

7.2 Anzeige der Short-Circuit Results in einer Tabelle

Im Dialog **Short-Circuit Results** werden die Leiter-Erd-Spannungen V (Spannungen zwischen einem Netzknoten und Bezugserde TERRA), die Längsspannungen V (Spannungen zwischen zwei Netzknoten) und die Leiterströme I (Ströme zwischen zwei Netzknoten) aus Sicht der verwendeten Betriebsmittel angezeigt. ATPDesigner sucht die zu den Betriebsmitteln zugehörigen Messwerte mit Hilfe deren interner Knotenbezeichner.

[7] Im Folgenden auch **stationäre Netzberechnung** genannt

Da die Zuordnung zwischen Spannungen, Strömen und den Knotenbezeichnern nicht in allen Fällen eindeutig ist, können Lücken in der Liste auftreten.

Bedienelement	Bedeutung
Help	Kontextsensitive Hilfe anzeigen
Copy	Kopieren der Liste in die Zwischenablage
Close	Dialog schließen
Find Node	Suchen und markieren eines Knotennamens in der Liste
Clear List	Markierung von Knotennamen wird entfernt
Probes only	Es werden nur die Messwerte von Probe **Prb x** (Kapitel 6.11) in der Tabelle angezeigt.

Hinweis

Die Berechnung des stationären Netzzustandes berücksichtigt auch unsymmetrische Netzbetriebsmittel und unsymmetrische Netzzustände wie z.B. einen Kurzschluss.

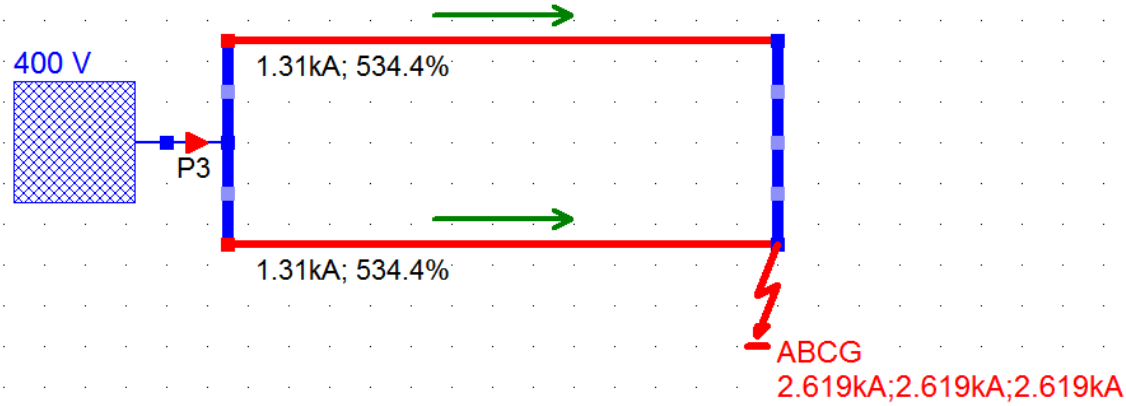


Abbildung 342: Berechnung des stationären Netzzustandes für einen Kurzschluss ABCG

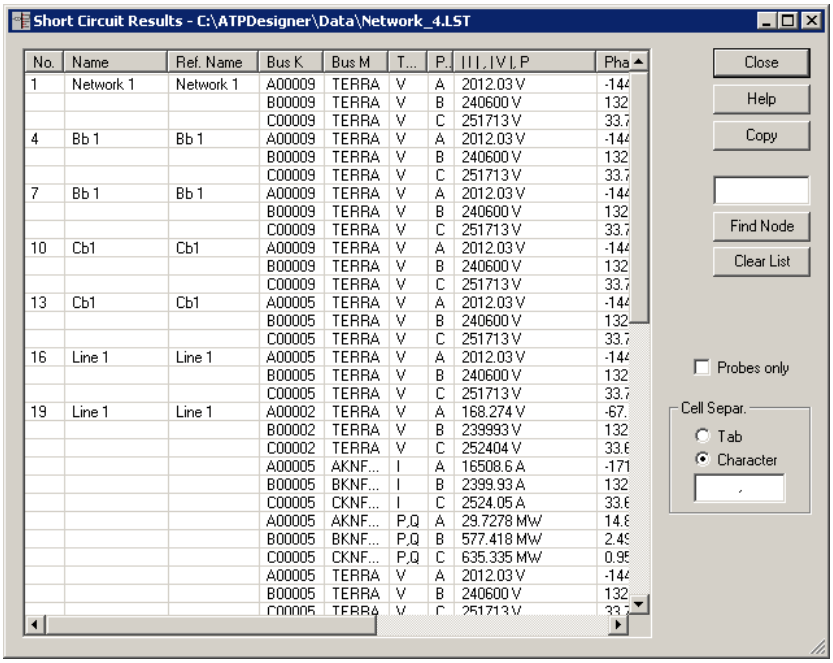


Abbildung 343: Dialog Short-Circuit Results – Anzeige des stationären Netzzustandes

Der Dialog kann an der rechten unteren Ecke per Mouse verkleinert oder vergrößert werden. Der Inhalt der Tabelle kann mit Hilfe des Buttons **Copy** in die Zwischenablage kopiert werden. Von dort ist ein Einfügen der Tabelle in alle typischen Windows-Applikationen möglich. Mit Hilfe des Einstellwertes **Cell Separ.** Wird das Trennsymbol zum Trennen der in Dialog dargestellten Spalten definiert. Abbildung 320 zeigt den Inhalt der Zwischenablage, der in ein einfaches Textdokument kopiert worden ist.

```
No.,Name,Ref.Name,Bus K,Bus M,Type,Phase,|I| or |V| or P,Angle or Q,Diff.Angle,Re,Im,
1,Network 1,Network 1,A00028,TERRA,,A,,,,,
,,,B00028,TERRA,,B,,,,,
,,,C00028,TERRA,,C,,,,,
4,Line 1,Line 1,A00025,TERRA,V,A,11536.3 V,-90.6459 °,-90.6459 °,-130.044 V,-11535.6 V
,,,B00025,TERRA,V,B,11536.3 V,149.354 °,149.354 °,-9925.11 V,5880.43 V
,,,C00025,TERRA,V,C,11536.3 V,29.3541 °,29.3541 °,10055.2 V,5655.19 V
7,Line 1,Line 1,A00017,TERRA,V,A,11243.4 V,-91.9024 °,-91.9024 °,-373.245 V,-11237.2 V
,,,B00017,TERRA,V,B,11243.4 V,148.098 °,148.098 °,-9545.04 V,5941.82 V
,,,C00017,TERRA,V,C,11243.4 V,28.0976 °,28.0976 °,9918.29 V,5295.34 V
```

Abbildung 344: Inhalt der Short-Circuit Results Tabelle in der Zwischenablage

Der Inhalt der Zwischenablage kann direkt in eine Tabellenkalkulation wie z.B. Excel eingefügt und dort mit dem Befehl **Daten**, Untermenü **Text in Spalten...** formatiert werden. Abbildung 321 zeigt beispielhaft die in Excel eingefügte und mit Hilfe des Trennzeichens „**,**“ formatierte Tabelle.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
No.	Name	Ref.Name	Bus K	Bus M	Type	Phase	|I| or |V| or P	Angle or Q	Diff.Angle	Re	Im
1	Network 1	Network 1	A00028	TERRA		A					
			B00028	TERRA		B					
			C00028	TERRA		C					
4	Line 1	Line 1	A00025	TERRA	V	A	11536.3 V	-90.6459 °	-90.6459 °	-130.044 V	-11535.6 V
			B00025	TERRA	V	B	11536.3 V	149.354 °	149.354 °	-9925.11 V	5880.43 V
			C00025	TERRA	V	C	11536.3 V	29.3541 °	29.3541 °	10055.2 V	5655.19 V
7	Line 1	Line 1	A00017	TERRA	V	A	11243.4 V	-91.9024 °	-91.9024 °	-373.245 V	-11237.2 V
			B00017	TERRA	V	B	11243.4 V	148.098 °	148.098 °	-9545.04 V	5941.82 V
			C00017	TERRA	V	C	11243.4 V	28.0976 °	28.0976 °	9918.29 V	5295.34 V
			A00025	A00017	I	A	70.271 A	-91.9024 °	-91.9024 °	-2.33278 A	-70.2322 A
			B00025	B00017	I	B	70.271 A	148.098 °	148.098 °	-59.6565 A	37.1364 A
			C00025	C00017	I	C	70.271 A	28.0976 °	28.0976 °	61.9893 A	33.0959 A
			A00025	A00017	PQ	A	0.810476 MW	0.0177768 Mvar			
			B00025	B00017	PQ	B	0.810476 MW	0.0177768 Mvar			
			C00025	C00017	PQ	C	0.810476 MW	0.0177768 Mvar			
			A00025	TERRA	V	A	11536.3 V	-90.6459 °	-90.6459 °	-130.044 V	-11535.6 V
			B00025	TERRA	V	B	11536.3 V	149.354 °	149.354 °	-9925.11 V	5880.43 V
			C00025	TERRA	V	C	11536.3 V	29.3541 °	29.3541 °	10055.2 V	5655.19 V
			A00017	TERRA	V	A	11243.4 V	-91.9024 °	-91.9024 °	-373.245 V	-11237.2 V
			B00017	TERRA	V	B	11243.4 V	148.098 °	148.098 °	-9545.04 V	5941.82 V
			C00017	TERRA	V	C	11243.4 V	28.0976 °	28.0976 °	9918.29 V	5295.34 V

Abbildung 345: Short-Circuit Results Tabelle in Excel

7.3 Anzeige der Short-Circuit Results in einem Mouse-Cursor Tooltips

Nachdem mit Hilfe des Buttons die stationäre Netzberechnung durchgeführt wurde, können die Messwerte direkt in einem Mouse-Cursor sensitiven Tooltip angezeigt werden. Dazu muss der Mouse-Cursor „über“ ein Netzwerkelement wie z.B. Probe, Transformator, Single-Circuit Line, Busbar, etc. bewegt werden. Wird an der Cursorposition eines dieser Netzwerkelemente identifiziert, so werden die zugehörigen Messwerte in einem Tooltip angezeigt. Das nachfolgende Bild zeigt ein Beispiel für das Netzwerkelement ***Single-Circuit Line***. Die Angabe „**1 of 7**“ zeigt an, dass mit **Cursor Up/Down** (Tastatur ↑ und ↓) bis zu sieben Zeilen angezeigt werden können.

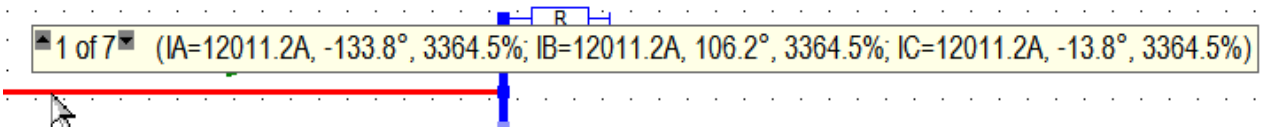


Abbildung 346: Kontextsensitiver Tooltip mit Short-Circuit Results - Messwerten

Detaillierte Informationen können im Kapitel „**Short-Circuit Analysis Results Displayed in a Tooltip Moving Cursor to Network Elements**” des Help-Files nachgelesen werden.

Verschiedene Optionen können mit einem kontextsensitiven Menü durch einen **Right Mouse Button Click** geöffnet werden (siehe Kapitel 7.6), nachdem die **Short-Circuit Results** berechnet worden sind.

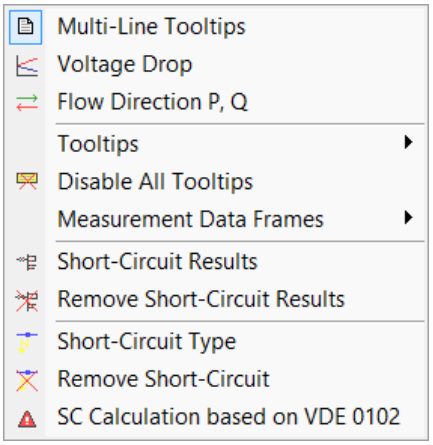


Abbildung 347: Kontextsensitives Menü *Short-Circuit Results*

- **Multi-Line Tooltips**
  Umschaltung zwischen der 1-zeiligen und der mehrzeiligen Darstellung der Messwerte nach einer stationären Netzberechnung (siehe Kapitel 7.6).

- **Voltage Drop**
  Ein- bzw. Ausschalten der Anzeige des Spannungsfalls an den Sammelschienen des elektrischen Energieversorgungsnetzes (siehe Kapitel 7.4).

- **Tooltips**
  Die Anzeige des **Short-Circuit Results** - Tooltip für die genannten Betriebsmittel kann in einem Untermenü ein- oder ausgeschaltet werden (siehe Abbildung 324).

- **Disable All Tooltips**
  Die Anzeige der **Short-Circuit Results** - Tooltips für alle Betriebsmittel kann in einem Untermenü ein- oder ausgeschaltet werden. Die Anzeige der Leiterströme und der Wirkleistungsflussrichtung an Leitungen bleibt erhalten.

- **Short-Circuit Results**
  Start der stationären Netzberechnung, Darstellung der Ergebnisse im elektrischen Energieversorgungsnetz und mit Hilfe von Tooltips (siehe Kapitel 7.8).

- **Remove Short-Circuit Results**
  Darstellung der Ergebnisse der stationären Netzberechnung und ggfs. angeteigter Schaltzeiten eines Schalters löschen.

- **Short-Circuit Type**
  Der Kurzschluss Short-Circuit kann mit Hilfe des Mouse-Cursors an einen Netzknoten angebunden werden (siehe Kapitel 7.14.1).

- **Remove Short-Circuit**
  Der Kurzschluss Short-Circuit wird aus dem elektrischen Energieversorgungsnetz entfernt.

- **SC Calculation based on VDE 0102**
  Die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 wird ein- bzw. ausgeschaltet.

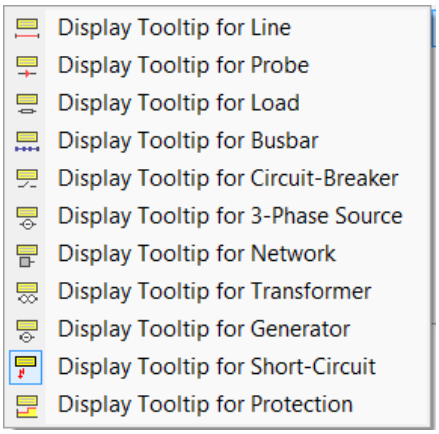


Abbildung 348: Ein- und Ausschalten der Tooltips (siehe Abbildung 323: Tooltips)

Alternativ kann die **Tooltip Toolbar** im Menü ***View*** angezeigt werden.

Abbildung 349: Toolbar zum Ein- und Ausschalten der Short-Circuit Results Tooltips

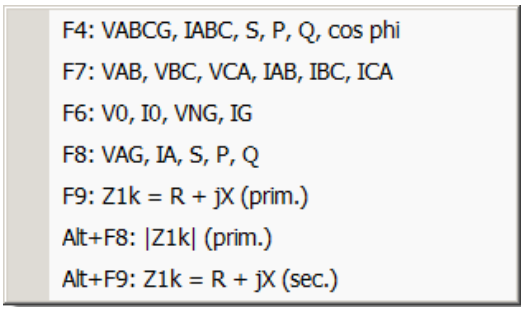


Abbildung 350: Anzeige der Messwert-Frames (Abbildung 323)

7.4 Darstellung des Spannungsfalls ΔU an den Sammelschienen

Ist die Option zur Darstellung des Spannungsfalles durch Drücken des Toolbar-Buttons aktiviert, wird nach einer stationären Netzberechnung der Spannungsfall an den Sammelschienen in Tooltips angegeben. Abbildung 327 zeigt ein Energieversorgungsnetz mit der Darstellung des Spannungsfalls an den Sammelschienen. Das Einschalten der Spannungsfallanzeige kann auch in dem kontextsensitiven Menü nach Abbildung 323 ein- und ausgeschaltet werden.

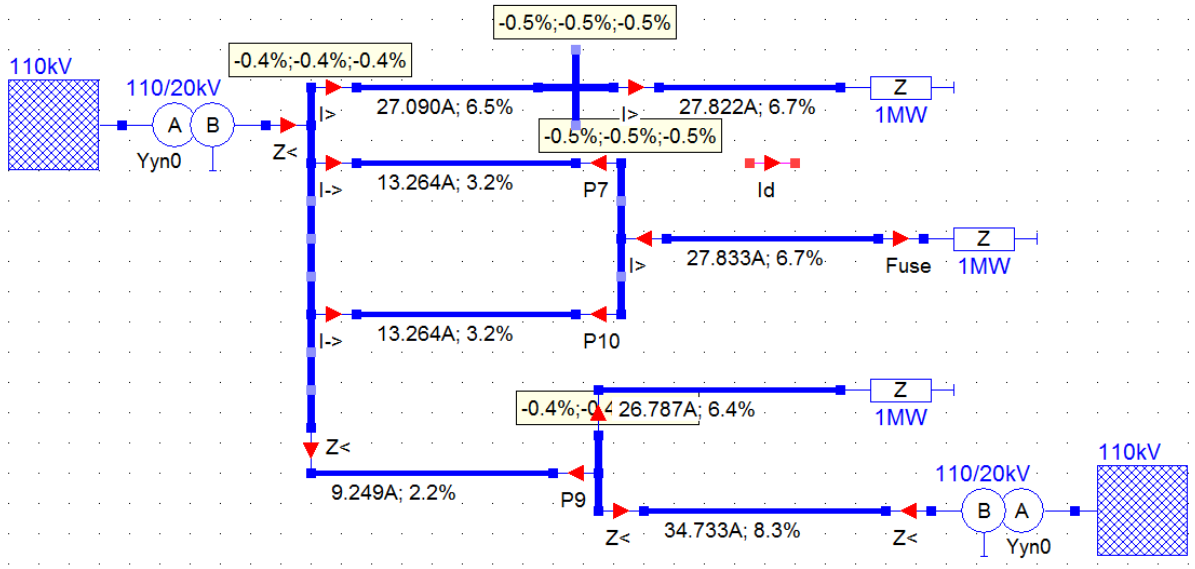


Abbildung 351: Spannungsfall ΔU an Sammelschienen

Der Spannungsfall ΔU der Leiter-Erd-Spannungen U_{L123} wird bezogen auf im Einstelldialog der Sammelschiene eingestellte Nennspannung V_{nom} (siehe Kapitel 6.19) berechnet und angezeigt.

$$\Delta U = \frac{U_{LE}}{U_{nom}/\sqrt{3}} \qquad (1.170)$$

Die Anzeige des Spannungsfalls kann mit Hilfe des kontextsensitiven Menüs **Short-Circuit Results** (siehe Kapitel 7.3) aktiviert oder deaktiviert werden.

7.5 Darstellung der Leistungsflussrichtung an Leitungen

Die Flussrichtung der dreiphasigen Wirkleistung P wird an Leitungen mit Hilfe von **grün** (Wirkleistung P) und **rot** (Blindleistung Q) eingefärbten Pfeilen dargestellt. Im Falle eines symmetrischen Netzzustandes (fehlerfreier Netzzustand als auch 3pE- oder 3p-Kurzschluss) ist die Flussrichtung der Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ identisch mit der Flussrichtung der über die Leitung transportierten Wirkleistung P. Dies gilt allerdings grundsätzlich nicht im Falle unsymmetrischer Netzzustände insbesondere bei 1pE-, 2p- oder 2p-Kurzschlüssen.

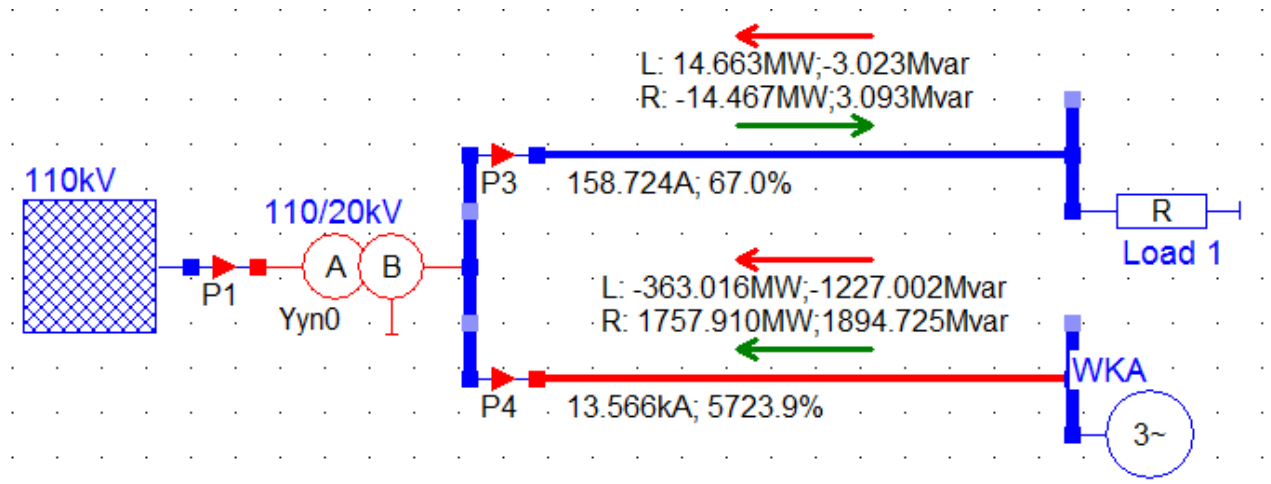


Abbildung 352: Anzeige der Leistungsflussrichtung

Der vorgestellte Buchstabe gibt an, ob die Leistungen auf die Leiter-Erd-Spannungen des linken oder rechten Knotens der Leitung bezogen berechnet werden. In Abbildung 328 fließt eine Wirkleistung P = 14,663MW (grüner Pfeil) links (L:) in die Leitung hinein, rechts (R:) fließt eine Wirkleistung P = -14,467MW in die Leitung hinein d.h. eine Wirkleistung P = 14,467MW aus der Leitung hinaus.

Hinweis
Der linke oder rechte Knoten einer Leitung kann durch einen Einstellwert im Einstelldialog der Leitungen direkt in der Netzwerkgrafik angezeigt werden (siehe Kapitel 6.9).

Ein- und Aus-Schalten der Lastflusspfeile

Die roten und grünen Pfeile können mit Hilfe des Toolbar-Buttons ein- und ausgeschaltet werden.

7.6 Umschaltung zwischen Single-Line Tooltip und Multi-Line Tooltip

Die Darstellung der Ergebnisse der Netzberechnung kann in einem einzeiligen oder mehrzeiligen Tooltip erfolgen. Als Grundeinstellung wird immer der mehrzeilige Tooltip angezeigt.

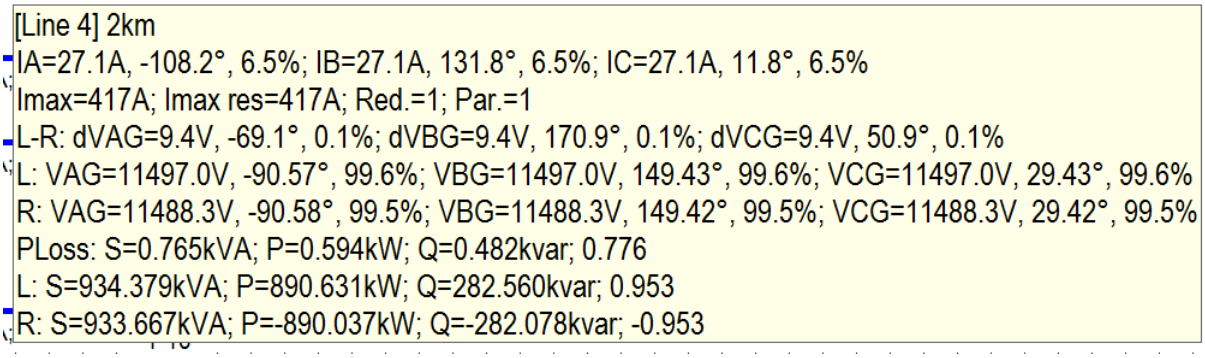


Abbildung 353: Mehrzeiliger Tooltip zur Anzeige von Berechnungsergebnissen

Die Umschaltung zwischen dem einzeiligen und dem mehrzeiligen Tooltip erfolgt mit Hilfe des kontextsensitiven Menüs **Short-Circuit Results** (siehe Kapitel 7.3), das mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet werden kann, wenn vorher eine Berechnung der **Short-Circuit Results** durchgeführt wurde.

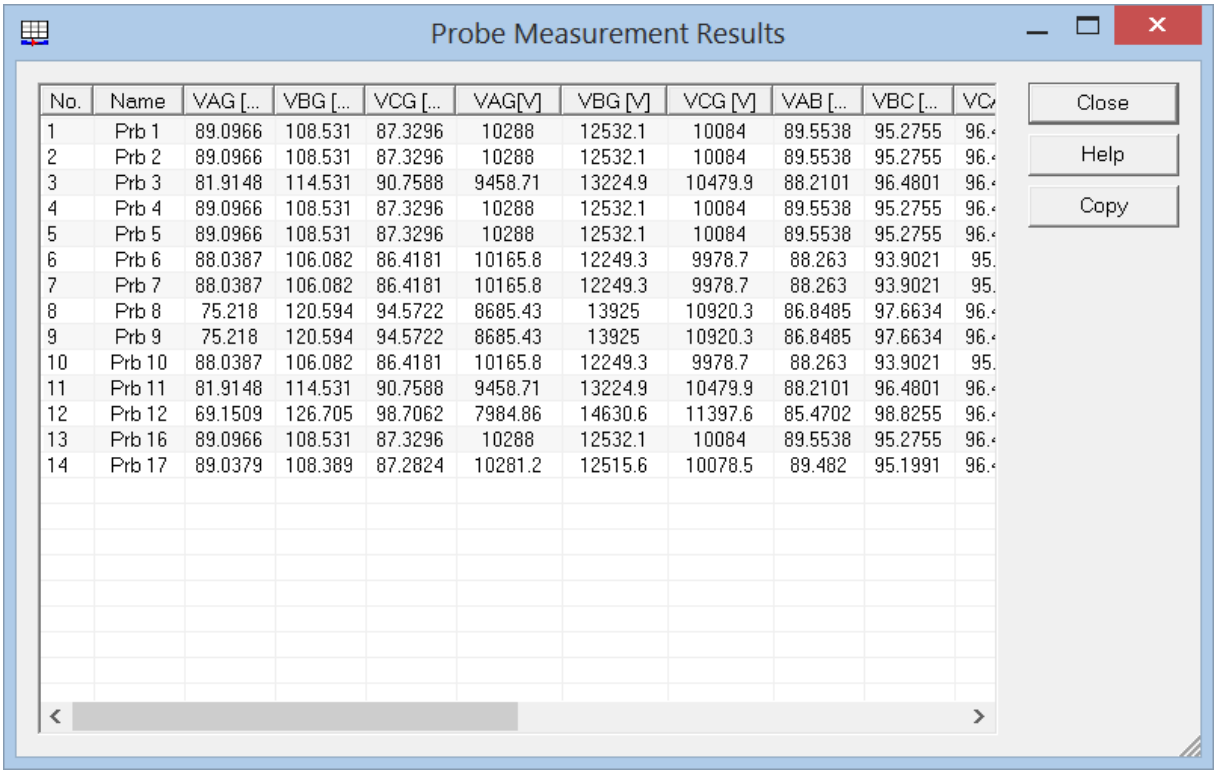
7.7 Löschen der Short-Circuit Results

Die in Messwert-Frames oder in Tooltips angezeigten Messwerte müssen mit dem Button gelöscht werden. Die angezeigten Tooltips oder Messwert-Frames werden darüber hinaus immer dann gelöscht, wenn eine wesentliche Änderung des Netzwerks erfolgt ist. Die Messwerte können ebenfalls mit dem kontextsensitiven Menüs **Short-Circuit Results** (siehe Kapitel 7.3) gelöscht werden.

7.8 Probe Measurement Results - Anzeige der Probe Messwerte

Die Messwerte der stationären Netzberechnung (Lastflussberechnung), die von den im Netz verwendeten Messgeräte **Probe Prbx** (Kapitel 6.11) gemessen und in einem Tooltip (Kapitel 7.9.3) angezeigt werden, können auch in einer gemeinsamen Liste angezeigt werden.

- Toolbar Button oder
- Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **Probe Measurement Results**



No.	Name	VAG [...	VBG [...	VCG [...	VAG[V]	VBG [V]	VCG [V]	VAB [...	VBC [...	VC
1	Prb 1	89.0966	108.531	87.3296	10288	12532.1	10084	89.5538	95.2755	96.
2	Prb 2	89.0966	108.531	87.3296	10288	12532.1	10084	89.5538	95.2755	96.
3	Prb 3	81.9148	114.531	90.7588	9458.71	13224.9	10479.9	88.2101	96.4801	96.
4	Prb 4	89.0966	108.531	87.3296	10288	12532.1	10084	89.5538	95.2755	96.
5	Prb 5	89.0966	108.531	87.3296	10288	12532.1	10084	89.5538	95.2755	96.
6	Prb 6	88.0387	106.082	86.4181	10165.8	12249.3	9978.7	88.263	93.9021	95.
7	Prb 7	88.0387	106.082	86.4181	10165.8	12249.3	9978.7	88.263	93.9021	95.
8	Prb 8	75.218	120.594	94.5722	8685.43	13925	10920.3	86.8485	97.6634	96.
9	Prb 9	75.218	120.594	94.5722	8685.43	13925	10920.3	86.8485	97.6634	96.
10	Prb 10	88.0387	106.082	86.4181	10165.8	12249.3	9978.7	88.263	93.9021	95.
11	Prb 11	81.9148	114.531	90.7588	9458.71	13224.9	10479.9	88.2101	96.4801	96.
12	Prb 12	69.1509	126.705	98.7062	7984.86	14630.6	11397.6	85.4702	98.8255	96.
13	Prb 16	89.0966	108.531	87.3296	10288	12532.1	10084	89.5538	95.2755	96.
14	Prb 17	89.0379	108.389	87.2824	10281.2	12515.6	10078.5	89.482	95.1991	96.

Abbildung 354: *Probe Measurement Results* – Anzeige der Messwerte der Probes

Copy

Die in der Liste angezeigten Messwerte inklusive der Spaltenüberschriften können in die Zwischenablage kopiert und weiterverarbeitet werden. Die Messwerte sind durch Semikolon „;“ im Sinne einer .csv-Datei getrennt.

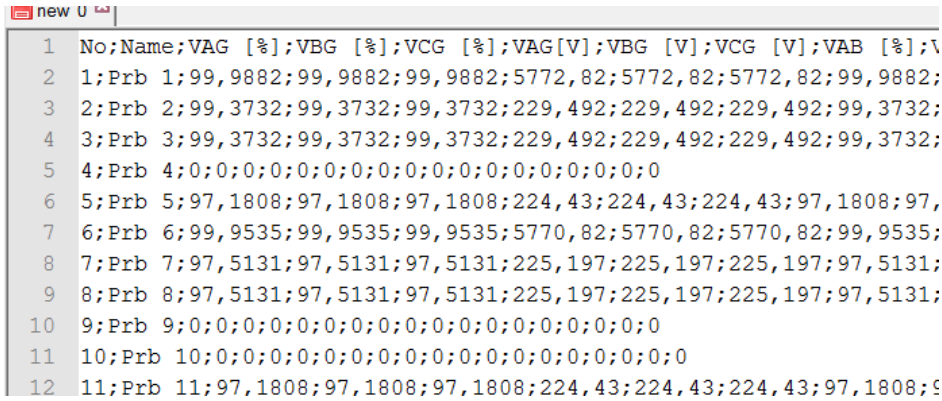


Abbildung 355: *Probe Measurement Results* –.csv-Datei in der Zwischenablage

7.9 Short-Circuit Results: Inhalt der Tooltips

Die in der nachfolgenden Aufzählungen verwendeten Nummern 1...N entsprechen den in den Single-Line Tooltips verwendeten Zeilennummern. Mit Hilfe der **Cursor Up** und **Cursor Down** – Tasten kann beim Single-Line Tooltip einer der Zeilen ausgewählt werden. Der anwenderspezifische Name wird im Multi-Line Tooltip als Startzeile zusätzlich ausgegeben und erscheint im Single-Line Tooltip nicht als eigene Zeile.

Die Tooltips, in denen die **Short-Circuit Results** angezeigt werden, können mit Hilfe einer Toolbar ein- bzw. ausgeschaltet werden (Kapitel 7.3).

Abbildung 356: Ein- und Ausschalten der Short-Circuit Results Tooltips als Toolbar

Um den Tooltip eines Netzobjektes anzuzeigen, muss der Cursor über das grafische Symbol des Netzobjektes in der Netzwerkgrafik positioniert und der zugehörige Toolbar-Button (Abbildung 332) aktiviert werden.

- Tooltip für Leitungen (**Line** Kapitel 7.9.1)
- Tooltip für Sammelschienen (**Busbar** Kapitel 7.9.4)
- Tooltip für Lasten (**Load Impedance** Kapitel 7.9.7)
- Tooltip für Mess- und Schutzgeräte (**Probe** Kapitel 7.9.3)
- Tooltip für Leistungsschalter (**Circuit-Breaker** Kapitel 7.9.8)
- Tooltip für Spannungs- und Stromquellen (**3-Phase Source** Kapitel 7.9.6)
- Tooltip für Netzeinspeisungen (**Network Infeed** Kapitel 7.9.5)
- Tooltip für Transformatoren (**Transformer** Kapitel 7.9.2)
- Tooltip für Generatoren (**Generator**)
- Tooltip für Kurzschluss (**Short-Circuit**)

Mit dem Toolbar-Button können die oben genannten Tooltips gemeinsam ausgeschaltet werden.

7.9.1 Leitung *Line*

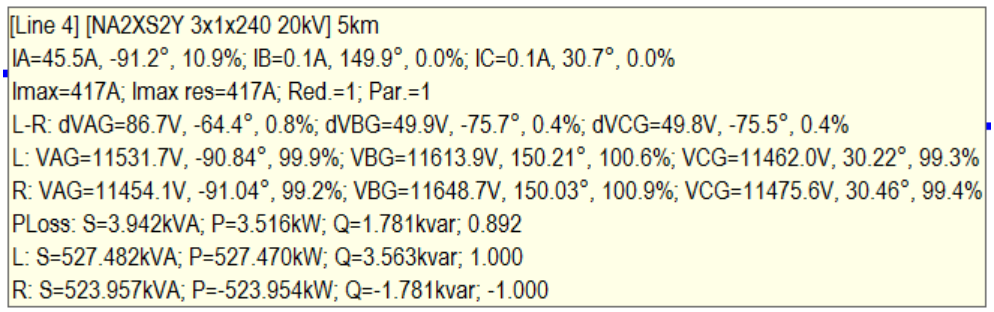


Abbildung 357: Tooltip für eine Leitung *Line*

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Leitungsenden. So wird eine in die Leitung hineinfließende Wirk- oder Blindleistung als positiver Wert dargestellt, eine aus der Leitung herausfließende Wirk- oder Blindleistung als negativer Wert. Eine über die Leitung transportierte Leistung wird an einem Leitungsende als positiver Wert am anderen Leitungsende als negativer Wert angegeben.

1. Maximaler Leiterstrom am linken Knoten (Betrag in A, absoluter Phasenwinkel in Grad) und in % des maximal zulässigen Leiterstroms I_{max};

2. Maximal zulässiger Leiterstrom **I_{max}** in A; resultierender zulässiger Leiterstrom **$I_{max\,res}$** in A unter Berücksichtigung des Reduktionsfaktors

3. Differenzspannung **L-R** dU_R, dU_S und dU_T (RST = ABC = L1 L2 L3): Differenzspannung berechnet als geometrische Differenz der Leiter-Erd-Spannung des linken Knotens (L:) - der Leiter-Erd-Spannung des rechten Knotens (R:) in V und in % der im Einstelldialog definierten Nennspannung V_{nom} , absoluter Phasenwinkel in Grad

$$\underline{dU}_{RST} = \underline{U}_{RST\,L} - \underline{U}_{RST\,R} \qquad (1.171)$$

Es muss hier beachtet werden, dass die Berechnung der Differenzspannung eine Subtraktion von Zeigern ist d.h. als Subtraktion zweier komplexer Zahlen durchgeführt werden muss. Selbst geringe Winkeldifferenzen zwischen den beiden Leiter-Erd-Spannungen an beiden Leitungsenden können zu erheblichen Beträgen der Differenzspannung führen.

Beispiel:

$$\underline{U}_{L1L} = 11547V \cdot e^{-j90°}$$

$$\underline{U}_{L1R} = 11544{,}1V \cdot e^{-j90{,}143°}$$

$$\underline{dU}_{L1} = 28{,}96V \cdot e^{-j5{,}82°}$$

4. Linker Knoten **L**: Leiterströme I_R, I_S und I_T (RST = ABC = L1 L2 L3) in A und in % des maximal zulässigen Leiterstroms I_{max} , absolute Phasenlage in Grad

5. Rechter Knoten **R**: Leiterströme I_R, I_S und I_T (RST = ABC = L1 L2 L3) in A und in % des maximal zulässigen Leiterstroms I_{max} , absolute Phasenlage in Grad

6. Leitungsverluste **PLoss**: Scheinleistung S in kVA; Wirkleistung P in kW; Blindleistung Q in kvar; Verschiebungsfaktor cos φ

   Die Leistungen werden aus den jeweiligen einphasigen Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströmen berechnet und vektoriell zur Gesamtleistung addiert. Dadurch werden die Leistungen auch für unsymmetrische Netzzustände korrekt berechnet.

7. Transportleistung bezogen auf den linken Knoten **L:** Scheinleistung S in MVA, Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar, Verschiebungsfaktor cos φ

8. Transportleistung bezogen auf den rechten Knoten **R:** Scheinleistung S in MVA, Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar, Verschiebungsfaktor cos φ

Hinweis

- Die Leistungen werden in die Leitung hineinfließend als positiver Wert dargestellt.
- Wird als Leitung das Leitungsmodell **Multi Line** (Kapitel 6.10.3) verwendet, so werden nicht alle Messwerte in dem Tooltip angezeigt.

7.9.2 Transformator *Transformer*

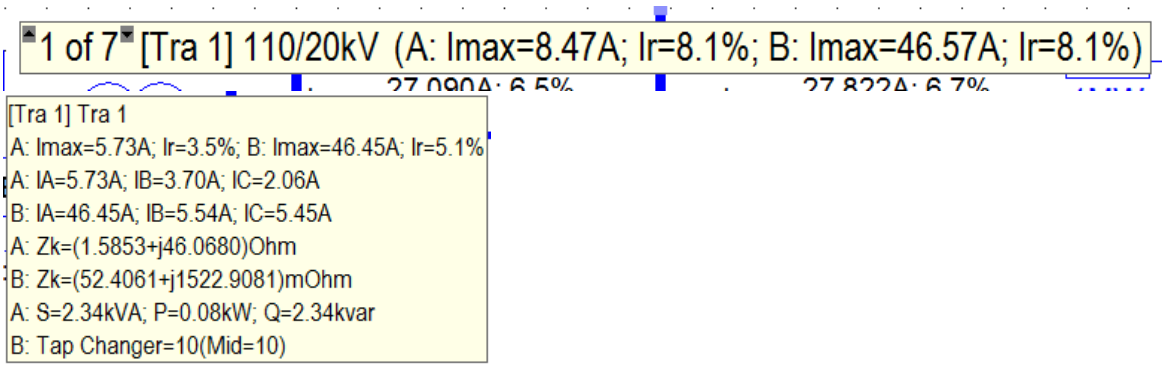


Abbildung 358: Tooltip für einen Transformator *Transformer*

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen. Eine in den Transformator hinein fliessender Leiterstrom wird als positiver Wert dargestellt.

1. Maximaler Leiterstrom der Leiterströme I_A, I_B und I_C des Transformators in A und in % des Bemessungsstroms I_r der jeweiligen Wicklung A und B

2. Ströme in den Wicklungen der A-Seite in A

3. Ströme in den Wicklungen der B-Seite in A

4. Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ in Ohm entsprechend VDE 0102 bezogen auf Wicklung A (Mitimpedanz des Transformators)

   Hinweis
   Wird eine **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** durchgeführt, so erfolgt die Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{kOS}$ unter Berücksichtigung des **Impedanzkorrekturfaktors K_T** (siehe Kapitel 8.2.5).

5. Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ in Ohm entsprechend VDE 0102 bezogen auf Wicklung B (Mitimpedanz des Transformators)

   Hinweis
   Wird eine **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** durchgeführt, so erfolgt die Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{kUS}$ unter Berücksichtigung des **Impedanzkorrekturfaktors K_T** (siehe Kapitel 8.2.5).

6. Transformatorverluste: Scheinleistung S in kVA; Wirkverlustleistung P in kW; Blindleistungsbedarf Q in kvar

7. nur wenn **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** eingeschaltet ist:

   a. Impedanzkorrekturfaktor K_T

b. relative Kurzschlussreaktanz x_T

c. Spannungsfaktor c_{max}

7.9.3 Spannungs- und Strommessgeräte *Probe*

Abbildung 335 zeigt die Messwerte in einem Multi-Line Tooltip.

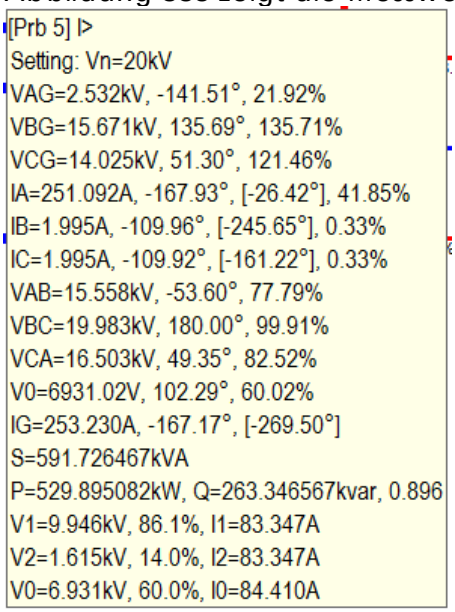


Abbildung 359: Tooltip für ein Messgerät *Probe*

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)**. Die Richtung des roten Pfeils gibt die positive Strommessrichtung an.

1. Setting: Nennspannung V_n
2. Leiter-Erd-Spannung V_{AG} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n/\sqrt{3}$
3. Leiter-Erd-Spannung V_{BG} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n/\sqrt{3}$
4. Leiter-Erd-Spannung V_{CG} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n/\sqrt{3}$
5. Leiterstrom I_A in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]
6. Leiterstrom I_B in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]
7. Leiterstrom I_C in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]

   Phasenverschiebung φ_{rel} = (Absolute Phasenlage des Leiterstroms) - (Absolute Phasenlage der zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad)

8. Leiter-Leiter-Spannung V_{AB} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n$

9. Leiter-Leiter-Spannung V_{BC} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n$

10. Leiter-Leiter-Spannung V_{CA} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n$

11. Nullspannung V_0 in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n/\sqrt{3}$

12. Nullstrom I_G in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur Nullspannung in Grad

13. Scheinleistung S in MVA

14. Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar

15. Mitsystem: Spannung V_1 in V und in $\%Un/\sqrt{}$ und Strom I_1 in A

16. Gegensystem: Spannung V_2 in V und in $\%Un/\sqrt{}$ und Strom I_2 in A

17. Nullsystem: Spannung V_0 in V und in $\%Un/\sqrt{}$ und Strom I_0 in A

7.9.4 Sammelschiene *Busbar*

Abbildung 336 zeigt die Messwerte in einem Multi-Line Tooltip.

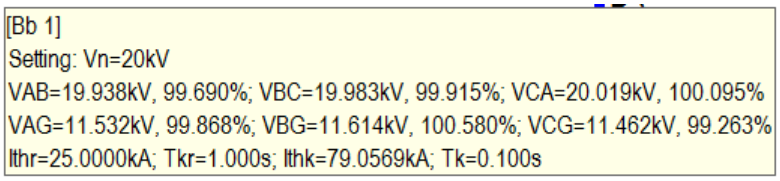


Abbildung 360: Tooltip für eine Sammelschiene *Busbar*

1. Setting: Nennspannung V_n

2. Leiter-Leiter-Spannungen V_{AB}, V_{BC} und V_{CA} (RST = ABC = L1 L2 L3) in kV und in $\%U_n$

3. Leiter-Erd-Spannungen V_{AG}, V_{BG} und V_{CG} (RST = ABC = L1 L2 L3) in kV und in $\%U_n/\sqrt{3}$

4. Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom nach **VDE 0102** zur Beurteilung der thermischen Beanspruchung von Sammelschienen

   a. I_{thr} Bemessungswert des **thermisch gleichwertigen Kurschlussstroms**
   b. T_{kr} Bemessungs-Zeitdauer des Kurzschlusses
   c. I_{thk} Maximal zulässiger thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom unter Berücksichtigung der tatsächlichen Kurzschlussdauer T_k

$$I_{thk} = I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} \qquad (1.172)$$

Die Einstellwerte I_{thr} und T_{kr} werden im Einstelldialog der Sammelschiene (Kapitel 6.19) eingestellt.

d. T_k **Kurzschlussdauer**
Der Einstellwert T_k wird im Einstelldialog ***VDE 0102 (IEC 60909)*** (Kapitel 6.4.7) eingestellt.

Der **Einstellparameter T_k** sollte die prognostizierte Kurzschlussdauer vom Kurzschlusseintritt bis zum Unterbrechen des Kurzschlussstroms durch eine Schutzeinrichtung mit Leistungsschalter oder eine Sicherung angeben.

5. Falls ein 3-poliger Erdkurzschluss (ABCG) an einer Sammelschiene angeschlossen wurde, so wird zusätzlich die Kurzschlussleistung S_k" berechnet und der 3-polige Kurzschlussstrom I_k" = I_{k3}" ausgegeben.

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k'' \qquad (1.173)$$

7.9.5 Netzeinspeisung *Network Infeed*

Abbildung 337 zeigt die Messwerte in einem Multi-Line Tooltip. Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Erzeugerzählpfeilsystems (EZS)** am Netzknoten. Eine in das angeschlossene Elektroenergieversorgungsnetz eingespeiste Leistung wird als positiver Wert angegeben.

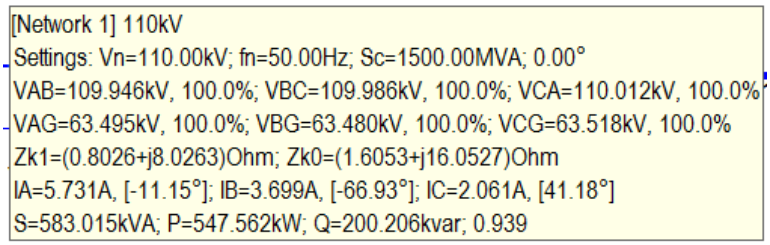


Abbildung 361: Tooltip für eine Netzeinspeisung *Network Infeed*

Das in Abbildung 337 dargestellte Beispiel zeigt, dass die 110kV-Netzeinspeisung Wirk- und Blindleistung vom Elektroenergieversorgungsnetz aufnimmt.

1. Einstellwerte (**Settings**): Nennspannung V_n in kV, Netznennfrequenz f_n in Hz, Kurzschlussleistung S_k" (S_c) in MVA

2. Leiter-Leiter-Spannungen V_{AB}, V_{BC} und V_{CA} (RST = ABC = L1 L2 L3) am Einspeiseknoten der Netzeinspeisung in kV und in %U_n

3. Leiter-Erd-Spannungen V_{AG}, V_{BG} und V_{CG} (RST = ABC = L1 L2 L3) am Einspeiseknoten der Netzeinspeisung in kV und in %$U_n/\sqrt{3}$

4. Innenimpedanz des Netzes im Mitsystem $\underline{Z}_{k1}$ und Nullsystem $\underline{Z}_{k0}$

5. Betrag der Leiterströme I_A , I_B und I_C in A, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]

6. Scheinleistung S in MVA, Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar, Verschiebungsfaktor cos φ

7.9.6 Strom-, Spannungs- und Leistungsquelle *3-Phase Source*

Abbildung 338 zeigt die Messwerte in einem Multi-Line Tooltip, wenn die Option **Phase Adjusting** in **ATP Data** (Kapitel 6.4.1) nicht aktiviert ist. Abhängig von der ausgewählten Art der Spannungs- oder Stromquelle variieren die angezeigten Informationen.

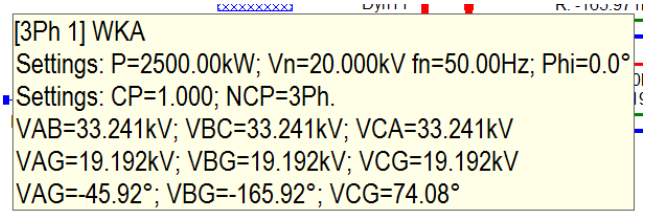


Abbildung 362: Tooltip für eine Spannungsquelle *3-Phase Source* (*Phase Adjusting* inaktiv)

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Erzeugerzählpfeilsystems (EZS)**.

1. Einstellwerte (**Settings**): Nennspannung V_n in kV oder Nennstrom in kA oder Nennleistung in kW oder kVA, Netznennfrequenz f_n in Hz, absoluter Phasenwinkel Phi in Grad (Phi)

2. Einstellwerte (**Settings**):Verschiebungsfaktor cos φ (CP), Netzanschlusspunkt (NAP)

3. Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{V}_{AB}$, $\underline{V}_{BC}$ und $\underline{V}_{CA}$ (ABC = L1, L2, L3) am Einspeiseknoten in kV

4. Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{V}_{AG}$, $\underline{V}_{BG}$ und $\underline{V}_{CG}$ (ABC = L1, L2, L3, G = Erde) am Einspeiseknoten in kV

5. Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{V}_{AG}$, $\underline{V}_{BG}$ und $\underline{V}_{CG}$ (ABC = L1 L2 L3) am Einspeiseknoten in Grad

Ist die Option **Phase Adjusting** in **ATP Data** (Kapitel 6.4.1) aktiviert, so werden zusätzliche Informationen im Tooltip angezeigt.

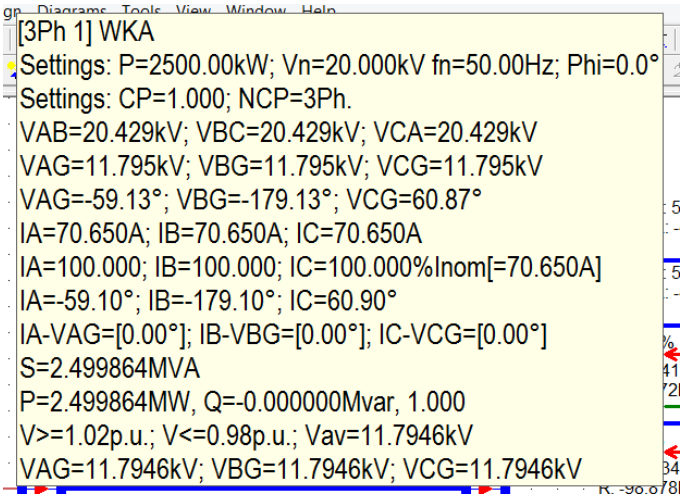


Abbildung 363: Tooltip für eine Spannungsquelle *3-Phase Source* (*Phase Adjusting* aktiv)

6. Betrag der Leiterströme I_A , I_B und I_C in A
7. Betrag der Leiterströme I_A , I_B und I_C in % des Nennstroms I_{nom} [Wert in Klammern]
8. Absoluter Phasenwinkel der Leiterströme I_A , I_B und I_C in Grad
9. Phasenverschiebung zwischen Leiter-Erd-Spannung (V_{AG}, V_{BG} und V_{CG}) und zugehörigem Leiterstrom (I_A, I_B, I_C) in Grad
10. Scheinleistung S in MVA
11. Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar, Verschiebungsfaktor cos φ
12. Einstellwert Überspannungsschutz V>, Einstellwert Unterspannungsschutz V<, Mittelwert der berechneten Leiter-Erd-Spannungen V_{av}
13. Betrag der Leiter-Erd-Spannungen V_{AG}, V_{BG} und V_{CG}, die zur Berechnung des Mittelwertes V_{av} verwendet werden

Bei der Interpretation der ein- bzw. ausgespeisten Leistungen und der Leiterströme ist zu beachten, dass der Einstellwert **Phase** des Einstelldialogs **3-Phase Source** (siehe Kapitel 6.7) im Sinne des **Erzeugerzählpfeilsystems (EZS)** zu verstehen ist. Eine positive Wirkleistung wird demnach für die Einstellung **Phase = 0°** aus der Quelle ausgespeist.

7.9.7 Lastimpedanz *Load* Impedance

Abbildung 340 zeigt die Messwerte in einem Multi-Line Tooltip, wenn

- die Funktion **Load Adjusting** im Einstelldialog **ATP Data** (Kapitel 6.4.3) deaktiviert ist oder
- die Funktion **Load Adjusting** im Einstelldialog **ATP Data** aktiviert, die Option **Adjusting Load Impedance** im Einstelldialog der Lastimpedanz (Kapitel 6.8) aber deaktiviert ist.

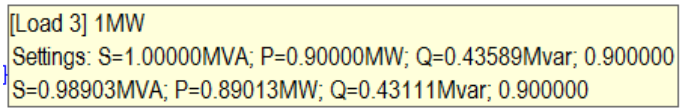


Abbildung 364: Tooltip für eine Lastimpedanz *Load Impedance* (Load Adjusting inaktiv)

1. Einstellwerte (**Settings**): Scheinleistung S in MVA, Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar, Verschiebungsfaktor cos φ

2. Scheinleistung **S** in MVA , Wirkleistung **P** in MW, Blindleistung **Q** in Mvar, Verschiebungsfaktor **cos φ**

Bei aktiver Funktion **Load Adjusting** werden im Tooltip der **Short-Circuit Analysis** (Kapitel 7) zusätzliche Ergebnisse der stationären Netzberechnung angezeigt (siehe Kapitel 6.4.3). Die Anzeige erfolgt, wenn die Funktion **Load Adjusting** im Einstelldialog **ATP Data** und die Option **Adjusting Load Impedance** im Einstelldialog der Lastimpedanz aktiviert sind. Spannungen und Ströme in dem Tooltip werden in Abhängigkeit der Konfiguration Sternschaltung (Y) oder Dreieckschaltung (D) angezeigt:

- **Sternschaltung (Y)**
  Anzeige der Leiter-Erd-Spannungen V_{AG}, V_{BG}, und V_{CG} und der Leiterströme I_A, I_B, und I_C am Netzanschlussknoten der Lastimpedanz (Kapitel 6.8).

- **Dreieckschaltung (D)**
  Anzeige der Leiter-Leiter-Spannungen V_{AB}, V_{BC}, und V_{CA} am Netzanschlussknoten der Lastimpedanz und der Strangströme I_A, I_B, und I_C, die durch die Impedanzen fließen (Abbildung 341).

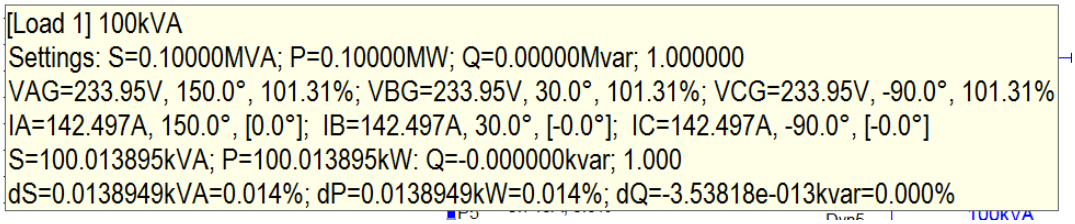


Abbildung 365: Tooltip für eine Lastimpedanz *Load Impedance* (Load Adjusting aktiv)

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)**.

1. Einstellwerte (**Settings**): Scheinleistung S in MVA, Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar, Verschiebungsfaktor cos φ

2. Betrag der Leiter-Erd-Spannungen V_{AG}, V_{BG} und V_{CG} am Netzanschlussknoten der Lastimpedanz in kV, absoluter Phasenwinkel in Grad, Leiter-Erd-Spannungen in $\%U_n/\sqrt{3}$

   oder

   Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen V_{AB}, V_{BC}, und V_{CA} am Netzanschlussknoten der Lastimpedanz in kV, absoluter Phasenwinkel in Grad, Leiter-Erd-Spannungen in $\%U_n/\sqrt{3}$

3. Betrag der Leiterströme I_A , I_B und I_C in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]

   oder

4. Betrag der Strangströme I_A , I_B und I_C in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]

   Phasenverschiebung $\boldsymbol{\varphi_{rel}}$ = (Absolute Phasenlage des Leiterstroms) - (Absolute Phasenlage der zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad)

5. Scheinleistung **S** in MVA , Wirkleistung **P** in MW, Blindleistung **Q** in Mvar, Verschiebungs-faktor **cos** φ

6. Erreichte Genauigkeiten der Lastiteration im letzten Iterationsschritt
   - Abweichung der Scheinleistung dS in kVA und % des Soll-Wertes
   - Abweichung der Wirkleistung dP in kW und % des Soll-Wertes
   - Abweichung der Blindleistung dQ in kvar und % des Soll-Wertes

7.9.8 Schalter mit Messort *Circuit-Breaker*

Abbildung 342 zeigt die Messwerte in einem Multi-Line Tooltip.

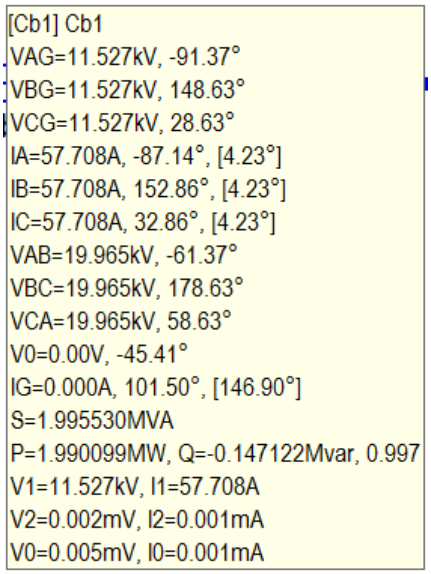


Abbildung 366: Tooltip für einen Schalter mit Messort *Circuit-Breaker*

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen.

1. Leiter-Erd-Spannung $\mathbf{V_{AG}}$ in V, absoluter Phasenwinkel in Grad
2. Leiter-Erd-Spannung $\mathbf{V_{BG}}$ in V, absoluter Phasenwinkel in Grad
3. Leiter-Erd-Spannung $\mathbf{V_{CG}}$ in V, absoluter Phasenwinkel in Grad
4. Leiterstrom $\mathbf{I_A}$ in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]
5. Leiterstrom $\mathbf{I_B}$ in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]
6. Leiterstrom $\mathbf{I_C}$ in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]

   Phasenverschiebung $\boldsymbol{\varphi_{rel}}$ = (Absolute Phasenlage des Leiterstroms) - (Absolute Phasenlage der zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad)
7. Leiter-Leiter-Spannung V_{AB} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n$
8. Leiter-Leiter-Spannung V_{BC} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n$
9. Leiter-Leiter-Spannung V_{CA} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n$
10. Nullspannung $\mathbf{V_0}$ in V, absoluter Phasenwinkel in Grad

11. Nullstrom **I_G** in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur Nullspannung in Grad]

12. Scheinleistung **S** in MVA

13. Wirkleistung **P** in MW, Blindleistung **Q** in Mvar, Verschiebungsfaktor **cos φ**

14. Mitsystem: Spannung V_1 in V und Strom I_1 in A

15. Gegensystem: Spannung V_2 in V und Strom I_2 in A

16. Nullsystem: Spannung V_0 in V und Strom I_0 in A

7.10 Überwachung der Netzspannung - *Voltage Monitoring*

ATPDesigner überwacht die Spannung an ausgewählten Netzknoten einiger Betriebsmittel wie z.B. den Sammelschienen ***Busbar*** und ***3-Phase Source***. Dabei werden die Leiter-Leiter-Spannungen und die Leiter-Erd-Spannungen mit den Grenzwerten, die im Einstelldialog ***Load Adjusting*** (Kapitel 6.4.3) eingestellt werden, verglichen. Das Ergebnis wird u.a. im ***Messages Window*** ausgegeben.

Hinweis
Für Sammelschienen ***Busbar*** ist die als Vergleich dienende Nennspannung im Einstelldialog der Sammelschiene (Kapitel 6.19) als ***V_{nom}*** definiert.

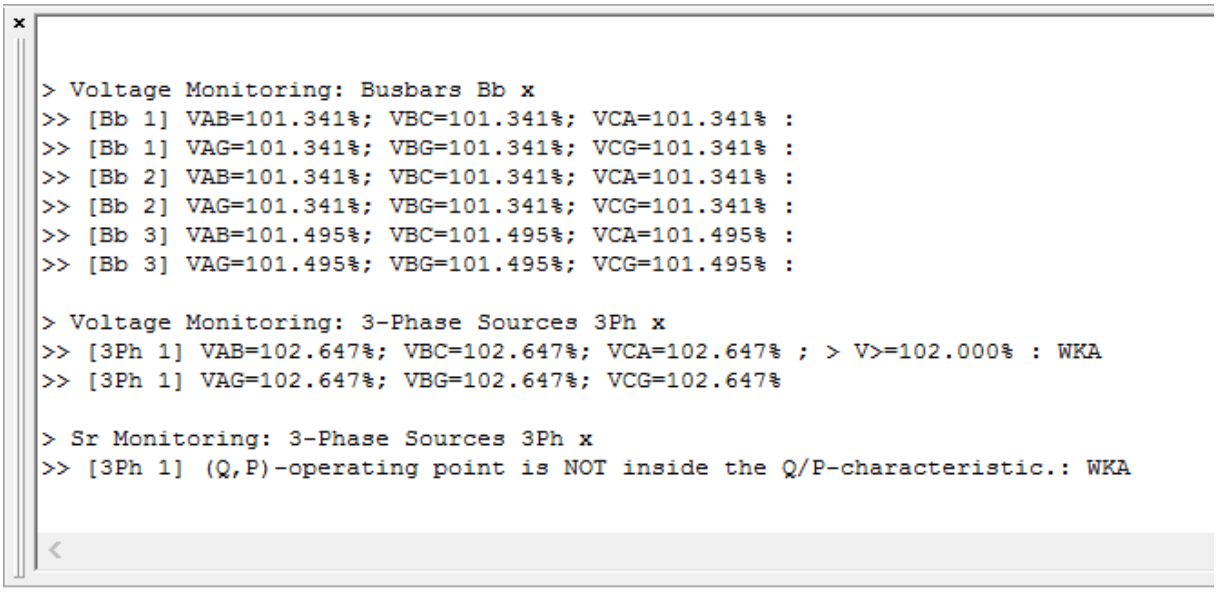


Abbildung 367: Ergebnisse der Überwachung der Spannungen - Busbar

In Abbildung 343 werden am Anfang jeder Zeile nach dem Referenznamen des Betriebsmittels die Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Spannungen in $\%U_n$ bzw. $\%U_n / \sqrt{3}$ am Netzanschlusspunkt des Betriebsmittels angezeigt.

Danach wird optional angegeben, ob eine unzulässige Überspannung ***V>=...*** oder Unterspannung ***V<=...*** erkannt wurde. Zusätzlich wird der Einstellwerte V> und V< angezeigt.

Den Abschluss der Zeile bildet der optionale anwenderspezifische Name des Betriebsmittels.

Hinweis
Die Anzeige der Ergebnisse der Spannungsüberwachung wird auch angezeigt, wenn eine Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (Kapitel 8) durchgeführt wird.

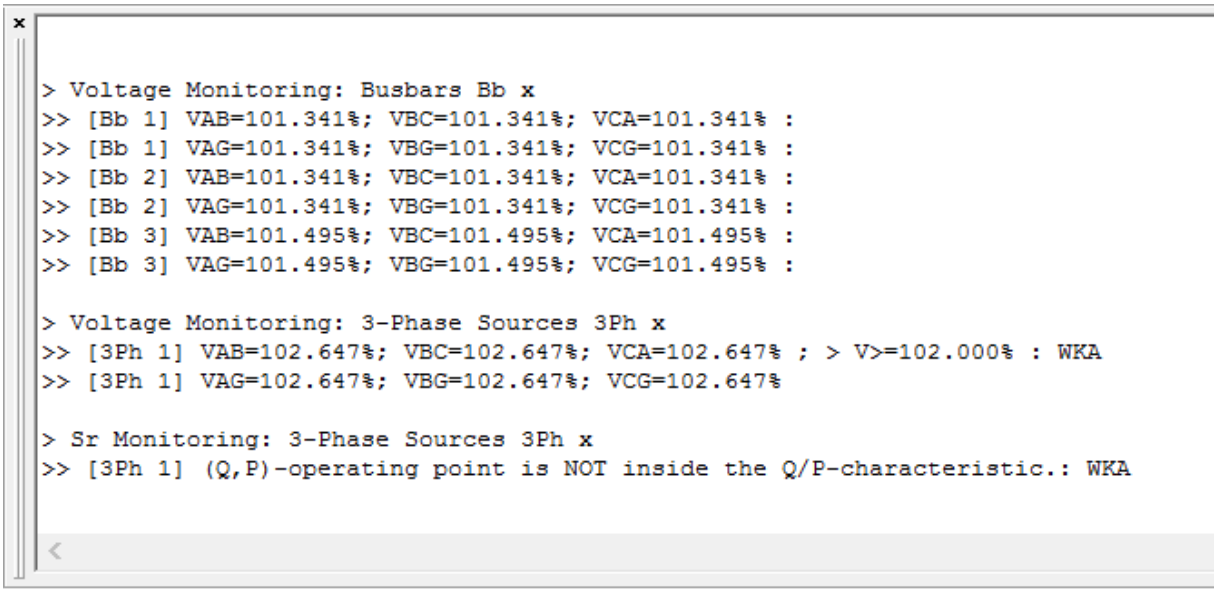


Abbildung 368: Ergebnisse der Überwachung der Spannung - *3-Phase Source*

Wie in Abbildung 344 dargestellt wird für das Betriebsmittel 3-Phase Source zusätzlich angezeigt, ob der **Q/P-Arbeitspunkt am Netzanschlusspunkt**, der nach Ende des Iterationsverfahrens (d.h. sowohl im Falle der Konvergenz als auch im Falle der Divergenz) ermittelt wurde, innerhalb der Q/P-Fläche liegt, die im Einstelldialog definiert ist. Die Einstellung der Q/P-Fläche ist in Kapitel 6.7.7 erläutert.

Hinweis
Für ***3-Phase Source*** ist die als Vergleich dienende Nennspannung im Einstelldialog der ***3-Phase Source*** (Kapitel 6.7) unter $V_{n\ init}$ definiert.

7.11 Identifikation überlasteter Betriebsmittel mit Lastflussrechnung

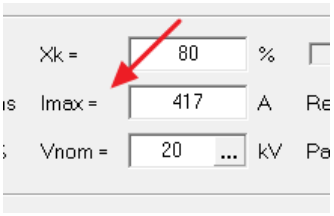
Als Ergebnis einer stationären Netzberechnung[2] wird die Auslastung wichtiger Betriebsmittel in einer Tabelle ausgegeben. Eine Grenzwertverletzung wird in der Spalte **Res.** farblich markiert. Es werden Betriebsmittel bzgl. ihrer Strombelastung als auch Spannungsbelastung überwacht.

EIN- und AUS-Schalten von Betriebsmitteln
Die Tabelle kann auch dazu verwendet werden, Betriebsmittel ein- und auszuschalten bzw. **enabled** or **disabled** (Kapitel 4.1.3). Dazu kann der Wert **On** bzw. **Off** in der Tabellenzeile des Betriebsmittels in der Spalte **Ena.** durch einen linke Maustaste Click in den Wert **Off** bzw. **On** geändert werden. Ein deaktiviertes Betriebsmittel wird im Netzplan **magenta** gezeichnet.

- **On** = Betriebsmittel ist **Enabled** (grafisch sichtbar, elektrisch deaktiviert)
- **Off** = Betriebsmittel ist **Disabled** (grafisch sichtbar und elektrisch aktiviert)

Überwachung der Stromauslastung
Die Auswahl der Farben erfolgt im Einstelldialog **Graphic Colors** (Kapitel 6.5.4). Es sind die Auslastungsstufen >100% (**Overload > 100%**) und >120% (**Overload > 120%**) verfügbar. Die Überlastschwellen können nicht verändert werden.

- **Leitung** (Kapitel 6.10)
  Es wird der betragsmäßig größte Leiterstrom ermittelt. Der maximal zulässige Leiterstrom wird mit dem Einstellwert I_{max} im Einstelldialog der Leitung festgelegt.



- **Transformator** (Kapitel 6.12)
  Es wird für OS- und US-Wicklung jeweils die betragsmäßig größten Leiterströme ermittelt und mit den zugehörigen Bemessungsströmen verglichen.

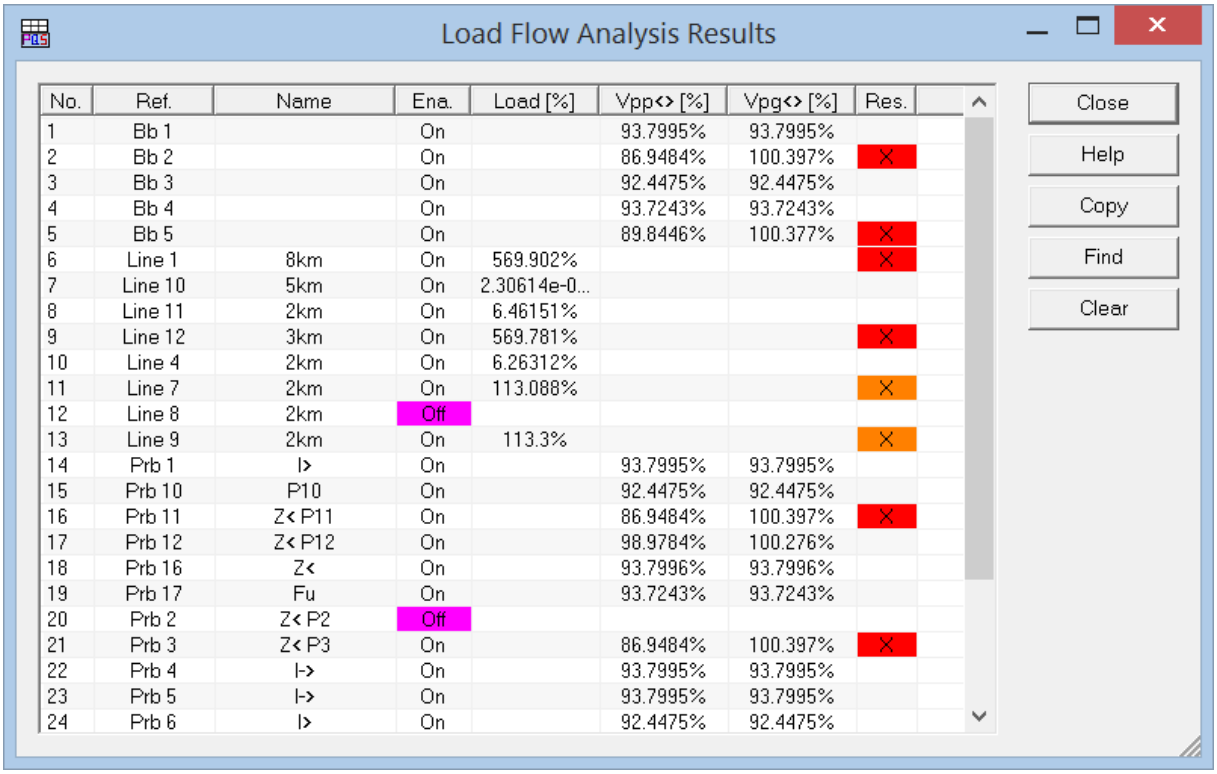
Überwachung der Netzspannung
Die Netzspannung wird auf unzulässig große und kleine Werte überwacht.

- **Sammelschiene** (Kapitel 6.19)
  Die Netzspannung der Sammelschiene wird auf einen unzulässig hohen oder niedrigen Betrag überwacht. Die Einstellwerte sind im Einstelldialog **Load Adjusting** (Kapitel 6.4.3) in Abbildung 59 enthalten.

- **Spannungs- und Strommessgerät Probe** (Kapitel 6.11)
  Die Netzspannung der Sammelschiene wird auf einen unzulässig hohen oder niedrigen Betrag überwacht. Die Einstellwerte sind im Einstelldialog **Load Adjusting** (Kapitel 6.4.3) in Abbildung 59 enthalten.

Die Ergebnisse der Berechnung des stationären Netzzustandes können auch in einer Tabelle angezeigt werden. Der Dialog kann wie folgt geöffnet werden:

- Toolbar Button
- Menü ***ATP***, Menüeintrag ***Load Flow Results***



No.	Ref.	Name	Ena.	Load [%]	Vpp<> [%]	Vpg<> [%]	Res.
1	Bb 1		On		93.7995%	93.7995%	
2	Bb 2		On		86.9484%	100.397%	X
3	Bb 3		On		92.4475%	92.4475%	
4	Bb 4		On		93.7243%	93.7243%	
5	Bb 5		On		89.8446%	100.377%	X
6	Line 1	8km	On	569.902%			X
7	Line 10	5km	On	2.30614e-0...			
8	Line 11	2km	On	6.46151%			
9	Line 12	3km	On	569.781%			X
10	Line 4	2km	On	6.26312%			
11	Line 7	2km	On	113.088%			X
12	Line 8	2km	Off				
13	Line 9	2km	On	113.3%			X
14	Prb 1	I>	On		93.7995%	93.7995%	
15	Prb 10	P10	On		92.4475%	92.4475%	
16	Prb 11	Z< P11	On		86.9484%	100.397%	X
17	Prb 12	Z< P12	On		98.9784%	100.276%	
18	Prb 16	Z<	On		93.7996%	93.7996%	
19	Prb 17	Fu	On		93.7243%	93.7243%	
20	Prb 2	Z< P2	Off				
21	Prb 3	Z< P3	On		86.9484%	100.397%	X
22	Prb 4	I->	On		93.7995%	93.7995%	
23	Prb 5	I->	On		93.7995%	93.7995%	
24	Prb 6	I>	On		92.4475%	92.4475%	

Abbildung 369: Ergebnisse der stationären Netzberechnung

	Bedeutung
Ref.	Referenzname des Netzwerkelementes
Name	Anwenderspezifischer Name **Öffnen des Einstelldialogs des Betriebsmittels** Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die Tabellenzelle mit dem Namen des Betriebsmittels kann der zugehörige Einstelldialog des Betriebsmittels geöffnet werden.
Ena.	**On** = Enabled, **Off** = Disabled (Kapitel 4.1.3) Mit einem Doppelklick kann das Netzwerkelement aktiviert oder deaktiviert werden. Ist das Netzwerkelement deaktiviert, so wird die Zelle der im Dialog **Graphic Colors** (Kapitel 6.5.4) entsprechend gewählten Farbe eingefärbt. In der Grundeinstellung wird die Farbe **magenta** verwendet.
Load [%]	Auslastung des Betriebsmittels in %. Die Auslastung werden entsprechend den im Dialog **Graphic Colors** eingestellten Farben (Kapitel 6.5.4) für Werte >100% eingefärbt. In der Grundeinstellung werden folgende Farben verwendet: ▪ Auslastung 100..120% : **Orange** in der Spalte **Res.** ▪ Auslastung > 120% : **Rot** in der Spalte **Res.**

Vpp<> [%] **Vpg<> [%]**	Netzspannung Leiter-Leiter Vpp und Leiter-Erde Vpg in %. Die Netzspannung wird durch die im Einstelldialog **Load Adjusting** (Kapitel 6.4.3) in Abbildung 59 enthaltenen Grenzwerte überwacht und bei einer Grenzwertverletzung in der Spalte **Res.** **rot** markiert.
Find	Wenn ein Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** in einer Zeile der Tabelle markiert wurde, kann das Netzwerkelement in der Netzgrafik gesucht und mit einem **roten Rahmen** markiert werden.
Clear	Ggfs. vorhandene Markierungsrahmen werden gelöscht.

Copy
Der Inhalt der Tabelle kann als .csv-Format in die Zwischenablage kopiert werden.

```
No;Ref;Name;Ena;Load [%];Vpp<> [%];Vpg<> [%];Res
1;Bb 1;;On;;95,2183%;119,112%;X
2;Bb 2;;On;;96,3938%;123,982%;X
3;Bb 3;;On;;93,8458%;115,845%;X
4;Bb 4;;On;;95,1419%;118,916%;X
5;Bb 5;;On;;97,0889%;133,623%;X
6;Line 1;8km;On;377,147%;;;X
7;Line 10;5km;On;336,982%;;;X
8;Line 11;2km;On;8,1642%;;;
9;Line 12;3km;On;337,17%;;;X
10;Line 4;2km;On;7,91493%;;;
11;Line 7;2km;On;139,776%;;;X
12;Line 8;2km;Off;57,7143%;;;
13;Line 9;2km;On;140,032%;;;X
14;Prb 1;I>;On;;95,2183%;119,112%;X
15;Prb 10;P10;On;;93,8458%;115,845%;X
16;Prb 11;Z< P11;On;;96,3938%;123,982%;X
17;Prb 12;Z< P12;On;;98,9053%;130,329%;X
18;Prb 16;Z<;On;;95,2183%;119,112%;X
19;Prb 17;Fu;On;;95,1419%;118,916%;X
20;Prb 2;Z< P2;On;;95,2183%;119,112%;X
21;Prb 3;Z< P3;On;;96,3938%;123,982%;X
22;Prb 4;I->;On;;95,2183%;119,112%;X
23;Prb 5;I->;On;;95,2183%;119,112%;X
24;Prb 6;I>;On;;93,8458%;115,845%;X
25;Prb 7;P7;On;;93,8458%;115,845%;X
26;Prb 8;Z< P8;On;;97,0889%;133,623%;X
```

Markieren eines Betriebsmittels in der Tabelle mit der Maus

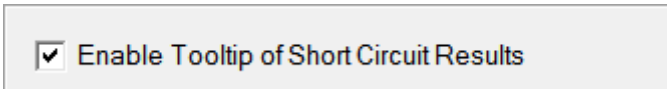
Ist der **Network Design Mode** (Kapitel 4.1) z.B. mit dem Toolbar-Button deaktiviert, so wird ein Betriebsmittel das „unter“ dem Mauscursor erkannt wird, automatisch markiert. Ist das Betriebsmittel in der Tabelle enthalten, so wird der Referenzname des Betriebsmittels in der Spalte **Ref.** farblich (**hell blau**) hinterlegt.

Ist der **Network Design Mode** aktiv so wird die Tabellenzelle des Referenznamens dann farblich hinterlegt, wenn das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markiert (Kapitel 4.6) wurde.

7.12 F4, F6, F7, F8, F9, Alt + F7, F8, +F9 - Anzeige von Messwert-Frames

Spannungen, Ströme und Leistungen des stationären Netzzustandes können für die Schalter (Circuit-Breaker) **Cb1...5** sowie alle Probes **Px** direkt in der Netzwerkgrafik in Messwert-Frames angezeigt werden. Diese Anzeige wird mit einer der Funktionstasten **Fx**, ein- und ausgeschaltet und ist alternativ zu der Anzeige der Mouse-Tooltips (siehe Kapitel 7.3) verfügbar.

1. Berechnung des stationären Netzzustandes mit ***Ctrl + E*** oder
2. Einschalten der Option **Enable Tooltip of Short-Circuit Results** im Einstelldialog der jeweiligen Probes **Px**, für die ein Messwert-Frame angezeigt werden soll.



3. Einschalten der Messwert-Frames mit **F4**, **F6, F7, F8, F9, Alt + F7, Alt+F8, Alt+F9**

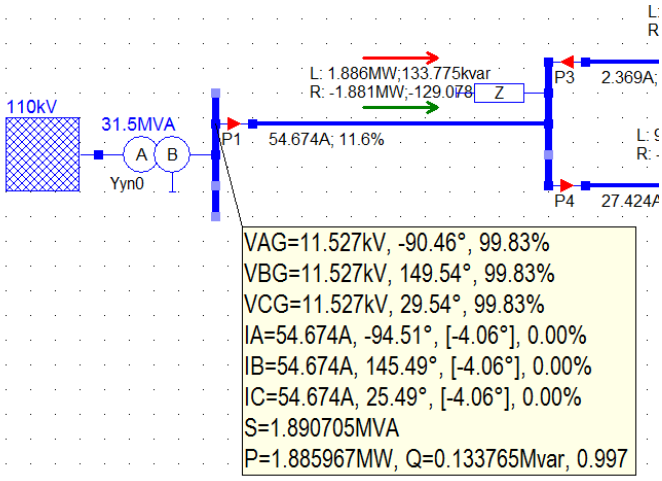


Abbildung 370: Anzeige des stationären Netzzustandes in Messwert-Frames (F4)

Die Messwert-Frames können im Zeichenbereich verschoben werden. Dazu wird ein Frame mit einem ***Left Mouse Button Click*** angewählt. Der Frame kann bei **gedrückter Taste** verschoben werden. Ein gestrichelter Frame wird während des Verschiebens angezeigt. Beim Loslassen der Taste wird der Frame zu der neuen Position im Zeichenbereich verschoben.

Die Messwert-Frames werden nicht in der .NET-Datei gespeichert. Die Messwert-Frames können mit dem Toolbar-Button gelöscht werden (siehe Kapitel 7.7).

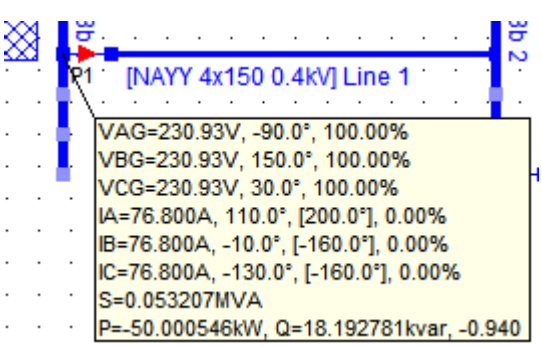
Hinweis

Die Berechnung der Leistungen S, P und Q berücksichtigt auch unsymmetrische Netzzustände. Aus den leiterspezifischen Leistungen wird die 3-phasige Leistung durch Vektoraddition berechnet (R = L1, S = L2, T = L3).

$$\underline{S} = \underline{U}_{RE} \cdot \underline{I}_R^* + \underline{U}_{SE} \cdot \underline{I}_S^* + \underline{U}_{TE} \cdot \underline{I}_T^* \qquad (1.174)$$

7.12.1 F4: V_{ABCG}, I_{ABC}, S, P, Q, cos φ

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen.



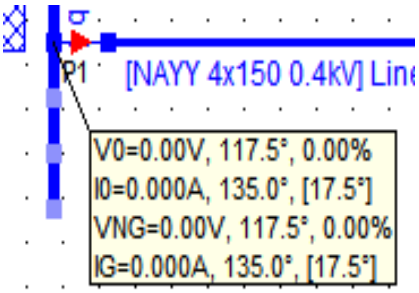
1. Leiter-Erd-Spannung **V_{AG}** in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n/\sqrt{3}$
2. Leiter-Erd-Spannung **V_{BG}** in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n/\sqrt{3}$
3. Leiter-Erd-Spannung **V_{CG}** in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n/\sqrt{3}$
4. Leiterstrom **I_A** in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]
5. Leiterstrom **I_B** in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]
6. Leiterstrom **I_C** in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]

   Phasenverschiebung **φ_{rel}** = (Absolute Phasenlage des Leiterstroms) - (Absolute Phasenlage der zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad)

7. Scheinleistung **S** in MVA
8. Wirkleistung **P** in kW, Blindleistung **Q** in kvar, Verschiebungsfaktor **cos φ**

7.12.2 F6: V_0, I_0, V_{NG}, I_G

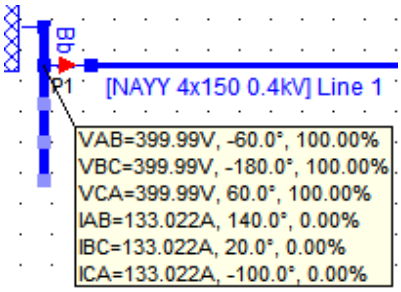
Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen.



1. Nullspannung V_0 in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n/\sqrt{3}$
2. Nullstrom I_0 in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur Nullspannung in Grad]
3. Verlagerungsspannung V_{NG} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n$
4. Summenstrom I_G in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur Verlagerungsspannung in Grad]

7.12.3 F7: V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}, I_{AB}, I_{BC}, I_{CA}

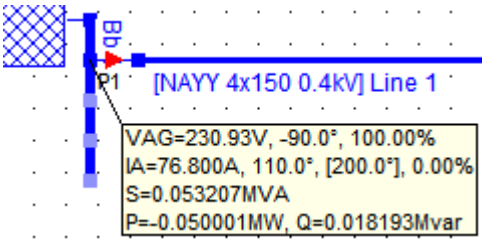
Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen.



1. Leiter-Leiter-Spannung V_{AB} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n$
2. Leiter-Leiter-Spannung V_{BC} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n$
3. Leiter-Leiter-Spannung V_{CA} in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n$
4. Leiter-Leiter-Strom I_{AB} in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%I_n$
5. Leiter-Leiter-Strom I_{BC} in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%I_n$
6. Leiter-Leiter-Strom I_{CA} in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%I_n$

7.12.4 F8: V_{AG}, I_A, S, P, Q

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen.

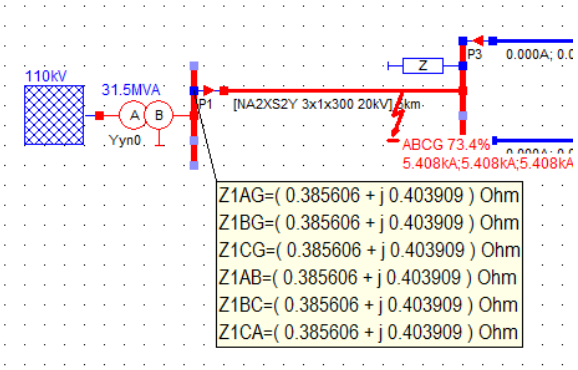


1. Leiter-Erd-Spannung **V_{AG}** in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Messwert in $\%U_n/\sqrt{3}$
2. Leiterstrom **I_A** in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]
3. Scheinleistung **S** in MVA
4. Wirkleistung **P** in MW, Blindleistung **Q** in Mvar

Es ist hier zu beachten, dass nur für einen symmetrischen Netzzustand die Messwerte der nicht dargestellten Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme abweichen.

7.12.5 F9: $\underline{Z}_{1AG}$, $\underline{Z}_{1BG}$, $\underline{Z}_{1CG}$, $\underline{Z}_{1AB}$, $\underline{Z}_{1BC}$, $\underline{Z}_{1CA}$ (primäre Impedanzen, $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$)

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen.



1. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1AG}$
2. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1BG}$
3. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1CG}$

Die Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ der Leiter-Erd-Messschleife zwischen dem Messort der Probe (Kapitel 6.11) bzw. dem **Circuit-Breaker Cb1...5** (Kapitel 6.13) und dem Kurzschlussort wird wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1 = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} \quad (1.175)$$

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3\underline{Z}_1} \quad (1.176)$$

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3} \quad (1.177)$$

Der Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ nach Gleichung (1.176) kann für jede Probe einzeln definiert werden (Kapitel 6.11.18).

4. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1AB}$

5. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1BC}$

6. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1CA}$

Die Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife zwischen dem Messort der Probe (Kapitel 6.11) bzw. dem **Circuit-Breaker Cb1..5** (Kapitel 6.13) und dem Kurzschlussort wird wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1 = \frac{\underline{U}_{LL}}{\underline{I}_{LL}} \quad (1.178)$$

Beispielhaft ist in Gleichung die Berechnung des verketteten Stromes $\underline{I}_{12}$ aus den komplexen Zeigern der Leiterströme $\underline{I}_{L1}$ und $\underline{I}_{L2}$ angegeben.

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2} \quad (1.179)$$

Die berechneten Impedanzen sind **primäre Impedanzen**, die auf den Messort der zugehörigen Probe (Kapitel 6.11) oder Schalter (Circuit-Breaker Cb1..5, Kapitel 6.13) bezogen sind. Strom- und Spannungswandler von Schalter und Probe werden nicht berücksichtigt. Bei der Berechnung der Impedanzen der Leiter-Erd-Messschleifen wird der **Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_G$** (Kapitel 6.11.18) der Probe bzw. des ***Circuit-Breaker Cbx*** (Kapitel 6.13.2) wie für einen Distanzschutz üblich berücksichtigt.

Hinweis

Der Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ wird der englischen Notation entsprechend in ATPDesigner mit $\underline{k}_G$ bezeichnet.

7.12.6 Alt + F7: $\underline{Z}_{1AG}$, $\underline{Z}_{1BG}$, $\underline{Z}_{1CG}$, $\underline{Z}_{1AB}$, $\underline{Z}_{1BC}$, $\underline{Z}_{1CA}$ (sekundäre Impedanzen, $|\underline{Z}_1|$, φ_{Z1})

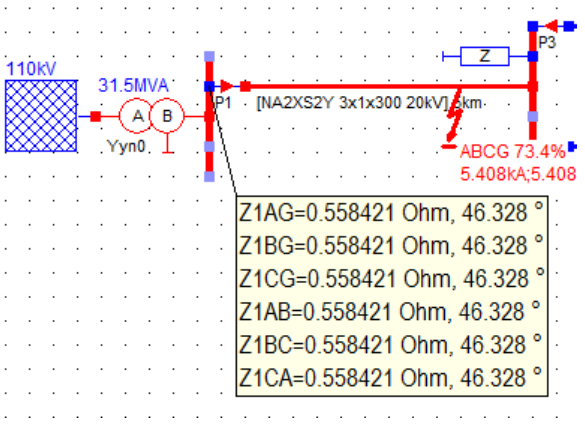
Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen. Sonst gelten die Randbedingungen von Kapitel 7.12.5.

1. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1AG}$
2. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1BG}$
3. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1CG}$
4. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1AB}$
5. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1BC}$
6. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1CA}$

7.12.7 Alt + F8: $\underline{Z}_{1AG}$, $\underline{Z}_{1BG}$, $\underline{Z}_{1CG}$, $\underline{Z}_{1AB}$, $\underline{Z}_{1BC}$, $\underline{Z}_{1CA}$ (primäre Impedanzen, $|\underline{Z}_1|$, φ_{Z1})

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen. Sonst gelten die Randbedingungen von Kapitel 7.12.5.

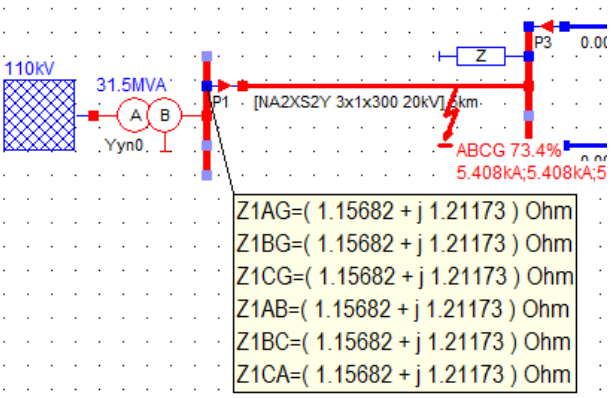
1. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1AG}$
2. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1BG}$
3. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1CG}$
4. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1AB}$
5. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1BC}$
6. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1CA}$



7.12.8 Alt + F9: $\underline{Z}_{1AG}$, $\underline{Z}_{1BG}$, $\underline{Z}_{1CG}$, $\underline{Z}_{1AB}$, $\underline{Z}_{1BC}$, $\underline{Z}_{1CA}$ (sekundäre Impedanzen, $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$)

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen.

1. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1AG}$
2. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1BG}$
3. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1CG}$
4. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1AB}$
5. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1BC}$
6. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1CA}$



Die berechneten Impedanzen sind **sekundäre Impedanzen**, die auf den Messort der zugehörigen Probe oder Schalter (Circuit-Breaker Cb1...5 Kapitel 6.13) und auf den Sekundärkreis der Spannungs- und Stromwandler bezogen sind. Strom- und Spannungswandler der Probe (Kapitel 6.11.18) bzw. des Circuit-Breaker Cbx (Kapitel 6.13.2) werden berücksichtigt. Bei der Berechnung der Impedanzen der Leiter-Erd-Messschleifen wird der **Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_G$** (Kapitel 6.11.18) der Probe bzw. des Circuit-Breaker Cbx (Kapitel 6.13.2) wie für einen Distanzschutz üblich berücksichtigt.

$$\ddot{u}_U = \frac{U_{nprim}}{U_{nsek}} \tag{1.180}$$

$$\ddot{u}_I = \frac{I_{nprim}}{I_{nsek}} \tag{1.181}$$

$$\underline{Z}_{prim} = \frac{\underline{U}_{prim}}{\underline{I}_{prim}} = \frac{\underline{U}_{sek} \cdot \ddot{u}_U}{\underline{I}_{sek} \cdot \ddot{u}_I} = \underline{Z}_{sek} \cdot \frac{\ddot{u}_U}{\ddot{u}_I} \tag{1.182}$$

$$\underline{Z}_{sek} = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\frac{\ddot{u}_U}{\ddot{u}_I}} = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\frac{U_{nprim} \cdot I_{nsek}}{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}} = \underline{Z}_{prim} \cdot \frac{\ddot{u}_I}{\ddot{u}_U} = \underline{Z}_{prim} \cdot \frac{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}{U_{nprim} \cdot I_{nsek}} \tag{1.183}$$

$$\frac{\underline{Z}_{prim}}{\underline{Z}_{sek}} = \frac{U_{nprim} \cdot I_{nsek}}{U_{nsek} \cdot I_{nprim}} \tag{1.184}$$

$$\frac{\underline{Z}_{sek}}{\underline{Z}_{prim}} = \frac{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}{U_{nprim} \cdot I_{nsek}} \tag{1.185}$$

Hinweis
Der Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ wird der englischen Notation entsprechend in ATPDesigner mit $\underline{k}_G$ bezeichnet.

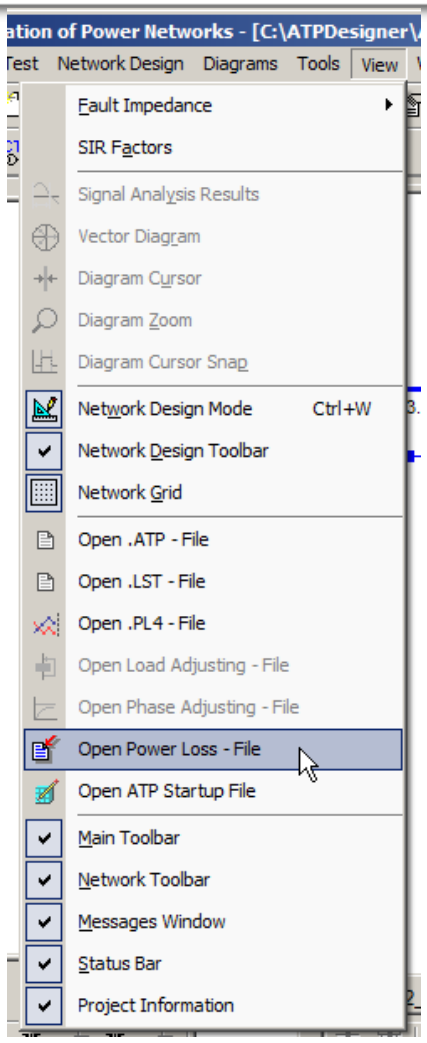
7.13 Gesamtverlustleistungen des Energieversorgungsnetzes

ATPDesigner berechnet beim Ausführen der Funktion ***Short-Circuit Results*** für verschiedene Betriebsmittel wie z.B. Leitungen und Transformatoren die betriebsmittelspezifischen Leistungen Scheinleistung S, Wirkverlustleistung P und Blindleistungsbedarf Q. Die einzelnen Ergebnisse werden in einer Textdatei ausgegeben.

```
No. of Transformers = 3
No. of Lines        = 7
==========================================================================================
     Tra 1:        2405.31kVA        82.7224kW        2403.89kvar - 110/20kV Merchweiler
     Tra 2:        1.69277kVA       0.134346kW        1.68743kvar - 20/0.4kV Saarbrücken
     Tra 3:        1.07217kVA      0.0268043kW        1.07184kvar - 20/0.4kV Saarbrücken
    Line 1:        11853.2kVA        8272.12kW         7216.4kvar - Line 1
    Line 4:       0.579814kVA       0.361254kW       0.314868kvar - Line 4
    Line 5:        5.56019kVA        1.48993kW        4.96874kvar - Line 5
    Line 6:       0.918882kVA       0.629323kW       0.549643kvar - Line 6
    Line 7:        230.139kVA         171.35kW        149.781kvar - Line 7
==========================================================================================
S = 14498.5kVA   P = 8528.83kW   Q = 9778.66kvar   CosPhi = 0.588258
```

Die Textdatei kann wie folgt in einem Texteditor geöffnet werden:

1. Hauptmenü **View**
2. Untermenü **Open Power Loss - File**



7.14 Kurzschlussstromberechnung mit ATPDesigner und ATP

ATPDesigner unterstützt die stationäre Kurzschlussstromberechnung mit der Funktion **Short-Circuit Results**. Mit Hilfe des **Short-Circuit** (Kapitel 7.14.1) können Kurzschlüsse sehr einfach parametriert werden.

Die stationären Kurzschlüsse

- 3-poliger Kurzschluss mit Erdberührung
- 2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung
- 2-poliger Kurzschluss mit Erdberührung
- 1-poliger Erdkurzschluss

werden nun als Beispiel an einem einfachen Energieversorgungsnetz mit einem Dyn5-Transformator berechnet.

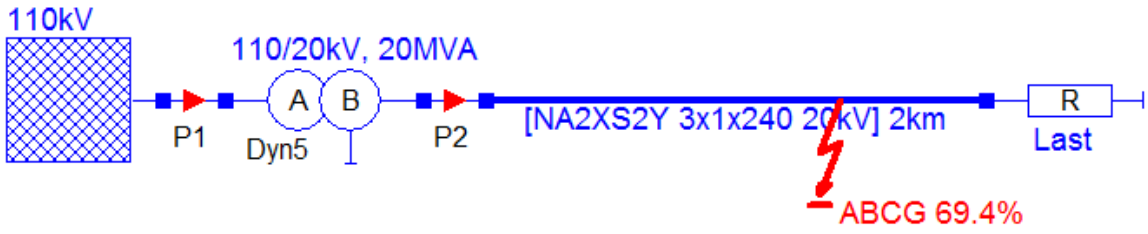


Abbildung 372: Energieversorgungsnetz mit Dyn5-Transformator und Fehlerstelle

Um einen Kurzschluss im Elektroenergieversorgungsnetz zu parametrieren, kann man wie nachfolgend beschrieben vorgehen.

- Gegebenes Energieversorgungsnetz aufbauen
- Fehlerstelle lokalisieren
- Vor der Fehlerstelle Netzwerkelement **Probe** einbauen
- Gewünschte Fehlerart mit dem **Short-Circuit** („**roter Blitz**“) nachbilden
- Mit der Funktion **Short-Circuit Results** Ströme und Spannungen berechnen
- Berechnete Werte über Tooltips anzeigen lassen

Um einen 3-poligen Kurzschluss mit Erdberührung nachzubilden, muss man an der Fehlerstelle den 3-poligen Kurzschluss ABCG mit dem **Short-Circuit** einstellen.

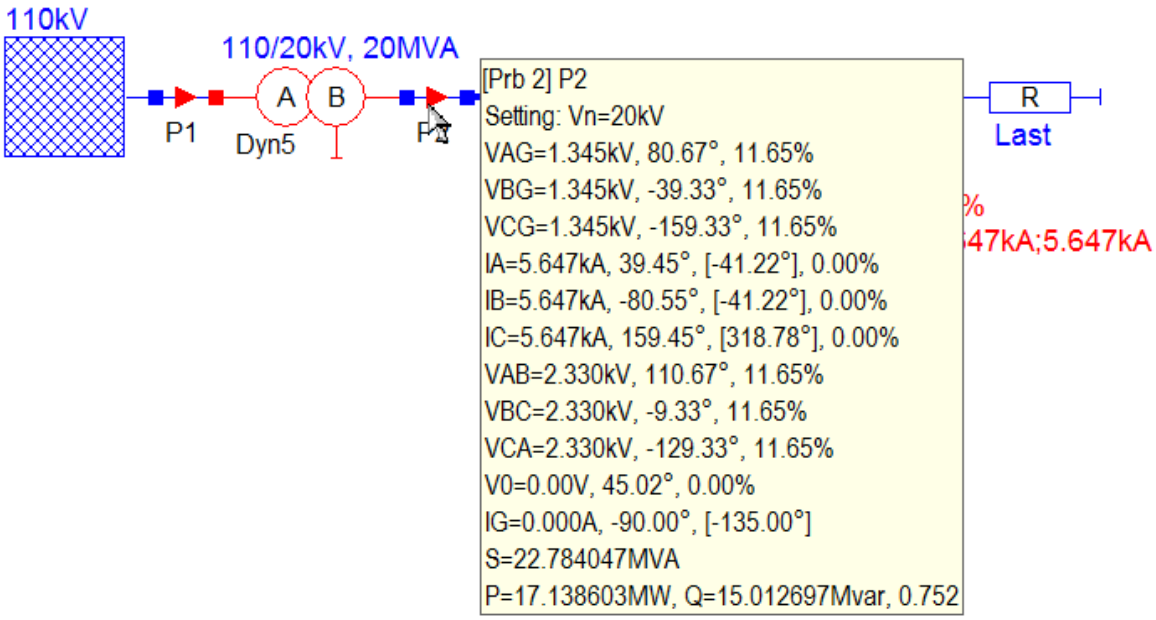


Abbildung 373: 3-poliger Kurzschluss mit Erdberührung

Die stationären Leiter-Erd-Spannungen $\underline{V}_{AG}$, $\underline{V}_{BG}$, $\underline{V}_{CG}$ und der stationäre Dauerkurzschlussstrom I_k lassen sich mit der Funktion **Short-Circuit Results** (STRG + E) berechnen. Wird der Mauszeiger über ein Netzwerkelement z.B. eine Probe positioniert, so werden die Berechnungsergebnisse in einem Tooltip angezeigt.

Durch die Einstellung der Fehlerart **Fault Type** in der Registerkarte **Short-Circuit** des Einstelldialogs **Network Configuration** in Abbildung 66 kann jede der 1/2/3-poligen Fehlerarten mit und ohne Erdberührung eingestellt werden.

7.15 Short-Circuit – Kurzschlussstrom I_k an der Kurzschlussstelle berechnen

ATPDesigner bietet zusätzlich zu der bisher erläuterten Vorgehensweise eine weitere Möglichkeit, einen Kurzschluss in einem Elektroenergieversorgungsnetz mit wenigen Handgriffen zu definieren, den **Kurzschlussstrom I_k an der Kurzschlussstelle** zu berechnen und in der Netzwerkgrafik anzuzeigen. Werden **Probe Px** verwendet, so können zusätzlich zum Kurzschlussstrom I_k an der Fehlerstelle Spannungen und Ströme an beliebigen Netzknoten ermittelt und mit Hilfe von Tooltips angezeigt werden.

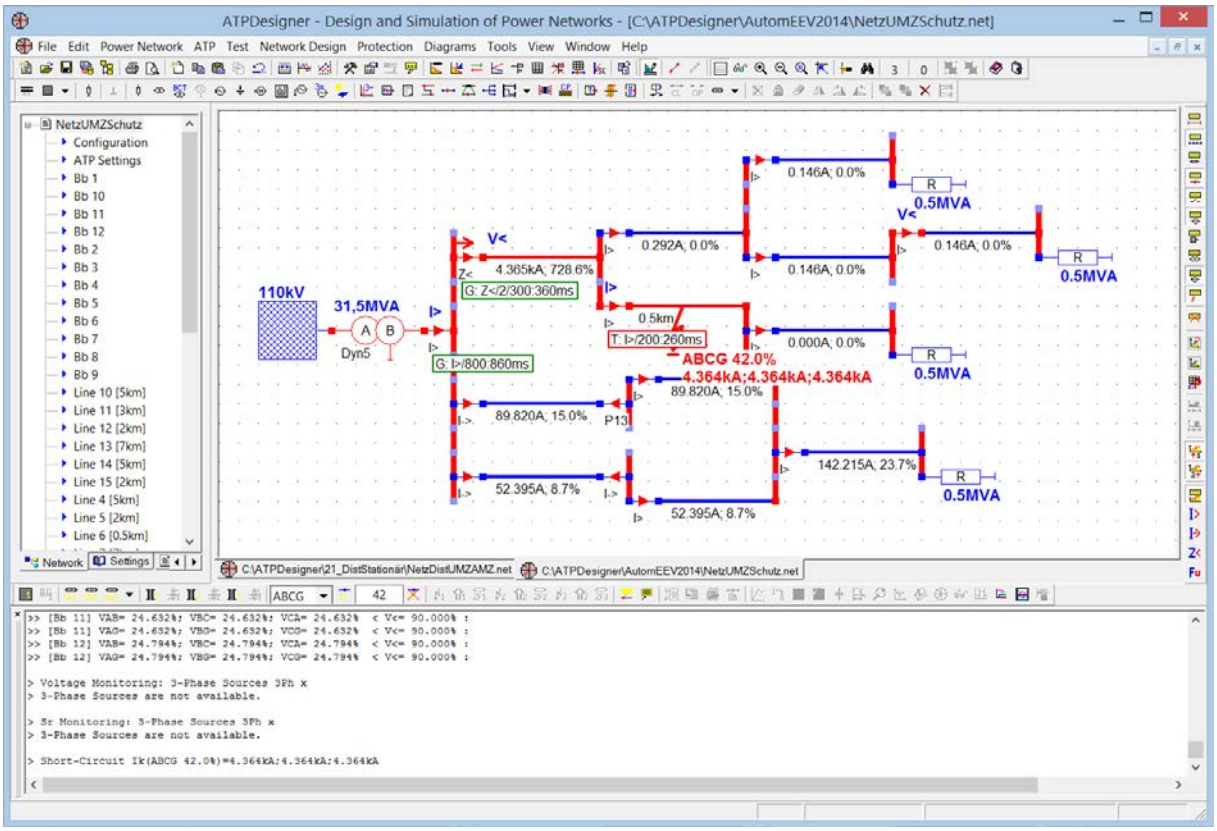


Abbildung 374: Kurzschlussstromberechnung mit Hilfe des *Short-Circuit*

Der Kurzschluss wird durch eine niederohmige Verbindung des ausgewählten Netzknotens z.B. eine Sammelschiene mit Bezugspotential definiert. Optional kann z.B. ein Fehlerwiderstand verwendet werden.

Der Kurzschluss kann auch an einen beliebigen Punkt einer Leitung gesetzt werden. ATPDesigner teilt automatisch die kurzschlussbetroffene Leitung in zwei Leitungsabschnitte auf. Die Leitungen **Line 1..3** sind davon ausgenommen, da für diese Leitungen eigene komplexe Fehlermodelle (**Fault Type** Kapitel 6.14) definiert werden können.

1. Kurzschluss AG, BG, etc. in der Auswahlliste in der unteren Toolbar auswählen.
2. Button drücken, die Spitze des „Blitz“-Cursors an den gewünschten Netzknoten führen und die linke Maustaste drücken. Der ausgewählte Netzknoten wird mit einem „Blitz“ als fehlerbetroffen markiert. Die Fehlerart wird angezeigt.
3. Button zur Berechnung des stationären Netzzustandes drücken. Der berechnete **Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle** wird angezeigt (siehe Kapitel 7.15.1)

Nach abgeschlossener Netzberechnung wird der Kurzschlussstrom direkt in der Netzwerkgrafik am roten "Blitz"-Symbol angezeigt. Wird der Cursor "über" die Position des Kurzschlussortes positioniert, so werden in einem Tooltip Kurzschlussart z.B. ABCG und die Kurzschlussströme angezeigt. ATPDesigner zeigt den Kurzschlussstrom für jeden vom Kurzschluss betroffenen Leiter in der Reihenfolge der Leiterbezeichner der Kurzschlussart an. So werden für einen 3-poligen Kurzschluss ABCG die drei Kurzschlussströme in der Reihenfolge I_A, I_B und I_C angezeigt.

Kurzschlussort an einer Leitung

Der Kurzschlussort kann an einer Leitung durch Angabe einer Prozentangabe [0...100%] mit dem in der Toolbar vorhandenem Edit-Feld verändert werden. Es ist wichtig, nach dem Verändern des Wertes in dem Edit-Feld z.B. mit einem **Left Mouse Button Click** die Netzwerkgrafik mit dem neuen Kurzschlussort zu aktualisieren.

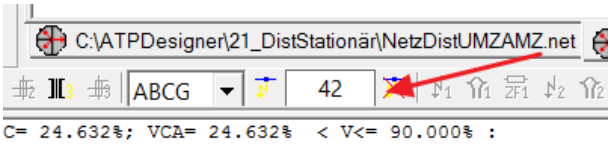


Abbildung 375: Einstellen des Kurzschlussortes an einer Leitung

Der Fehlerort in % an einer Leitung ist immer auf den linken Leitungsknoten L gesehen berechnet. Die **Knotenbezeichner L bzw. R** an einer Leitung können im Leitungsdialog (Kapitel 6.10) aktiviert und in der Netzgrafik angezeigt werden.

Hinweis

Wird ein **Fehlerort = 0% oder = 100%** durch den Einstellwert in der Toolbar in Abbildung 351 eingestellt, kann es im Verlauf der Netzberechnung zu einem Laufzeitfehler nach Abbildung 352 kommen. Es wird empfohlen, für einen Fehlerort 0% oder 100% den Short-Circuit per Maus zu verschieben und durch einen **Left Mouse Button Click** mit dem entsprechenden Knoten der Leitung zu verbinden.

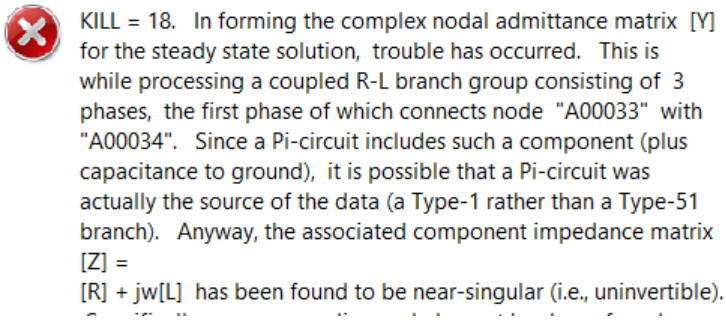


Abbildung 376: Fehlermeldung des ATP für einen Kurzschlussort = 0% oder = 100%

Die berechneten Kurzschlussströme "**Short-Circuit Ik ...**" werden auch im ***Messages Window*** ausgegeben.

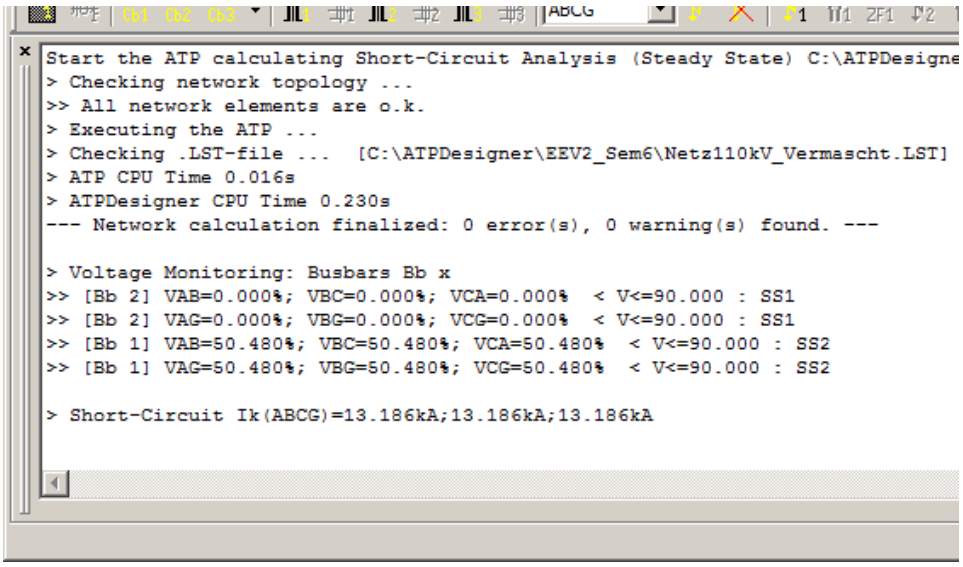


Abbildung 377: Ausgabe des Kurzschlussstromes im *Messages Window*

Es muss hier darauf hingewiesen werden, dass die hier beschriebene Methode der Kurzschlussstromberechnung nicht mit dem Verfahren der Kurzschluss-stromberechnung nach dem ***Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle*** nach VDE 0102 entspricht.

Weitere Funktionen:

1. Der Kurzschluss kann mit dem Button gelöscht werden.
2. Wird ein Kurzschluss angezeigt, so kann die Kurzschlussart verändert werden, indem ein anderer Listeneintrag in der Toolbar ausgewählt wird. Bei Änderung der Kurzschlussart wird ein ggfs. angezeigter Kurzschlussstrom in der Netzwerk-grafik gelöscht.
3. Um einen (sichtbaren) Kurzschluss an einen anderen Netzknoten zu verschieben, muss nur der Button erneut gedrückt werden. Mit Hilfe des „Blitz“-Cursors kann ein neuer Netzknoten ausgewählt werden. Durch ein erneutes Drücken des Buttons wird der „Blitz“-Cursor gelöscht.

Hinweis

Wird eine **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** durchgeführt, wird der Short-Circuit zur Identifikation der Kurzschlussstelle verwendet. An Stelle eines niederohmigen Kurzschlusses wird an der Kurzschlussstelle je nach Fehlerart eine, zwei oder drei Ersatzspannungsquellen entsprechend dem **Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle** nach VDE 0102 verwendet.

Eingabe des Kurzschlussortes in % der Leitungslänge

Der Kurzschlussort kann auch manuell eingegeben werden, wenn der Kurzschluss schon mit einer Leitung verbunden ist. Die Eingabe des Kurzschlussortes kann im Einstelldialog **Short-Circuit** (siehe Kapitel 6.5.2) oder in der nachfolgend dargestellten Toolbar manuell eingegeben werden. Nach Eingabe des Fehlerortes wird der Kurzschluss in der Netzgrafik neu positioniert.

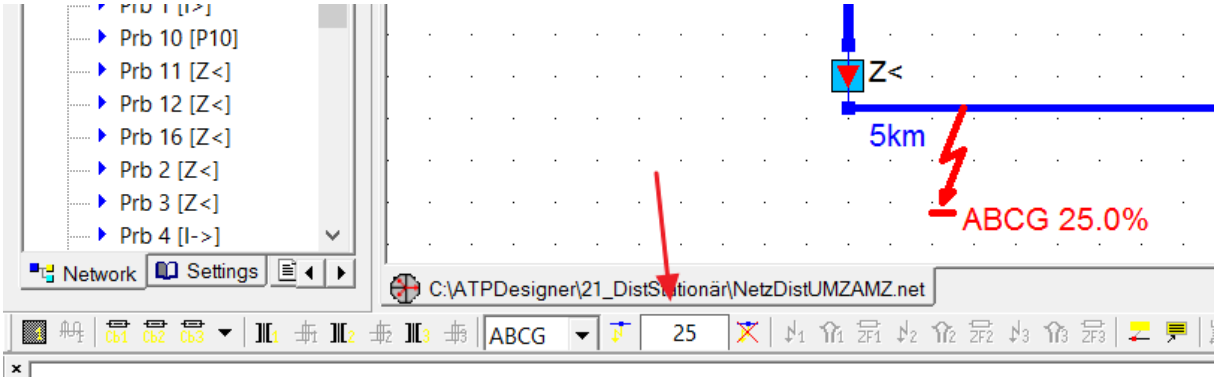


Abbildung 378: Eingabe des Fehlerortes für den *Short-Circuit* in der Toolbar

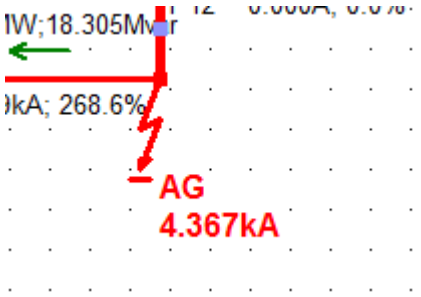
Hinweis

Sind Schutzfunktionen von **Probe** aktiviert, werden die Ergebnisse Schutzanalyse in der Netzwerkgrafik angezeigt. Die Anzeige der Netzwerkgrafik kann mit den Toolbar-Buttons (siehe Kapitel 6.11.9)oder dem Hauptmenü **Protection** ausgeschaltet werden.

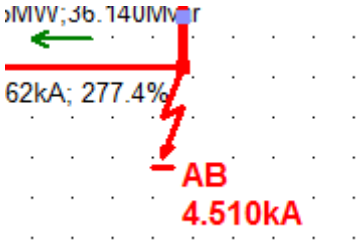
7.15.1 Anzeige der Kurzschlussströme am Kurzschlussort in der Netzwerkgrafik

Abhängig von der Kurzschlussart werden die (Teil-)Kurzschlussströme direkt in der Netzwerkgrafik am Kurzschlussort angezeigt. Im Folgenden werden die angezeigten Kurzschlussströme erläutert.

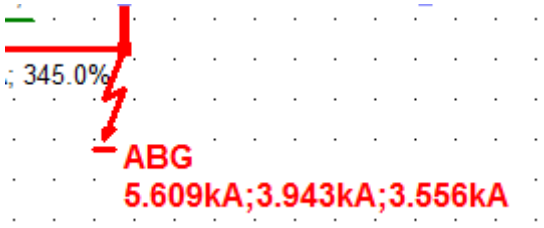
- **1pE-Kurzschluss:** Betrag des Kurzschlussstroms Leiter-Erde



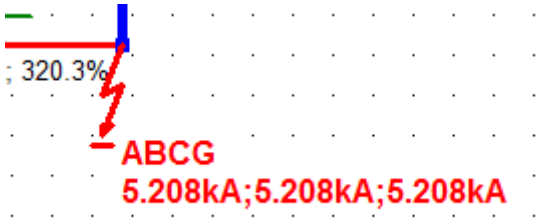
- **2p-Kurzschluss:** Betrag des Kurzschlussstrom Leiter-Leiter



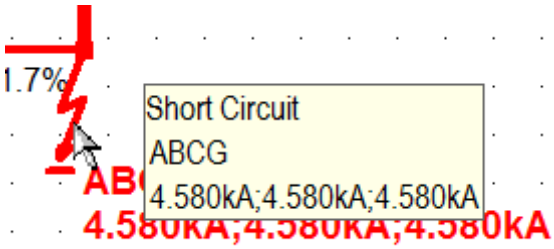
- **2pE-Kurzschluss:** Betrag der beiden Kurzschlussströme Leiter-Kurzschlussknoten; Betrag des Kurzschlussstroms Kurzschlussknoten-Erde



- **3p/3pE-Kurzschluss:** Betrag der drei Kurzschlussströme Leiter-Erde



Wird der Mouse-Cursor "über" dem Kurzschlussort positioniert, so werden Kurzschlussart und Kurzschlussströme in einem Tooltip angezeigt.



7.16 Berechnung des stationären Lastflusses - Load Adjusting, Phase Adjusting

ATPDesigner bietet eine Möglichkeit, den stationären Lastfluss in Elektroenergieversorgungsnetzen in Anlehnung an die Verfahren der Lastflussrechnung durchzuführen.

Es muss beachtet werden, dass das in ATPDesigner implementierte Verfahren zu Berechnung des stationären Lastflusses den in der Fachliteratur beschriebenen Verfahren der Lastflussberechnung (Newton-Raphson-Verfahren) nur angenähert aber nicht identisch ist. In ATPDesigner wir eine Stromiteration verwendet.

ATPDesigner sieht zwei Verfahren vor, die eine Berechnung des stationären Lastflusses in Anlehnung an die klassische Lastflussberechnung ermöglichen:

- **Load Adjusting** und **Phase Adjusting**
  - Berücksichtigung 1/2/3-phasiger Lasten (**Load** Kapitel 6.8) konstanter Leistung (PQ-Knoten in der Lastflussberechnung)
  - Berücksichtigung von automatisch arbeitenden Stufenschaltern mit Spannungsregelung (**Transformer** Kapitel 6.12)
  - Berücksichtigung 1/2/3-phasiger Netzumrichter (symmetrisch und unsymmetrisch) mit Regelung des Verschiebungsfaktors $\cos\varphi$ am Netzanschlusspunkt NAP (**3-Phase Source** Kapitel 6.7)

In Kapitel 6.4.2 werden die beiden Verfahren näher erläutert. Folgende Einstellungen müssen vorgenommen werden, um den stationären Lastfluss zu berechnen.

1. Einstelldialog **ATP Related Data** (ATP Settings im Window **Network** oder **Settings**), siehe Abbildung 355)

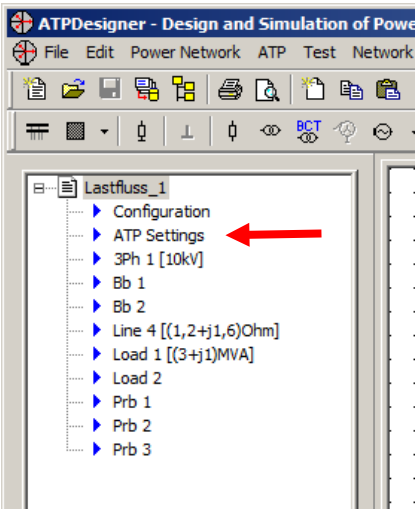


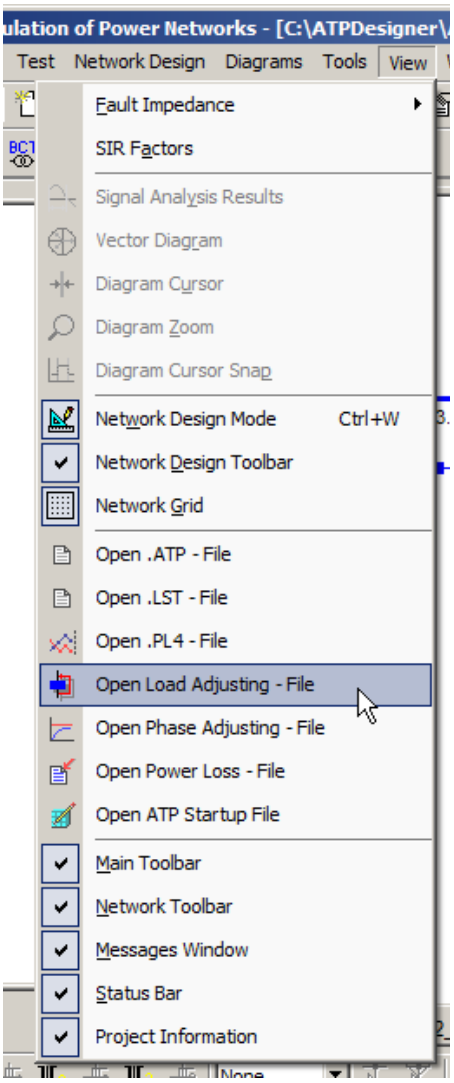
Abbildung 379: Einstelldialog ATP Data zum Aktivieren Load Adjusting, Phase Adjusting

a. Option ***Load Adjusting*** aktivieren - Toolbar Button EIN-Schalten

b. Option ***Phase Adjusting*** aktivieren - Toolbar Button EIN-Schalten

2. Berechnung des stationären Netzzustandes ***Short-Circuit Results*** starten
   Die Anzeige der Ergebnisse erfolgt in der Netzwerkgrafik z.B. direkt an den Leitungen oder mit Tooltips (siehe Kapitel 7.3).

3. Löschen der Ergebnisse mit



Arbeitsweise und Ergebnisse des Iterationsverfahren können werden in zwei Dateien protokolliert.

- **Load Adjusting-File**
  für das Iterationsverfahren **Load Adjusting**

- **Phase Adjusting-File**
  für das Iterationsverfahren **Phase Adjusting**

7.16.1 Lastflussberechnung – Meldung der Konvergenz oder Divergenz

Die Lastflussberechnung wir mit mehreren Kriterien auf Konvergenz bzw. Divergenz überwacht. Um die Konvergenz überprüfen zu können, werden in der unteren **Statuszeile** und im **Messages Window** Meldungen ausgegeben.

Zu Beginn der Lastflussberechnung wird in der unteren Statuszeile die Meldung **LF=???** ausgegeben um anzuzeigen, dass eine neue Lastflussberechnung gestartet und Konvergenz noch nicht erkannt worden ist.

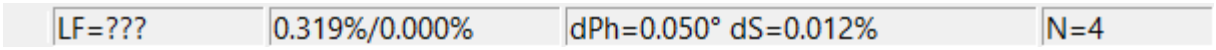


Abbildung 380: Lastflussberechnung –Konvergenz bzw. Divergenz in der *Statuszeile*

Wird eine **Konvergenz** erreicht, so wird die Meldung **LF=o.k.**, im Falle der **Divergenz** die Meldung **LF=failed**.

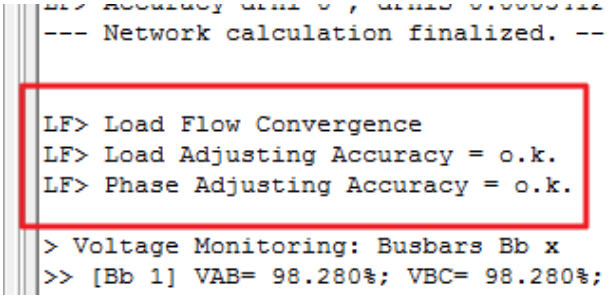


Abbildung 381: Lastflussberechnung –Konvergenz bzw. Divergenz im *Messages Window*

7.16.2 Load Adjusting-File

Nachfolgend wird der Inhalt der Textdatei angezeigt, der für jeden Iterationsschritt von ATPDesigner ausgegeben wird.

```
Network related data
  Iteration step k = 16
  Total number of Load Impedances = 2
  Total number of Network Infeeds = 3
  Total number of 2-Winding-Transformers = 0
  PQ-Nodes: Number of Load Impedances NL = 2
  PV-Nodes: Number of Network Infeeds NN = 2
  Voltage Regulator Enabled: Number of 2-Winding-Transformer NTV = 0
  Total Apparent Power S = 1.5 MVA    {Sum of all Load Impedance Settings S}
  Total Deviation |dStot| = 9.64086e-007 MVA    {Sum of (S(k) - S) of all Load Impedances}
  Average Deviation PQ-Nodes |dStot| / NL = 6.42724e-005 %
  Average Deviation PV-Nodes |dVsum| / NN = 0.000155347 %
  Average Deviation PV-Nodes |dPsum| / NN = 0.965298 %

Global settings related to the iteration
  Max. Steps = 30
  PQ-Nodes: dS = 0.2 %
  PV-Nodes: dP = 1 %
  PV-Nodes: dV = -1 %

S       : Apparent power specified by the user (setting)
S(k)    : Apparent power calculated during the iteration
          Important !!! It must be always S(k) < S. If not, iteration will be aborted.
dS(k)   : (S(k) - S) / S
P       : Active power calculated during the iteration
Q       : Reactive power calculated during the iteration
cos rho : Displacement factor calculated during the iteration
cos phi : Displacement factor specified by the user


Nachfolgend die Ausgabe der Iterationsergebnisse der PQ-Nodes (Lasten Load Impedance)
=============================================================================================
  Name   |   S [MVA]   | S(k) [MVA]   |  dS(k) [%]   |     P [MW]    |    Q [Mvar] |   cos rho    |
cos phi  | User Specific Name
  Load 1              1       0.999999 -9.64086e-005       0.999999 -3.93397e-014              1
1 Load 1
  Load 2            0.5            0.5 -8.30891e-011           0.45       0.217945            0.9
0.9 Load 2
=============================================================================================
 Total :           1.5           1.5
=============================================================================================

Nachfolgend die Ausgabe der Iterationsergebnisse der PV-Nodes (Netzeinspeisungen Network Infeed)
=============================================================================================
```

```
  Name     |  Vnom [V]    | Vpp(k) [V] |  dU(k) [%] |    Pnom [MW] |  P(k) [MW]   |   dP(k) [%] |
Q(k) [Mvar]|  OPM   | User Specific Name

          |  Phase [°]

  Network 1          20000         20000             0              1       -1.0277       -202.77
0.221157   Slack 20kV (Slack)

                        0

  Network 2          20000         20000  0.000143864            1.5       1.49101      -0.599515
0.000172069      PV 20kV (PU-Knoten 1)

                -359.777

  Network 3          20000         20000   0.00016683              1      0.986689       -1.33108
0.00162667      PV 20kV (PU-Knoten 2)

                -359.695


================================================================================================
```

Nachfolgend die Ausgabe der Sammelschienenspannungen *Busbar*

```
No. of Busbars = 2

================================================================================================

      Bb 1:          20kV         100%         100%         100% -        -

                                  100%         100%         100%

      Bb 2:          20kV     99.9997%     99.9999%         100% -        -

                              99.9998%     99.9999%     99.9998%

================================================================================================
```

Abbildung 382: *Load Adjusting:* Textausgabe für jeden Iterationsschritt

7.16.3 Phase Adjusting-File

Nachfolgend wird der Inhalt der Textdatei angezeigt, der für jeden Iterationsschritt von ATPDesigner ausgegeben wird. Im vorliegenden Beispiel wurde ein Netz mit zwei Quellen ***3-Phase Source*** verwendet.

```
Settings: Max. Iteration Steps = 20; Max. Phase = 0.1°; Max. S = 0.5%

3P-Source: WKA [3Ph 1]
  1. Step : Operation Mode 'Pnom (Ip:3p) = const.', Phase Adjusting Enabled
            Pnom = 30000kW; Vnom init = 20kV; Ip = 866.025A; Sr = 1e+015kVA
            Phase shift phi(Ip,Vpg) = 0°
            Displacement factor cos phi = 1
            Ipmax = 120%Inom; Ipmax = 1039.23A
            s = 100%; s = 100%; Snom = 30000kVA; Sber = 26223.8kVA; dS = -12.5872%
            VAG = 10.0936kV; VBG = 10.0936kV; VCG = 10.0936kV
            No. of 1P-Source N = 3
            V> = 1e+015kV; V< = 0kV; Vav = 10.0936kV = 0.874128p.u.

   Results of Step No. 1 ...
   Phase Difference phi(Ip,Vpg): PDiffAG = -202.5°; PDiffBG = 157.5°; PDiffCG = 157.5°
   Phase  Deviation:  A:  -202.5°-(0)°=157.5°;  B:  157.5°-(0)=157.5°;  C:  157.5°-
(0)°=157.5°
   Deviation Amount: |157.5°| + |157.5°| + |157.5°| = 472.5° ; Sum = 472.5°
   Phase A: PDiff = 157.5°; Phase (0) 0° - 157.5° >>> (1) 202.5°
   Phase B: PDiff = 157.5°; Phase (0) 0° - 157.5° >>> (1) 202.5°
   Phase C: PDiff = 157.5°; Phase (0) 0° - 157.5° >>> (1) 202.5°
================================================================================

No. of 1P-Source N = 3
No. of 3P-Sources 1
Total Deviation |dPhi| = 472.5°
Average Deviation |dPhi| / N = 157.5°
Total Apparent Power S = 30000kVA
Total Deviation |dS| = 3776.17kVA
Average Deviation |dS| / N = 1258.72kVA
Average Deviation |dS| / N = 4.19575%
================================================================================

No. of 1P-Source N = 3
No. of 3P-Sources 2
Total Deviation |dPhi| = 531.174°
Average Deviation |dPhi| / N = 177.058°
================================================================================
```

Abbildung 383: *Phase Adjusting:* Textausgabe für jeden Iterationsschritt

7.16.4 Ausgabe der Lastflussinformationen *LF>* im *Messages Window*

Im **Messages Window** werden zu den einzelnen Iterationsschritte der Lastflussberechnung Informationen ausgegeben. Ein Beispiel ist in Abbildung 360 dargestellt. Die der Lastflussberechnung zugeordneten Informationen werden am Zeilenanfang mit der Kennung **LF>** gekennzeichnet.

```
10.09.2014 , 17:57:12
Start the ATP calculating Short-Circuit Analysis (Steady State) C:\ATPDesigner\Data\Network_1.net
> Load adjusting enabled
> Transformer Tra 1: Voltage Regulator Winding B enabled
Load Adjusting Iteration N=1
> Checking network topology ...
>> All network elements are o.k.
> Executing the ATP ...
> Checking .LST-file ...  [C:\ATPDesigner\Data\Network_1.LST]
> ATP CPU Time 0.000s
> ATPDesigner CPU Time 0.203s
Network calculation: 0 error(s), 0 warning(s) found.
LF> Transformer Tra 1 [Tra 1]: Tap Changer Position Winding B 10->15
LF> Accuracy dS=0.406007%, dP=0%, dV=0%, TrStep=1

--- Network calculation finalized. ---


> Voltage Monitoring: Busbars Bb x
>> [Bb 1] VAB= 99.881%; VBC= 99.881%; VCA= 99.881% :
>> [Bb 1] VAG= 99.881%; VBG= 99.881%; VCG= 99.881% :
>> [Bb 2] VAB= 99.797%; VBC= 99.797%; VCA= 99.797% : Bb 2
```

Abbildung 384: Lastflussinformationen im *Messages Window*

LF> Transformer Tra 1 [Tra 1]: Tap Changer Position Winding B 10->15
Das Beispiel in Abbildung 360 zeigt, dass der Transformator **Tra 1** die Stufung des Stufenschalters, der an der Wicklung **Winding B** arbeitet, von Stufe 10 auf Stufe 15 heraufgestuft hat.

LF> Accuracy dS=0.406007%, dP=0%, dV=0%, TrStep=1
In dieser Ausgabezeile sind die Kriterien dargestellt, mit denen die Konvergenz der Lastflussberechnung überwacht wird.

- **dS** : Abweichung der Scheinleistung der **PQ-Knoten** (Lasten) von der installierten Gesamtscheinleistung

- **dP** : Abweichung der Wirkleistung der **PU-Knoten** (Netzeinspeisungen) von der installierten Gesamtwirkleistung
- **dV** : Abweichung der Knotenspannungen der **PU-Knoten** (Netzeinspeisungen) von Nennspannung

- **TrStep = 1**
  Der Wert **TrStep = 1** zeigt an, ob ein Stufenschalter eines Transformators nach dem letzten Iterationsschritt der Lastflussberechnung verändert worden ist und noch eine weitere Netzberechnung erforderlich ist, damit die veränderte Stufung in der Lastflussberechnung berücksichtigt wird.

LF> Accuracy dS=0.0199408%, dP=0%, dV=0%, TrStep=0
Wurde die Stufung der Stufenschalter der Transformatoren Berücksichtigt, so muss der Parameter **TrStep = 0** anzeigen.

```
Load Adjusting Iteration N=2
> Checking network topology ...
>> All network elements are o.k.
> Executing the ATP ...
> Checking .LST-file ...  [C:\ATPDesigner\Data\Network_1.LST]
> ATP CPU Time 0.016s
> ATPDesigner CPU Time 0.209s
Network calculation: 0 error(s), 0 warning(s) found.
LF> Accuracy dS=0.0199408%, dP=0%, dV=0%, TrStep=0

--- Network calculation finalized. ---
```

Abbildung 385: *TrStep = 0* : Stufenschalter wurden berücksichtigt

7.16.5 Schrägregler-Transformatoren in der Lastflussberechnung

Wir eine Lastflussberechnung in einem symmetrischen Netz d.h. eine Lastflussberechnung nur im Mitsystem durchgeführt, so kann ein Schrägregler-Transformator vereinfacht durch zwei Lasten **Load Impedance** nachgebildet werden. Es muss hier beachtet werden, dass es sich nur um eine Nachbildung im Mitsystem handelt.

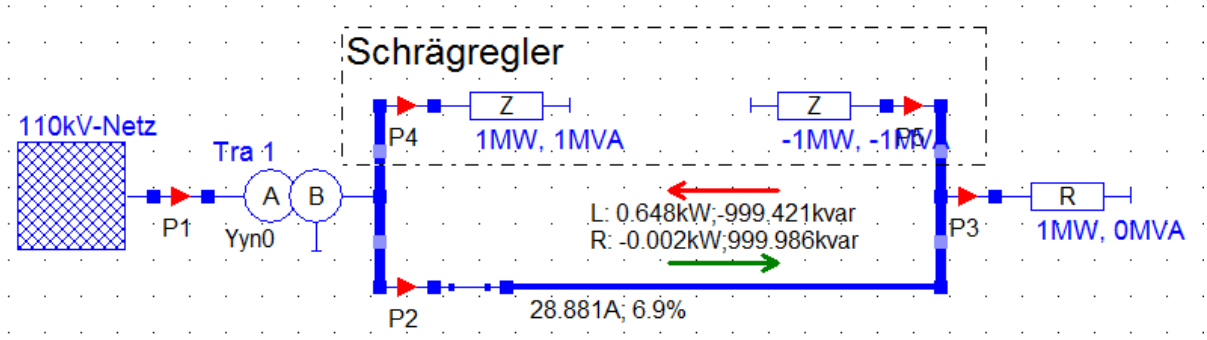


Abbildung 386: Schrägregler-Transformatoren in der Lastflussberechnung

In dem Beispiel in Abbildung 362 wurden folgende Werte für die Lasten gewählt. Die Lasten **Load 2** (Messort P4) und **Load 3** (Messort P5) werden als Mitsystemmodell für den Schrägregler-Transformator verwendet.

- **Load 1** : P = 1MW, Q = 0MVA (Messort P3)
- **Load 2** : P = 1MW, Q = 1MVA (Messort P4) ➔ Leistungsbezug
- **Load 3** : P = -1MW, Q = -1MVA (Messort P5) ➔ Leistungseinspeisung

7.17 Short-Circuit Power Calculation - Kurzschlussleistung S_k“

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die Kurzschlussleistung Sk“ an den Sammelschienen eines Elektroenergieversorgungsnetzes automatisch zu berechnen. Die Ergebnisse werden in der Netzgrafik und im **Messages Window** angezeigt. In Abbildung 363 ist beispielhaft das Ergebnis dargestellt.

Die Berechnung der Kurzschlussleistung kann nach dem Überlagerungsverfahren basierend auf einer Knotenpotentialanalyse des elektrischen Netzes erfolgen oder in Anlehnung an VDE 0102 (siehe Kapitel 8). Ist die Option VDE 0102 aktiviert, so wird die Kurzschlussleistung mit Hilfe der Methode der Ersatzspannungsquelle nach VDE 0102 berechnet. Es gelten die Einstellwerte in dem Einstelldialog des Berechnungsverfahrens nach VDE 0102 (siehe Kapitel 6.4.7). Dabei wird intern die Ersatzspannungsquelle an den jeweiligen Sammelschienen angeschlossen, um den 3-poligen Erdkurzschlussstrom zu berechnen.

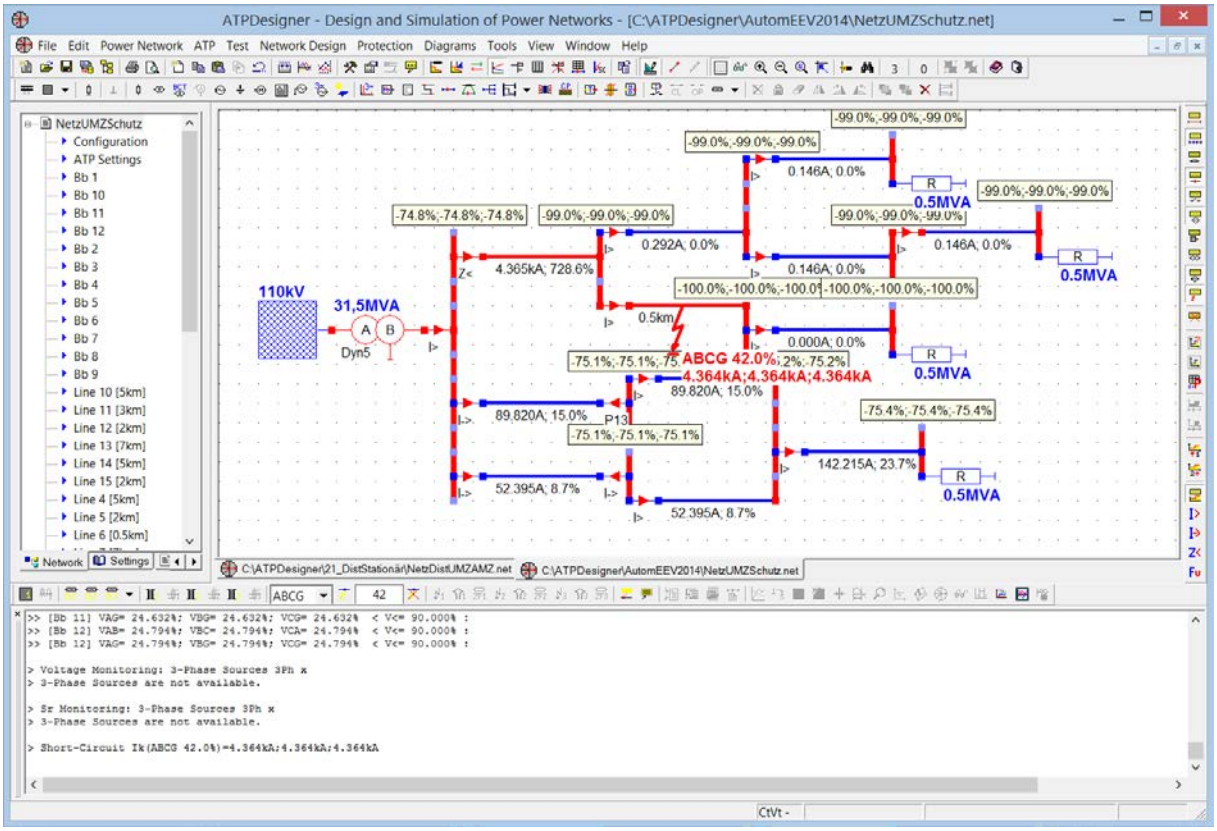


Abbildung 387: Short-Circuit Power Calculation – Berechnung der Kurzschlussleistung S_k“

Die Berechnung der Kurzschlussleistungen Sk“ wird durch den Toolbar Button oder den Menüpunkt **Short-Circuit Power Calculation** im Hauptmenü **ATP** gestartet. ATPDesigner parametriert nacheinander einen 3-poligen Erdkurzschluss (3pE) an den Sammelschienen und berechnet den gegen Erde fließenden 3-poligen Kurzschlussstrom I''_{k3pE}. Die Berechnung erfolgt mit Gleichung (1.186).

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{k3pE}'' \qquad (1.186)$$

Im Messages Window wird zusätzlich zur Kurzschlussleistung der 3-polige Erd-Kurzschlussstrom I''_{k3pE} ausgegeben. Die Anzeige der Kurzschlussleistung kann mit dem Toolbar-Button entfernt werden.

Hinweis
Sind Schutzfunktionen von **Probe** aktiviert, werden die Ergebnisse Schutzanalyse in der Netzwerkgrafik angezeigt. Die Anzeige der Netzwerkgrafik kann mit den Toolbar-Buttons oder dem Hauptmenü **Protection** ausgeschaltet werden.

8 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102

ATPDesigner ermöglicht die Berechnung des **Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I_k"** in Anlehnung an VDE 0102 (IEC 60909-0:2xxx) nach dem **Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle**. Die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 wird in der Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** des Einstelldialogs **ATP Related Settings** aktiviert.

Grundlage der Implementierung in ATPDesigner ist der Stand IEC 60909-0:2xxx bzw. EN 60909-0:2xxx (Ausgabe Juli 2002). Die Europäische Norm EN 60909-0:2xxx hat den Status einer Deutschen Norm.

Die Implementierung der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) in ATPDesigner basiert auf der EN-Norm EN 60909-0:2xxx, wendet diese aber nicht vollständig an. Daher ist es möglich, dass die in ATPDesigner mit aktivierter Option **VDE 0102 (IEC 60909)** berechneten Kurzschlussströme eine von der Norm EN 60909-0:2xxx abweichende Genauigkeit aufweisen. **Im Folgenden wird in dieser Einführung der in ATPDesigner implementierte Teil der Norm EN 60909-0:2xxx kurz als Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 bezeichnet.**

Generell muss beachtet werden, dass die in ATPDesigner implementierte Kurzschlussstromberechnung in Anlehnung nach VDE 0102 (IEC 60909) nur für Lehr- und Ausbildungszwecke zu verwenden ist, nicht aber für die Planung oder Überprüfung von Elektroenergieversorgungsnetzen oder vergleichbaren Zwecken.

Hinweis
Die Überwachung der Netzspannung (**Voltage Monitoring**, Kapitel 7.10) wird auch während der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 durchgeführt. Die Ergebnisse werden im **Messages Window** ausgegeben.

Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 und Schutzfunktionen
Die Schutzfunktionen der **Probe** werden bei aktiver Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 nicht ausgeführt.

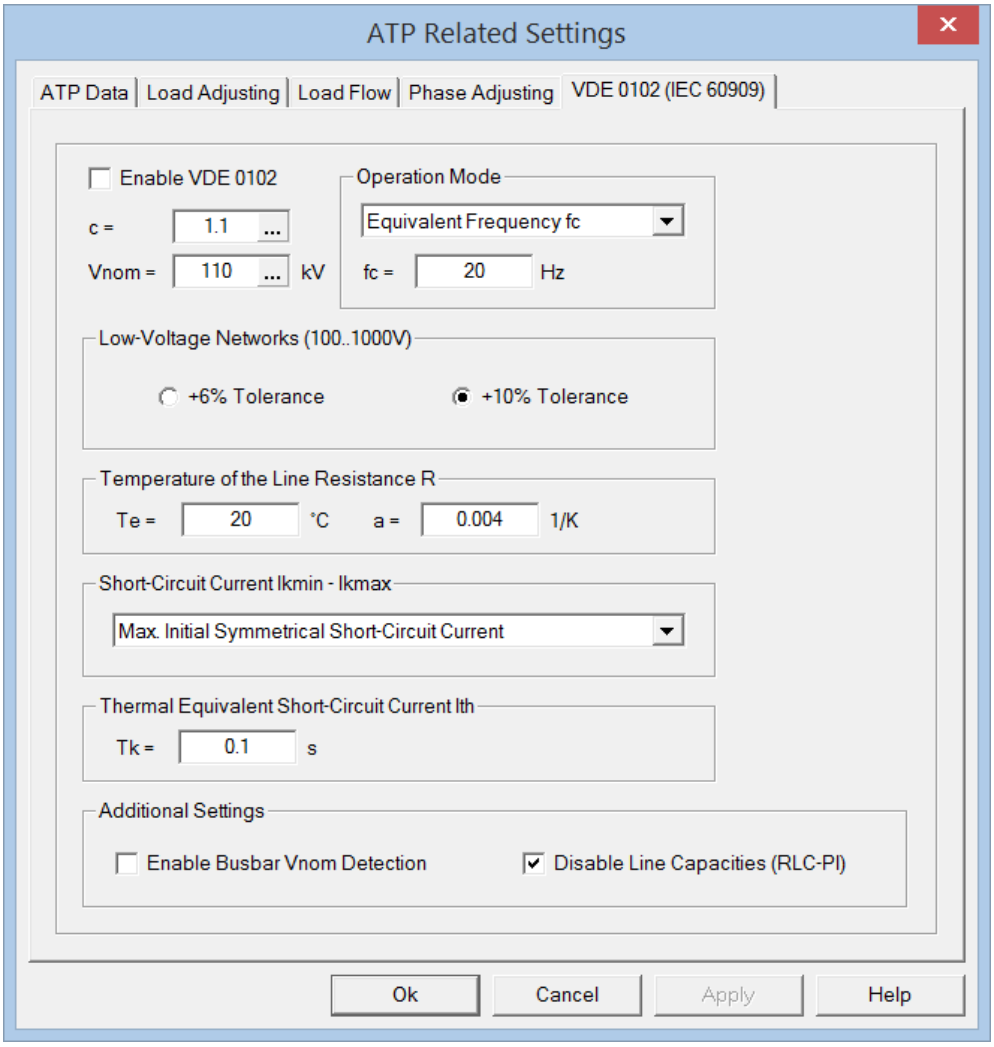


Abbildung 388: Einstelldialog zur Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102

Vor der Anwendung der in ATPDesigner implementierten Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 sollte unbedingt die Norm EN 60909-0:2xxx voll-ständig gelesen werden. Das vorliegende Tutorial ersetzt nicht eine detaillierte Kenntnis und ein vertieftes Verständnis der Kurzschlussstromberechnung entsprechend der Norm EN 60909-0:2xxx.

Enable VDE 0102
Die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 wird ein- oder ausgeschaltet.

c
Spannungsfaktor c für die Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle zur Berechnung des kleinsten oder größten Kurzschlussstroms, abhängig von der Nennspannung V_{nom} an der Kurzschlussstelle

Vnom
Nennspannung der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle in kV

Enable Busbar Vnom Detection
Liegt der Kurzschlussort an einer Sammelschiene, so wird die Nennspannung der Sammelschiene automatisch als Nennspannung der Ersatzspannungsquelle übernommen, falls die Option aktiviert ist.

Disable Line Capacities (RLC-PI)
Falls die Option aktiviert ist, werden die Kapazitäten der Leitungen für das RLC-PI-Leitungsmodell für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE0102 temporär deaktiviert (siehe Kapitel 8.2.6) d.h. netzphysikalisch nicht berücksichtigt.

fc
Ersatzfrequenz f_c in Hz

Te
Temperatur der Leiterseile am Ende der Kurzschlussdauer zur Berechnung der Resistanz

$$R = \left[1 + \alpha\left(T_e - 20^oC\right)\right] \cdot R_{20} \qquad (1.187)$$

R_{20} Resistanz bei einer Temperatur von 20°C
α Temperaturkoeffizient a

a
Temperaturkoeffizient α in 1/K

Operation Mode
Mit diesem Einstellwert kann das Verfahren zur Bestimmung des R/X-Verhältnisses der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle nach VDE 0102 ausgewählt werden. Aus dem R/X-Verhältnis wird nach VDE 0102 der κ-Faktor und der Stoßkurzschlussstrom i_P berechnet.

- **R/X-Ratio at SC Location** R/X-Verhältnis an der Kurzschlussstelle
- **Equivalent Voltage Source** Verfahren der Ersatzfrequenz f_c

Low-Voltage Networks (100..1000V)
In Niederspannungsnetzen muss für die Berechnung des größten Kurzschlussstromes hinsichtlich des Spannungsfaktors c_{max} zwischen Netzen mit einer maximal zulässigen Spannung von 106% U_n und 110% U_n unterschieden werden (siehe VDE 0102). Der Spannungsfaktor c_{max} wird für die Berechnung der Impedanzkorrekturfaktoren K_T für Transformatoren und K_G für Synchrongeneratoren verwendet.

- **+6% Tolerance**: maximal zulässige Netzspannung 106% U_n
- **+10% Tolerance**: maximal zulässige Netzspannung 110% U_n

Hinweis
Die Anzeige der berechneten Kurzschlussströme etc. erfolgt in einem Tooltip,

der angezeigt wird, wenn der Mouse-Cursor "über" den Short-Circuit (siehe Kapitel 7.14.1) bewegt wird.

Short-Circuit Current Ikmin - Ikmax

- **Max. Initial Symmetrical Short-Circuit Current**
  Berechnung des größten Kurzschlussstroms nach VDE 0102

- **Min. Initial Symmetrical Short-Circuit Current**
  Berechnung des kleinsten Kurzschlussstroms nach VDE 0102

  Hinweis
  Mit der Auswahl des kleinsten oder größten Kurzschlussstroms werden von ATPDesigner einige Anpassungen bzgl. der Spannungsfaktoren für die einzelnen Betriebsmittel nach VDE 0102 durchgeführt:
  - Spannungsfaktor der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle
  - Spannungsfaktor für die Netzeinspeisungen

Thermal Equivalent Short-Circuit Current Ith

- Tk Zeitdauer des Kurzschlusses

Für die Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{th} wird angenommen, dass der Kurzschluss für die Zeitdauer T_k ansteht. Die Kurzschlussdauer T_k wird nach VDE 0102 bei der Berechnung des **thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{th}** sowie des **maximal zulässigen thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{thk}** (siehe Kapitel 8.1.2) verwendet.

8.1 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 in ATPDesigner

Die Berechnung der Kurzschlussströme nach VDE 0102 mit ATPDesigner verwendet zur Nachbildung des Elektroenergieversorgungsnetzes ausschließlich 3-phasige Modelle der darin enthaltenen Betriebsmittel. Die Kurzschlussstromberechnung erfolgt im natürlichen System (RST- oder L123-System), nicht im System der Symmetrischen Komponenten. Im Gegensatz dazu sieht die Norm EN 60909-0:2xxx eine Kurzschlussstromberechnung mit Hilfe der Symmetrischen Komponenten (012-System) vor.

An der Kurzschlussstelle wird abhängig von der Kurzschlussart eine 1-, 2- oder 3-phasige Spannungsquelle angeschlossen. Insofern wird die Ersatzspannungsquelle nach VDE 0102 abhängig von der Kurzschlussart durch 1/2/3-Spannungsquellen nachgebildet.

- **3-poliger Kurzschluss 3pE/3p**
  3-phasige symmetrische Drehspannungsquelle zwischen dem kurzschlussbetroffenen Netzknoten und Bezugspotential

- **2-poliger Kurzschluss mit Erdberührung 2pE**

2-phasige Spannungsquelle zwischen dem kurzschlussbetroffenen Netzknoten und Bezugspotential mit einer Phasenverschiebung von 120°

- **2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung 2p**
  1-phasige potentialfreie Spannungsquelle zwischen den beiden kurzschlussbetroffenen Netzknoten

- **1-poliger Erdkurzschluss 1pE**
  1-phasige Spannungsquelle zwischen dem kurzschlussbetroffenen Netzknoten und Bezugspotential

Es ist darauf zu achten, dass das Bezugspotential im Sinne der Knotenpotentialanalyse mit dem Bezugsknoten identisch ist.

Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$

Die Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ ist abhängig von der Kurzschlussart und basiert auf der/den Kurzschlussmessschleife(n), die ausgehend von der/den Ersatzspannungsquelle(n) gebildet wird/werden. Beim 3-poligen Kurzschluss ergeben sich somit drei Kurzschlussmessschleifen und drei Kurzschlussimpedanzen, die wegen des symmetrischen Netzes identisch sein müssen. ATPDesigner stellt abhängig von der Kurzschlussart die Kurzschlussimpedanzen für alle Kurzschlussmessschleifen in einem Tooltip dar.

$$\underline{Z}_k = \frac{U_F}{\underline{I}_k''} \qquad (1.188)$$

Es ist darauf zu achten, dass der Wert der von ATPDesigner angezeigten Kurzschlussimpedanz(en) im natürlichen System (RST- oder L123-System) berechnet wird, nicht im 012-System der Symmetrischen Komponenten. Nur im Falle des 3-poligen Kurzschluss sind die Kurzschlussimpedanzen im natürlichen System und im 012-System identisch.

Genauigkeiten der Kurzschlussstromberechnung in ATPDesigner

Die Vorschriften der Norm EN 60909-0:2xxx wurden in der Implementierung in ATPDesigner soweit möglich berücksichtigt. Trotzdem sind von der Norm EN 60909-0:2xxx abweichende Genauigkeiten der berechneten Kurzschlussströme nicht auszuschließen.

Wird mit ATPDesigner eine Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 durchgeführt, wird der **Short-Circuit zur Definition der Kurzschlussstelle** verwendet. An Stelle eines niederohmigen Kurzschlusses wird an der Kurzschlussstelle je nach Fehlerart eine, zwei oder drei Ersatzspannungsquellen entsprechend dem **Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle** nach VDE 0102 verwendet.

1. Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 aktivieren
   a. Einstelldialog **ATP Data (ATP Related Settings)** öffnen
   b. Registerkarte **VDE 0102 (IEC60909)** öffnen
   c. Kurzschlussstromberechnung aktivieren **(Enable VDE 0102)**

2. Einstellwerte definieren
    a. Einstelldialog **ATP Data (ATP Related Settings)** öffnen
    b. Spannungsfaktor **c** für die Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle
    c. Nennspannung an der Kurzschlussstelle $\mathbf{V_{nom}}$ vor Kurzschlusseintritt
    d. Betriebsart (Operation Mode), ggfs. Ersatzfrequenz $\mathbf{f_c}$ anpassen
    e. Berechnung des größten oder kleinsten Kurzschlussstroms auswählen

3. Die Spannungsfaktoren c_Q werden für alle Netzeinspeisungen nach dem Schließen des Einstelldialogs **ATP Data (ATP Related Settings)** automatisch konfiguriert. Trotzdem sollten die Spannungsfaktoren c_Q in den Einstelldialogen der Netzeinspeisungen (**Network Infeed**) kontrolliert werden.

4. Kurzschluss (Short-Circuit) an die Kurzschlussstelle setzen
    a. jeder Knoten im Netzwerk z.B. an Sammelschienen
    b. an jeder Position entlang einer Leitung mit Ausnahme der Leitungen *Line 1*, *Line 2* und *Line 3*.
5. Kurzschlussstromberechnung starten
6. Tooltip anzeigen: Mouse-Cursor "über" den **Short-Circuit** bewegen
7. Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung (Inhalt des Tooltips) werden zusätzlich im Meldungsfenster (siehe Abbildung 365) angezeigt.

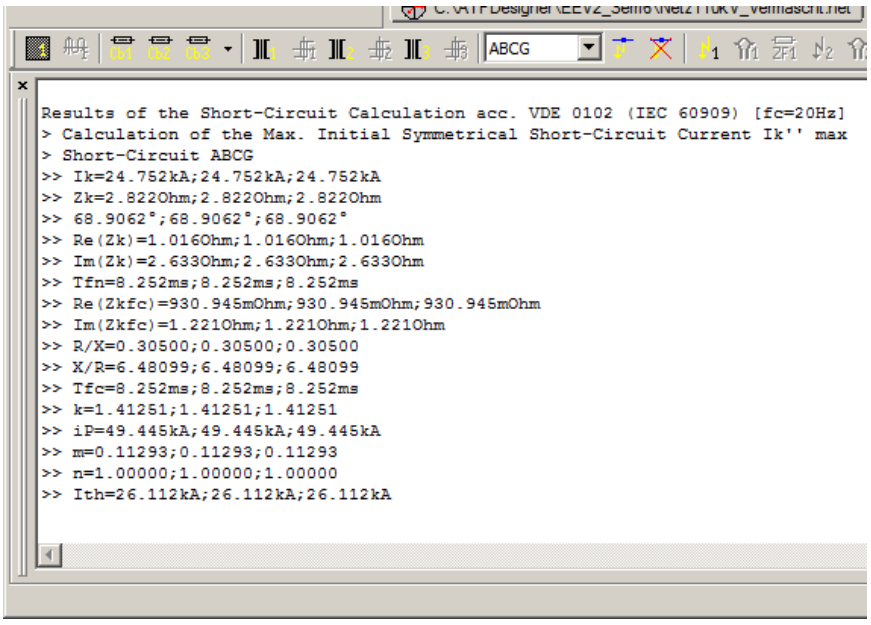


Abbildung 389: Ergebnis der KS-Berechnung nach VDE 0102 im Meldungsfenster

Die Fehlermeldung nach Abbildung 366 wird angezeigt, wenn die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 aktiviert ist und kein Kurzschluss mit Hilfe des ***Short-Circuit*** im Netz verwendet wird.

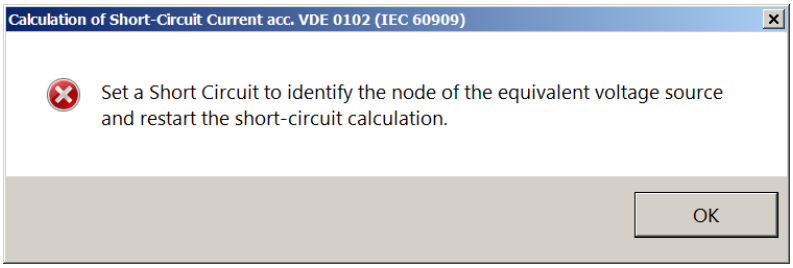


Abbildung 390: Fehlermeldung : Kein Short-Circuit (roter Blitz) im Netzwerk vorhanden

Wird ein 3-poliger Erdkurzschluss (ABCG) an einer Sammelschiene (**Busbar**, Kapitel 6.19) angeschlossen, so wird die Kurzschlussleistung S_k" berechnet und im Tooltip der Sammelschiene ausgegeben (siehe Kapitel 7.9.4).

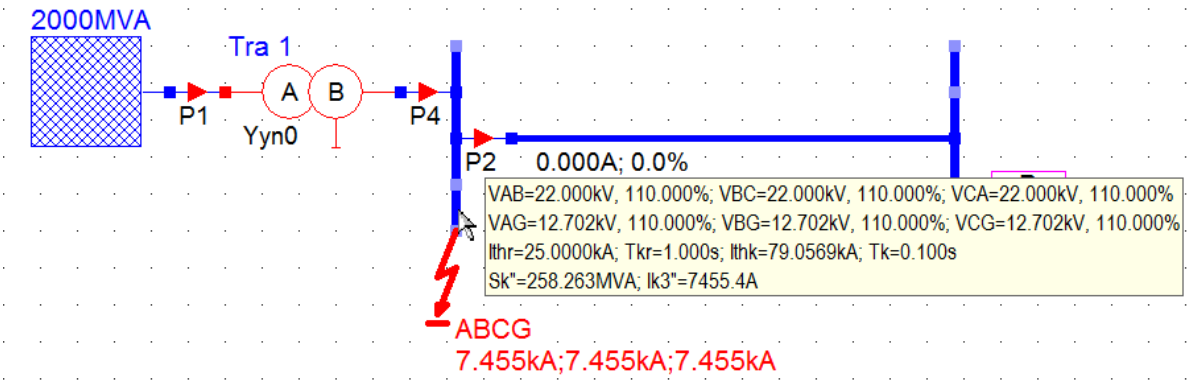


Abbildung 391: Berechnung der Kurzschlussleistung S_k" beim 3-poligen Erdkurzschluss

8.1.1 Methode: Verhältnis R/X an der Kurzschlussstelle

Die Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes I_k" und des Stoßkurzschluss-stroms i_P erfolgt bei einer Netzfrequenz f_n = 50Hz.

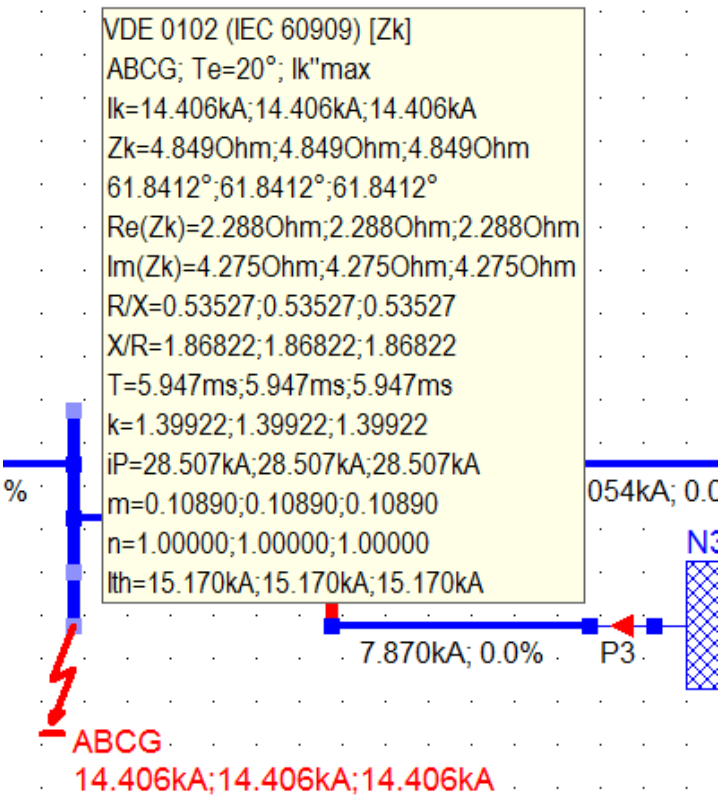


Abbildung 392: Tooltip: Verhältnis R/X an der Kurzschlussstelle

Die Werte in dem Tooltip nach Abbildung 368 haben folgende Bedeutung.

VDE 0102 (IEC 60909) [Zk]

1. Zeile: Fehlerart z.B. ABCG; Temperatur T_e der Leiterseile am Ende des Kurzschlusses
2. Zeile: Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k"
3. Zeile: Betrag der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
4. Zeile: Phasenwinkel der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
5. Zeile: Realteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
6. Zeile: Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
7. Zeile: R/X-Verhältnis
8. Zeile: X/R-Verhältnis
9. Zeile: Zeitkonstante der Kurzschlussimpedanz T = L / R
10. Zeile: κ-Faktor
11. Zeile: Stosskurzschlussstrom i_P
12. Zeile: Faktor m zur Berechnung I_{th}
13. Zeile: Faktor n zur Berechnung I_{th}
14. Zeile: Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{th}

Der Inhalt des Tooltips zeigt die angegebenen Ergebnisse je Kurzschlussschleife im RST-System in Abhängigkeit der Fehlerart an. Für einen 3-poligen Kurzschluss ABCG werden die Kurzschlussdaten für die kurzschlussbetroffenen Leiter A (=L1=R), B (=L2=S) und C

(=L3=T) angezeigt. Am Kurzschlussort wird in der Netzwerkgrafik zusätzlich der Betrag des Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k" angezeigt.

Berechnung des κ-Faktor und des Stoßkurzschlussstromes i_P
Die Berechnung des erfolgt nach den folgenden Gleichungen:

$$\kappa = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-\frac{R}{X}} \qquad (1.189)$$

$$i_P = 1{,}15 \cdot \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k'' \qquad (1.190)$$

Der Faktor 1,15 wird unabhängig vom R/X-Verhältnis der einzelnen Zweige des Netzes immer bei der Berechnung des Stoßkurzschlussstroms i_P berücksichtigt. Nach VDE 0102 kann der Faktor 1,15 unberücksichtigt bleiben, wenn in allen Zweigen des Netzes der R/X-Faktor < 0,3 ist.

Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{th}
siehe Kapitel 8.1.2

8.1.2 Methode: Ersatzfrequenz f_c

Die Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes I_k" erfolgt für eine Netzfrequenz f_n = 50Hz, die Berechnung des Stoßkurzschlussstroms i_P bei der Ersatzfrequenz f_c = 20Hz.

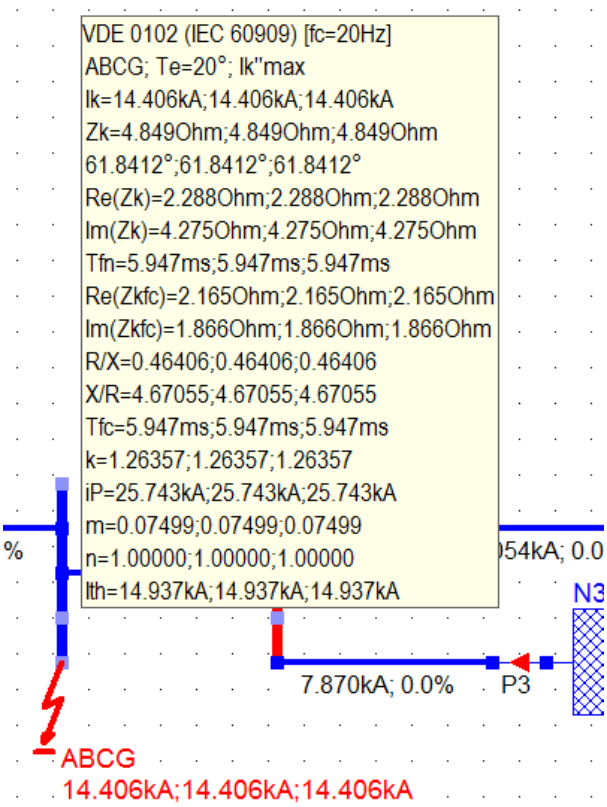


Abbildung 393: Tooltip: Ersatzfrequenz f_c

Die Werte in dem Tooltip nach Abbildung 369 haben folgende Bedeutung.

VDE 0102 (IEC 60909) [fc=20Hz]

Netzberechnung für die Netznennfrequenz f_n

1. Zeile: Fehlerart z.B. ABCG; Temperatur der Leiterseile T_e am Ende des Kurzschlusses
2. Zeile: Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k"
3. Zeile: Betrag der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
4. Zeile: Phasenwinkel der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
5. Zeile: Realteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
6. Zeile: Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
7. Zeile: Zeitkonstante der Kurzschlussimpedanz T_{fn} = L / R

Netzberechnung für die Ersatzfrequenz f_c

8. Zeile: Realteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
9. Zeile: Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
10. Zeile: R/X-Verhältnis
11. Zeile: X/R-Verhältnis
12. Zeile: Zeitkonstante der Kurzschlussimpedanz T_{fc} = L / R
13. Zeile: κ-Faktor
15. Zeile: Stosskurzschlussstrom i_P
16. Zeile: Faktor m zur Berechnung I_{th}
17. Zeile: Faktor n zur Berechnung I_{th}
18. Zeile: Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{th}

Am Kurzschlussort wird in der Netzwerkgrafik zusätzlich der Betrag des Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k" angezeigt.

Berechnung des κ-Faktor und des Stoßkurzschlussstromes i_P
Die Berechnung des erfolgt nach den folgenden Gleichungen:

$$\kappa = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-\frac{R}{X}} \qquad (1.191)$$

$$i_P = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k'' \qquad (1.192)$$

Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{th}
Die Faktoren m und n werden nach VDE 0102 berechnet.

$$I_{th} = I_k'' \cdot \sqrt{m+n} \qquad (1.193)$$

n = 1 für generatorferne Kurzschlüsse in Verteilnetzen mit I_k" = I_k

$$m = \frac{1}{2 \cdot f \cdot T_k \cdot \ln(\kappa - 1)} \cdot \left(e^{4 \cdot f \cdot Tk \cdot \ln(\kappa - 1)} - 1 \right) \qquad (1.194)$$

Bei der Berechnung des Faktors m ist zu beachten, dass für **κ = 2** der Term

$$\frac{1}{2 \cdot f \cdot T_k \cdot \ln(\kappa - 1)} \quad \overset{\kappa = 2}{\rightarrow} \quad \infty \Rightarrow m \rightarrow \infty \tag{1.195}$$

gegen unendlich geht und somit eine Polstelle von Gleichung (1.194) darstellt. Der Faktor m geht damit ebenfalls gegen unendlich. Dieser Fall kann dann eintreten, wenn für das Verfahren "**Verhältnis R/X an der Kurzschlussstelle**" (Kapitel 8.1.1) ein κ-Faktor ≥ 2 berechnet wird. Nach VDE 0102 wird der κ-Faktor für dieses Verfahren auf κ = 2 begrenzt. Auch für das Verfahren "**Ersatzfrequenz f_c**" (Kapitel 8.1.2) kann dieser Fall eintreten, ist aber in realen Netzen eher unwahrscheinlich.

Tritt der Fall $\kappa \geq 2$ im Verlaufe einer Kurzschlussstromberechnung auf, so wird von ATPDesigner eine Fehlermeldung ausgegeben (Abbildung 370). Die Fehlermeldung wird auch im Ausgabefenster **Messages Window** ausgegeben. Die beiden Faktoren m und n, die zur Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{th} benötigt werden, werden wie abgebildet mit dem Wert Null ausgegeben.

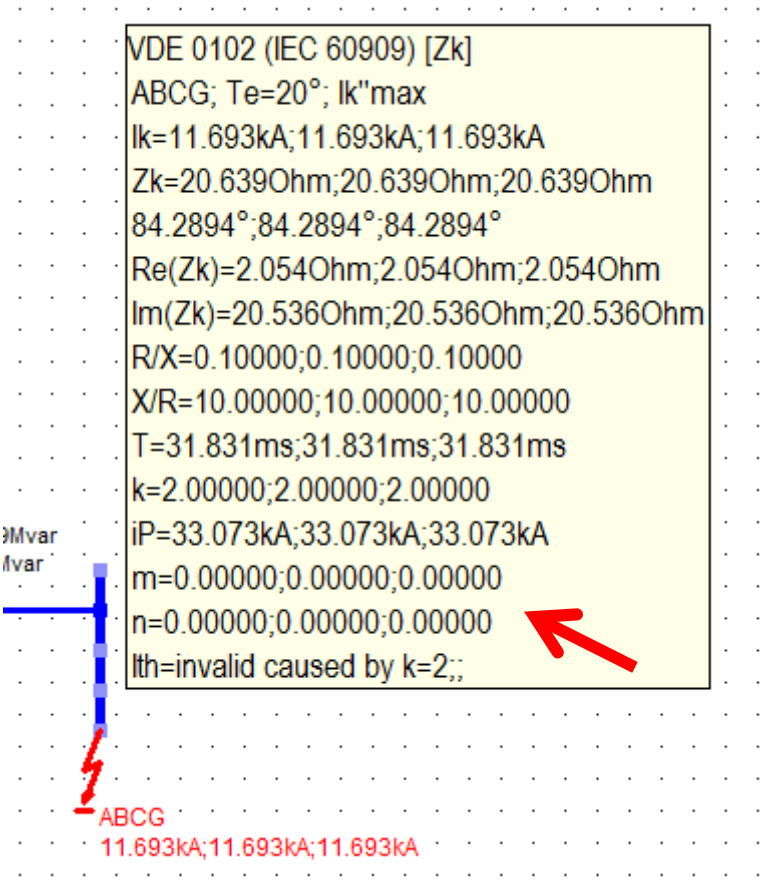


Abbildung 394: Fehlermeldung: Berechnung I_{th} ist ungültig im Tooltip

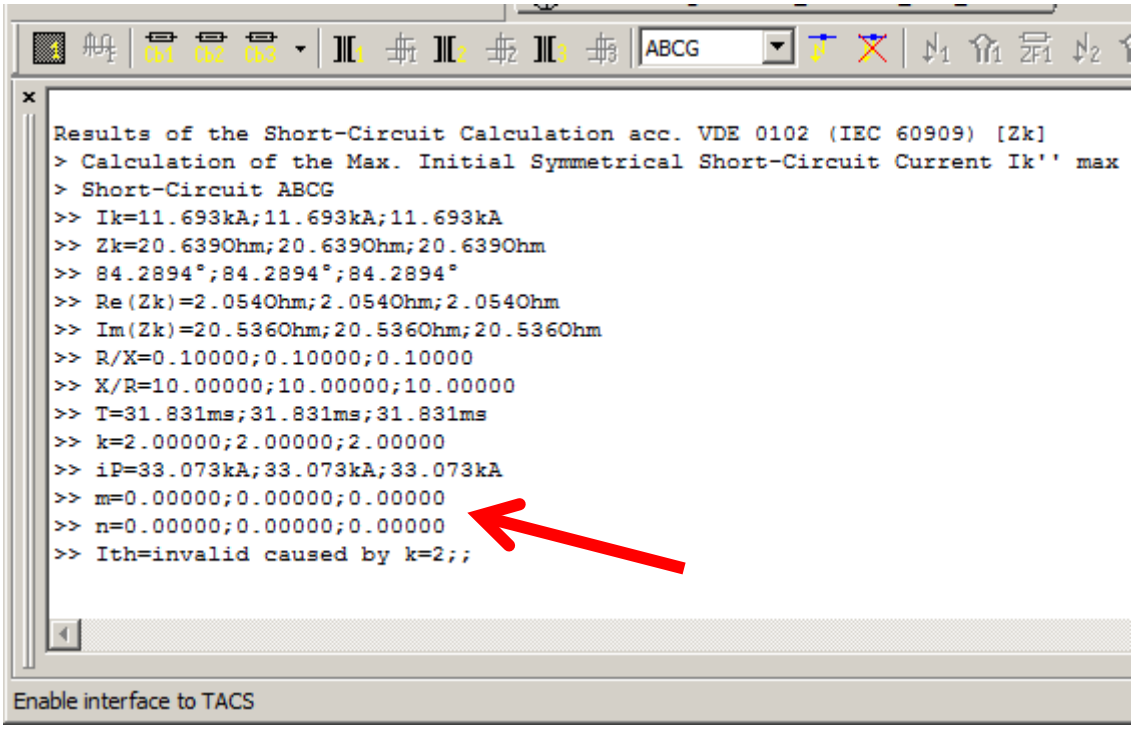


Abbildung 395: Fehlermeldung: Berechnung I_{th} ist ungültig im Messages Window

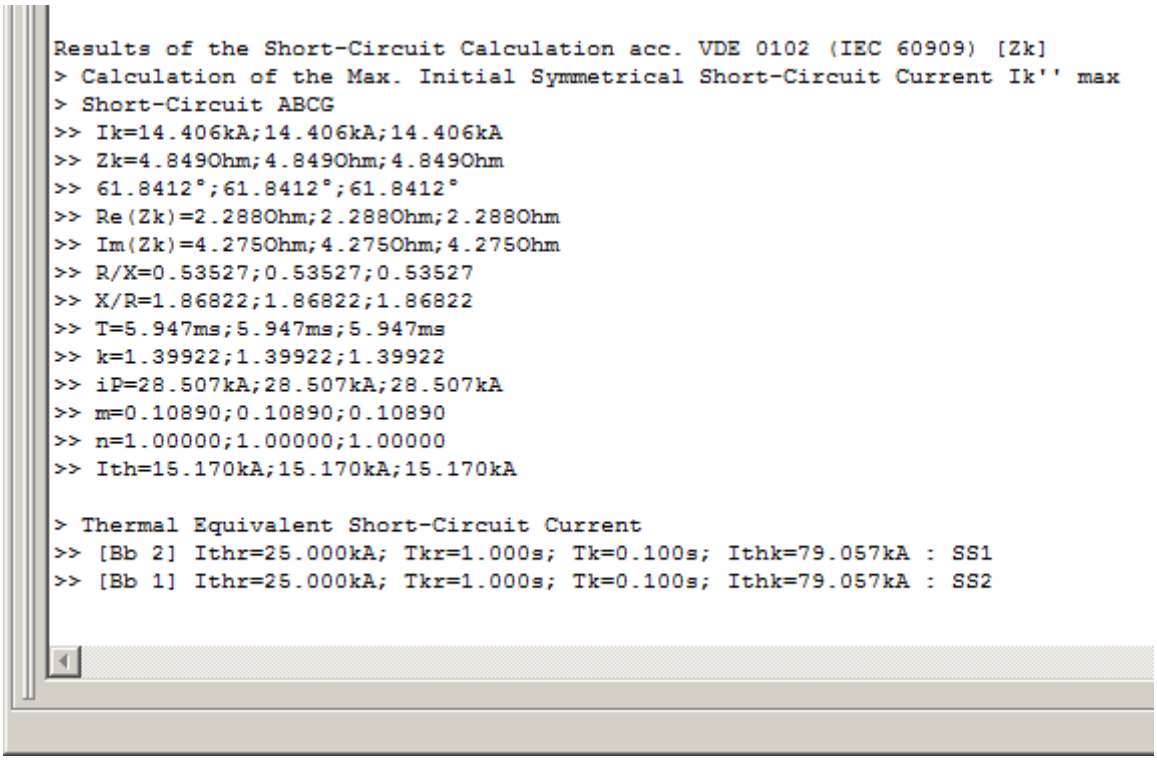


Abbildung 396: Maximal zulässiger thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{thk}

Der maximal zulässige thermisch gleichwertige Kurzschlussstrom I_{th} wird für die Sammelschienen berechnet (siehe Kapitel 6.19) und Im Messages Window ausgegeben. Der hier angezeigte maximal zulässige thermisch gleichwertige Kurzschlussstrom I_{th} muss größer oder gleich dem nach VDE 0102 berechneten thermisch gleichwertigen Kurzschlussstrom I_{th} (siehe Abbildung 368 und Abbildung 369) sein.

$$I_{thk} = I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} \tag{1.196}$$

mit Bemessungswert des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{thr}
Bemessungswert für die Kurzschlussdauer T_{kr}
Maximal zulässiger thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{thk}
Maximal zulässige Kurzschlussdauer T_k

Hinweis
Die maximal zulässige Kurzschlussdauer T_k wird im Einstelldialog zur Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (Abbildung 364) eingestellt. Der Einstellwert muss abhängig von den verwendeten Schutzeinrichtungen gewählt werden. Die Grundeinstellung von 100ms entspricht der in Hoch- und Höchstspannungsnetzen üblicherweise geforderten maximalen Kurzschlussdauer. Die maximal zulässige Kurzschlussdauer beginnt mit dem Eintritt des Kurzschlusses im Netz und berücksichtigt die Kommandozeit der Schutzeinrichtung sowie das Öffnen des Leistungsschalters inklusive der Lichtbogenlöschung bis einschließlich dem Unterbrechen des Kurzschlussstroms.

Für das Beispiel in Abbildung 372 gilt:

$$I_{thk} = I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} = 25kA \cdot \sqrt{\frac{1s}{0,1s}} = 79,057\text{kA} \tag{1.197}$$

Es muss hier beachtet werden, dass

- Die **Bemessungswerte I_{thr} und T_{kr}** müssen für die Betriebsmittel z.B. die Sammelschienen in den zugehörigen Einstelldialogen der Betriebsmittel eingestellt werden.

- Die **maximal zulässige Kurzschlussdauer T_k** wird im Einstelldialog für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (Abbildung 364) eingestellt.

8.2 Hinweise zu den Betriebsmittelmodellen

Die Berechnung der Kurzschlussströme nach VDE 0102 setzt die Verwendung definierter Betriebsmittelmodelle voraus.

Im Folgenden werden Abweichungen der in ATPDesigner verwendeten Betriebsmittelmodelle zu den in VDE 0102 definierten Betriebsmittelmodellen erläutert, wenn die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 aktiviert ist.

8.2.1 Synchrongenerator

Netzwerkelement in ATPDesigner *Generator* (Kapitel 6.14.1)
Nach EN 60909-0:2xxx wird der Synchrongenerator als 3-phasige, symmetrische Impedanz $\underline{Z}_{GK}$ mit dem Impedanzkorrekturfaktor K_G nachgebildet. ATPDesigner verwendet nicht das ATP basierte Modell zur Nachbildung des elektro-mechanischen Verhaltens der Kombination Turbine(n)-Synchrongenerator sondern die Impedanz nach der Norm EN 60909-0:2xxx als 3-phasige, symmetrische Impedanz.

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \cdot \sin\varphi_{rG}} \quad mit\ c_{max} = f\left(V_{nG}\right) \tag{1.198}$$

$$\underline{Z}_{GK} = K_G \cdot \underline{Z}_G \tag{1.199}$$

Die Einstellwerte sind in dem Untereinstelldialog **VDE 0102** enthalten. Der **Spannungsfaktor c_{max}**, der für die Berechnung des Impedanzkorrekturfaktors K_T benötigt wird, wird in Abhängigkeit der im Untereinstelldialog **VDE 0102** einstellbaren Werte **$V_{nG} = U_n$** und ***Phi* = φ_{rG}** ermittelt.

8.2.2 Spannungsquellen

Netzwerkelement in ATPDesigner *3-Phase Source* (Kapitel 6.7)
Die Spannungsquelle wird vor dem Start der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 automatisch deaktiviert. Es erfolgt eine Benachrichtigung des Anwenders.

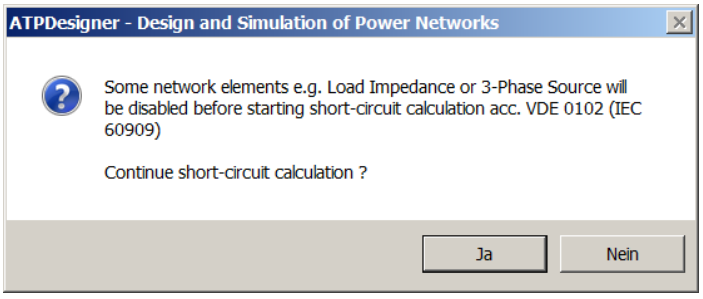


Abbildung 397: VDE 0102: Deaktivierung von Betriebsmitteln

8.2.3 Netzeinspeisungen

Netzwerkelement in ATPDesigner *Network Infeed* (Kapitel 6.6)
Die Nachbildung der Netzeinspeisung erfolgt nach der Norm EN 60909-0:2xxx durch eine 3-phasige, symmetrische Impedanz $\underline{Z}_Q$, die sowohl das Mitsystem wie auch das Nullsystem berücksichtigt. Die interne Spannungsquelle wird kurzgeschlossen und die Netzinnenimpedanz nach der Norm EN 60909-0:2xxx berechnet. Es ist darauf zu achten, dass der ***Spannungsfaktor c_Q*** zur Berechnung der Netzinnenimpedanz sich auf die Nennspannung U_n der Netzeinspeisung (Einstellwert ***V_{nom}*** im Einstelldialog der Netzeinspeisung) bezieht.

$$Z_Q = c_Q \cdot \frac{U_n^2}{S_k''} \qquad (1.200)$$

8.2.4 Asynchronmaschine

Netzwerkelement in ATPDesigner *Electrical Machine* (Kapitel 6.20)
Die Asynchronmaschine wird nach der Norm EN 60909-0:2xxx als 3-phasige, symmetrische Impedanz $\underline{Z}_M$ nachgebildet.

8.2.5 Transformator (Zweiwicklungstransformator)

Netzwerkelement in ATPDesigner *Transformer* (Kapitel 6.11.22)
Der Transformator wird **abweichend von der Norm EN 60909-0:2xxx** durch eine Impedanzmatrix nachgebildet, die in Längsrichtung die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_T$ entsprechend der Norm EN 60909-0:2xxx, Seite 24 nachbildet. Mit Hilfe der Impedanzmatrix werden die galvanische Trennung und das Übersetzungsverhältnis des Transformators mit Sternpunktbehandlung realisiert.

Es handelt sich hier um ein mehrphasiges Modell im natürlichen System. Es ist darauf zu achten, dass die Nachbildung des Querzweiges mit Magnetisierungsreaktanz und Magnetisierungsresistanz deaktiviert wird.

Der **Impedanzkorrekturfaktor K_T** nach der Norm EN 60909-0:2xxx wird berücksichtigt:

$$K_T = 0{,}95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0{,}6 \cdot x_T} \; mit \; c_{max} = f\left(V_{nB}\right) \qquad (1.201)$$

$$x_T = X_T \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \qquad (1.202)$$

- Der **Spannungsfaktor c_{max}** bezieht sich nach EN 60909-0:2xxx auf die Nennspannung des Netzes, das an der Unterspannungsseite des Transformators angeschlossen ist. Bei der internen Berechnung des Faktors K_T wird die Nennspannung ***VnB*** des Transformators und **nicht** die Bemessungsspannung ***VrB*** verwendet.

8.2.6 Leitung

Netzwerkelement in ATPDesigner *Line* (Kapitel 6.9)
Es ist darauf zu achten, dass nach der Norm EN 60909-0:2xxx nur Leitungsmodelle ohne Kapazitäten verwendet werden dürfen. In ATPDesigner sind im Einstelldialog diese Leitungsmodelle durch den Zusatz ***RL*** (z.B. ***Single-Line (RL)***)gekennzeichnet. Die Temperaturabhängigkeit der Resistanz wird nicht für das Leitungsmodell **LINE CONSTANTS** berücksichtigt, das die Mastgeometrie als Berechnungsgrundlage verwendet.

Wird für eine Leitung ein Leitungsmodell mit PI-Ersatzschaltbild (RLC-PI) verwendet (siehe Abbildung 374), so werden die Kapazitäten (Option ***Line RLC-PI***) für die Kurzschlussstromberechnung temporär deaktiviert.

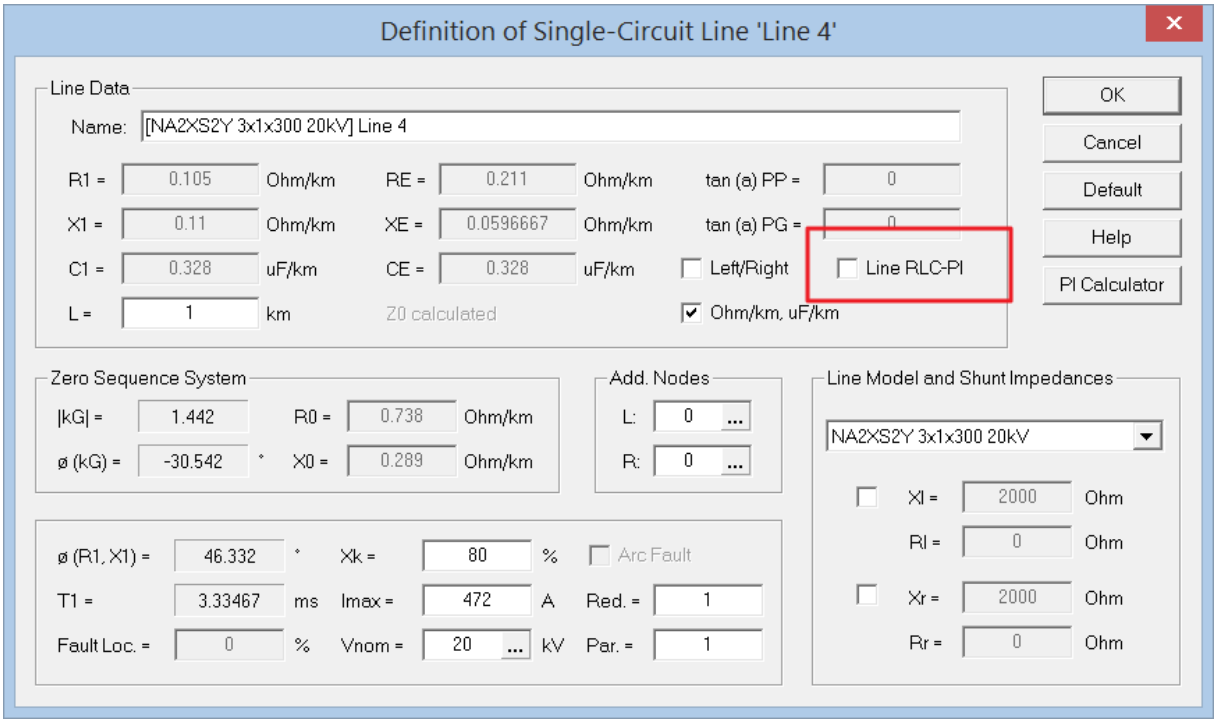


Abbildung 398: Leitungsmodell RLC-PI mit deaktivierten Leiter-Kapazitäten

8.2.7 Dreiwicklungstransformatoren

Derzeit ist in ATPDesigner kein EN 60909-0:2xxx konformes Modell enthalten.

8.2.8 Kurzschlussstrom-Begrenzungsdrosselspulen

Derzeit ist in ATPDesigner kein EN 60909-0:2xxx konformes Modell enthalten.

8.2.9 Synchronphasenschieber und -motoren

Derzeit ist in ATPDesigner kein EN 60909-0:2xxx konformes Modell enthalten.

8.2.10 Kraftwerksblöcke mit/ohne Stufenschalter

Derzeit ist in ATPDesigner kein EN 60909-0:2xxx konformes Modell enthalten.

8.2.11 Statische Umrichter

Derzeit ist in ATPDesigner kein EN 60909-0:2xxx konformes Modell enthalten.

8.2.12 Kondensatoren und nichtrotierende Lasten

Nach EN 60909-0:2xxx sind "*... Leitungskapazitäten, Queradmittanzen und nichtrotierende Lasten zu vernachlässigen, mit Ausnahme des des Nullsystems.*" [EN 60909-0:2xxx, Seite 35]. Weitere Hinweise sind in EN 60909-0:2xxx nachzulesen.

Die in ATPDesigner verfügbaren Betriebsmittel wie z.B. ***Load*** (siehe Kapitel 6.8) ermöglichen es, ein EN 60909-0:2xxx konformes Modell für nichtrotierende Lasten zu verwenden.

Lastimpedanzen (***Load Impedance***, Kapitel Lastimpedanz *Load Impedance*) werden von ATPDesigner vor Start der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 automatisch deaktiviert. Es erfolgt eine Benachrichtigung des Anwenders (siehe Abbildung 373).

8.2.13 Spannungs- und Stromquellen *3-Phase Source*

Das Netzwerkelement ***3-Phase Source*** kann dazu verwendet werden, eine ideale Spannungs- oder Stromquelle nachzubilden. Eine ideale Quelle wird in Anlehnung an EN 60909-0:2xxx kann als Netzeinspeisung mit einer Kurzschlussleistung $S_k" = \infty$ MVA also unendlich großer Kurzschlussleistung interpretiert werden. Bei aktiver Kurzschlussstromberechnung nach EN 60909-0:2xxx wird eine Spannungsquelle durch einen Kurzschluss (R = 0Ohm) ersetzt, eine Stromquelle aus dem Netzwerk entnommen (R = ∞ Ohm).

Andere Betriebsarten des Netzwerkelementes dürfen im Rahmen der Kurzschlussstromberechnung nach EN 60909-0:2xxx nicht verwendet werden.

9 Berechnung dynamischer Netzvorgänge

9.1 Berechnung eines Leitungskurzschlusses für *Line 1..3*

Mit Hilfe des Simulationsprogramms ATP können insbesondere die dynamischen Prozesse in 3-phasigen Energieversorgungsnetzen z.B. im Kurzschlussfall berechnet werden. In diesem Beispiel wird ein 3-poliger Kurzschluss ABCG (= RSTE) auf einer Doppelleitung angenommen.

Der Kurzschluss wird mit Hilfe des an der Leitung **Line 1** einstellbaren Fehlers (Button in der unteren Toolbar drücken, um den Dialog zum Einstellen des Fehlers zu öffnen) nachgebildet (siehe **rotes Dreieck** mit Fehlerart ABCG im Bild unten). Diese Methode, Leitungsfehler einzustellen, kann nur für die Leitungen **Line 1..3** verwendet werden. Die zugehörigen Fehlerarten können per Toolbar oder im Hauptmenü in den Untermenüs **POWER NETWORK + FAULT TYPES + FAULT TYPE LINE 1** eingestellt werden. Die Untermenüs sind nur aktiv, wenn die zugehörige Leitung **Line 1..3** aktiv ist.

Die Messung der Spannungen und Ströme erfolgt am Leitungsanfang mit Hilfe der Schalter **Cb1** und **Cb2**, beide mit einem integrierten Messort **M1** und **M2** (siehe Kapitel 6.13.1).

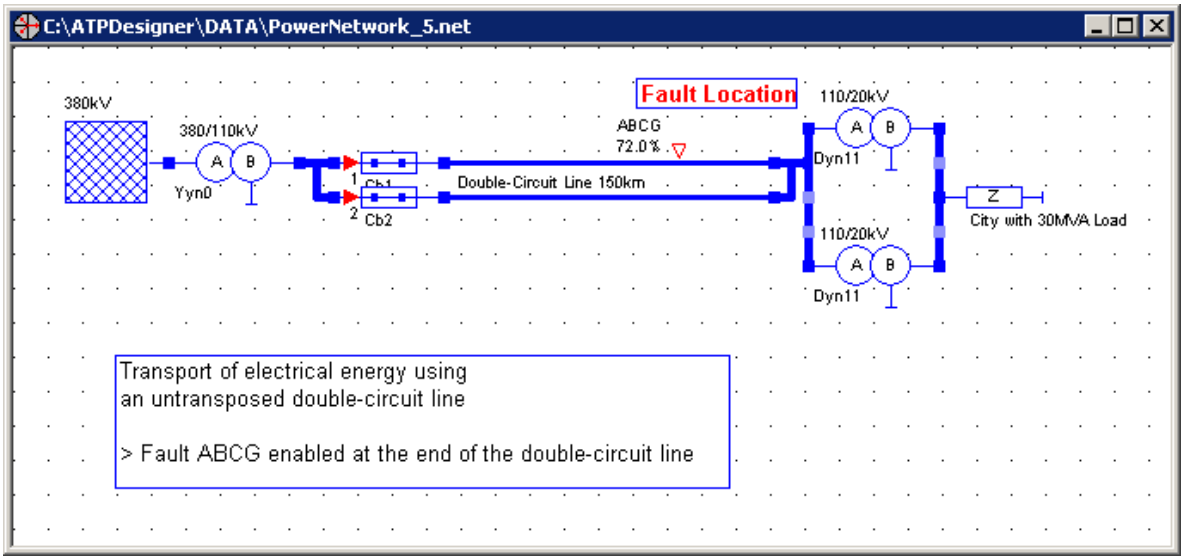


Abbildung 399: Doppelleitung mit 3-poligem Kurzschluss ABCG (RSTE)

Der Fehlerort kann per Mouse verschoben werden. Dazu wird der Mouse Cursor „über" den roten Pfeil bewegt und die linke Mouse Taste gedrückt. Solange die linke Mouse Taste gedrückt bleibt, kann der Fehlerort zwischen 0% und 100% der Leitungslänge bewegt werden. Um die dynamischen Prozesse in Energieversorgungsnetzen analysieren zu können, müssen die zeitlichen Verläufe der Leiter-Erd-Spannungen $u_{ABC}(t)$ und Leiterströme i_{ABC} (t) berechnet werden.

Die Berechnung der Zeitverläufe wird mit Hilfe des Buttons in der oberen Toolbar gestartet. Das Netzberechnungsprogramm ATP berechnet die zeitlichen Verläufe als Abtastwerte und speichert diese in der .PL4-Datei (Dateiextension: .PL4). Mit Hilfe des in ATPDesigner integrierten **Diagram Viewer** (siehe Kapitel 9.3) können die Zeitverläufe dargestellt und analysiert werden.

Die für die Berechnung der Zeitverläufe relevanten allgemeinen Simulationsparameter werden im Dialog **ATP Data** eingestellt (siehe Kapitel 6.3).

Abbildung 376 zeigt den Einstelldialog **Fault Type of Line 1** zur Einstellung eines Leitungsfehlers für Leitung **Line 1** (siehe Kapitel 6.14). In diesem Beispiel ist nur einer der bis zu drei möglichen Fehler mit der Fehlerart ABCG aktiviert. Der Fehler startet nachdem die fehlerfreie Vorlaufzeit **Prefault + Start Time** (siehe Kapitel 6.3) abgelaufen ist. Der Fehler endet nach Ablauf der Fehlerstandzeit **Prefault + End Time**.

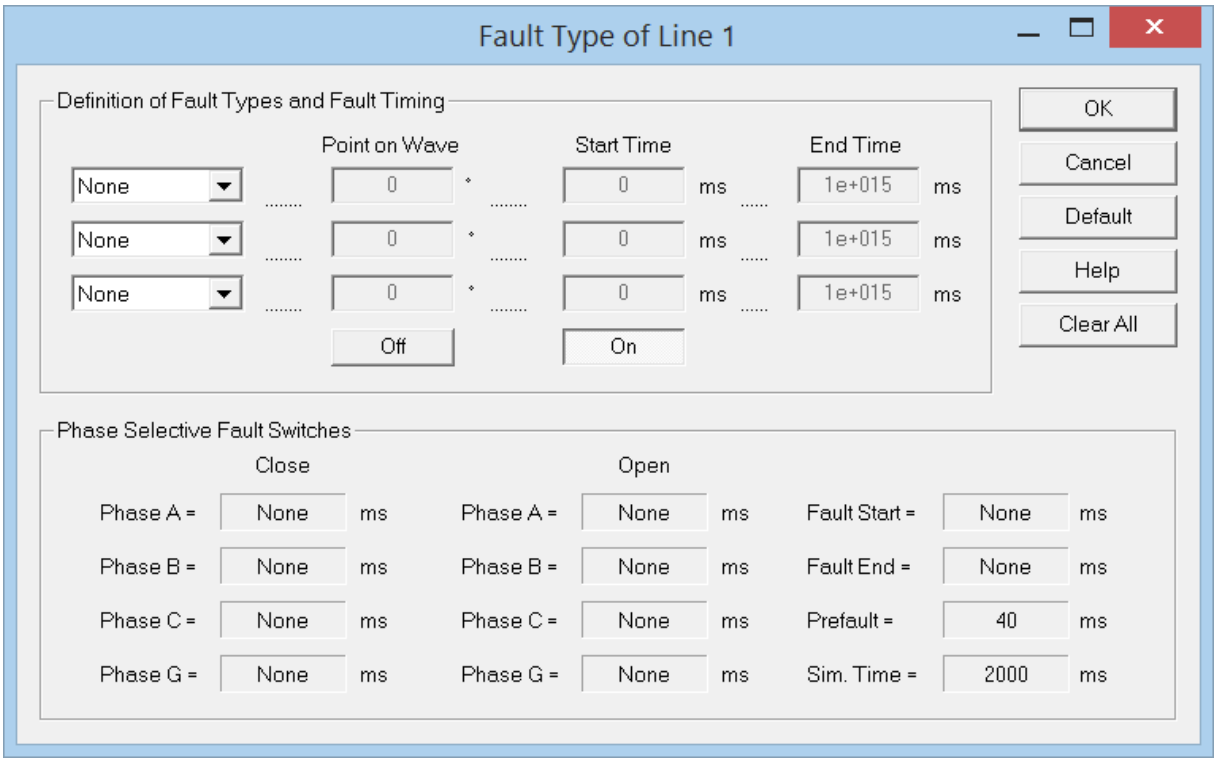


Abbildung 400: Dialog zum Einstellen des Leitungsfehlers ABCG (= RSTE = L123E)

Alternativ zum Einstellwert **Start Time** kann auch der Einstellwert **Point on Wave** verwendet werden, um den Startzeitpunkt des Fehlers zu definieren. Dazu muss der elektrische Winkel Point on Wave in Millisekunden mit der Netznennfrequenz f_{nom} umgerechnet und wie schon in den anderen Beispielen die fehlerfreie Vorlaufzeit **Prefault** hinzuaddiert werden.

Hinweis

ATPDesigner bildet je nach Lage des Fehlerortes auf den Leitungen **Line 1..3** die fehlerbetroffene Leitung durch zwei Leitungsabschnitte des gleichen Leitungstyps mit gleichem Leitungsmodell unterschiedlicher Länge nach. Die Aufteilung in zwei Leitungsabschnitte erfolgt nur für Fehlerorte im Intervall [0,1%...99,9%] der Leitungslänge. Für alle anderen Fehlerorte wird der Fehlerort auf den Knoten am Leitungsanfang oder am Leitungsende gelegt.

9.2 Berechnung eines Netzkurzschlusses mit Short-Circuit

Eine alternative Methode zur Berechnung von Netzkurzschlüssen kann mit Hilfe des Short-Circuit (siehe Kapitel 7.14.1) durchgeführt werden. Diese Methode hat den Vorteil, dass der **Short-Circuit**

- an jedem Netzknoten und
- an jedem Ort einer Leitung **Line** mit Ausnahme der Leitungen **Line 1..3**

durch den Mouse-Cursor positioniert werden kann.

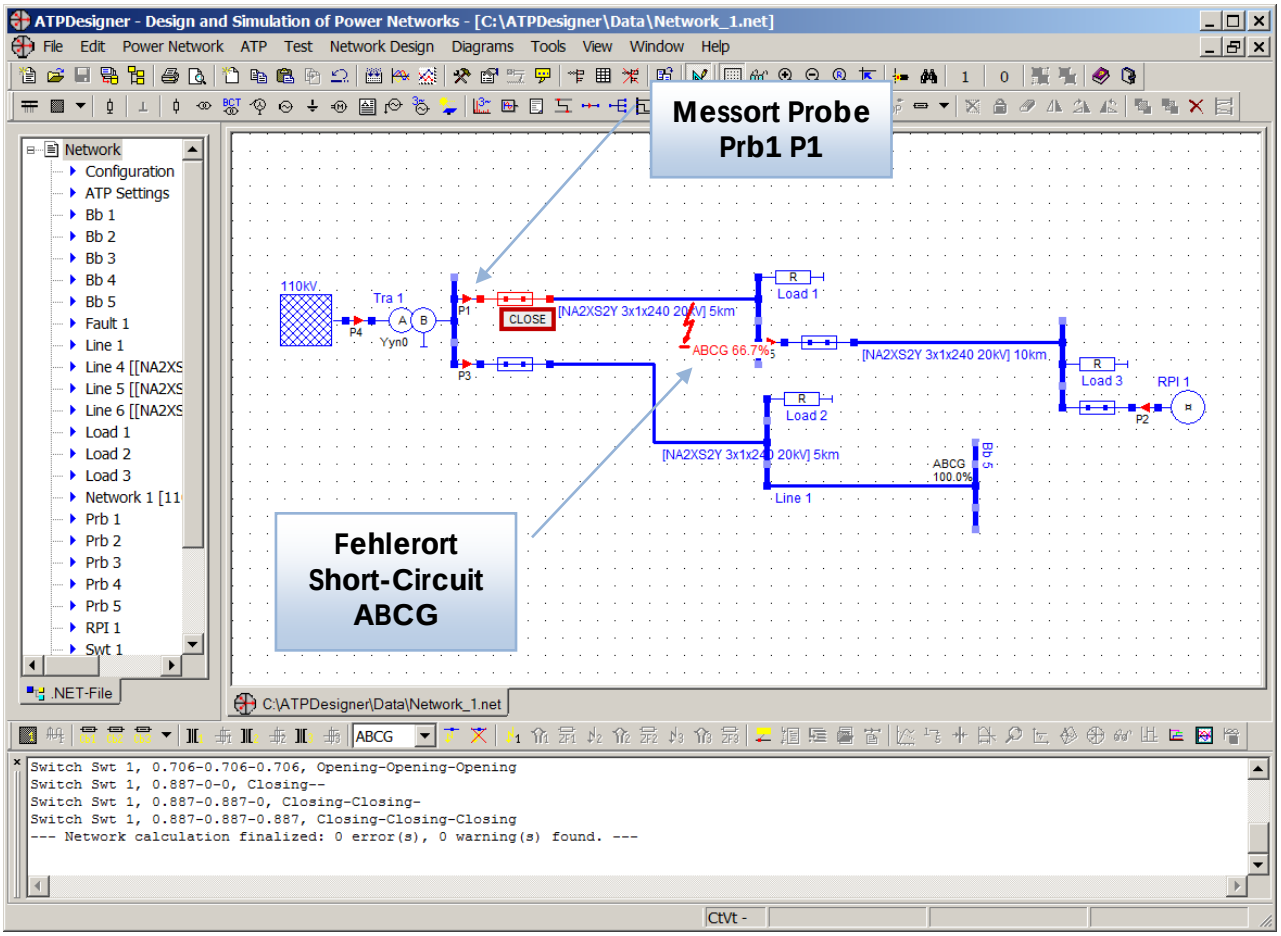


Abbildung 401: Berechnung eines Netzkurzschlusses mit Short-Circuit

Abbildung 377 zeigt einen **Short-Circuit** am Fehlerort 66,7% einer Leitung. ATPDesigner teilt auch hier die Leitung entsprechend dem Fehlerort in zwei Leitungsabschnitte auf, sofern der Fehlerort im Intervall [0,1%...99,9%] der Leitungslänge liegt.

Wird der Mouse-Cursor über das grafische Symbol des **Short-Circuit** bewegt, so werden Einstelldaten wie z.B. der **Kurzschlusseintritt [ms] in einem Tooltip** angezeigt.

Abbildung 378 zeigt die Kurzschlussströme, die am Messort des Messinstrumentes **Probe Prb 1** (**P1**) berechnet wurden.

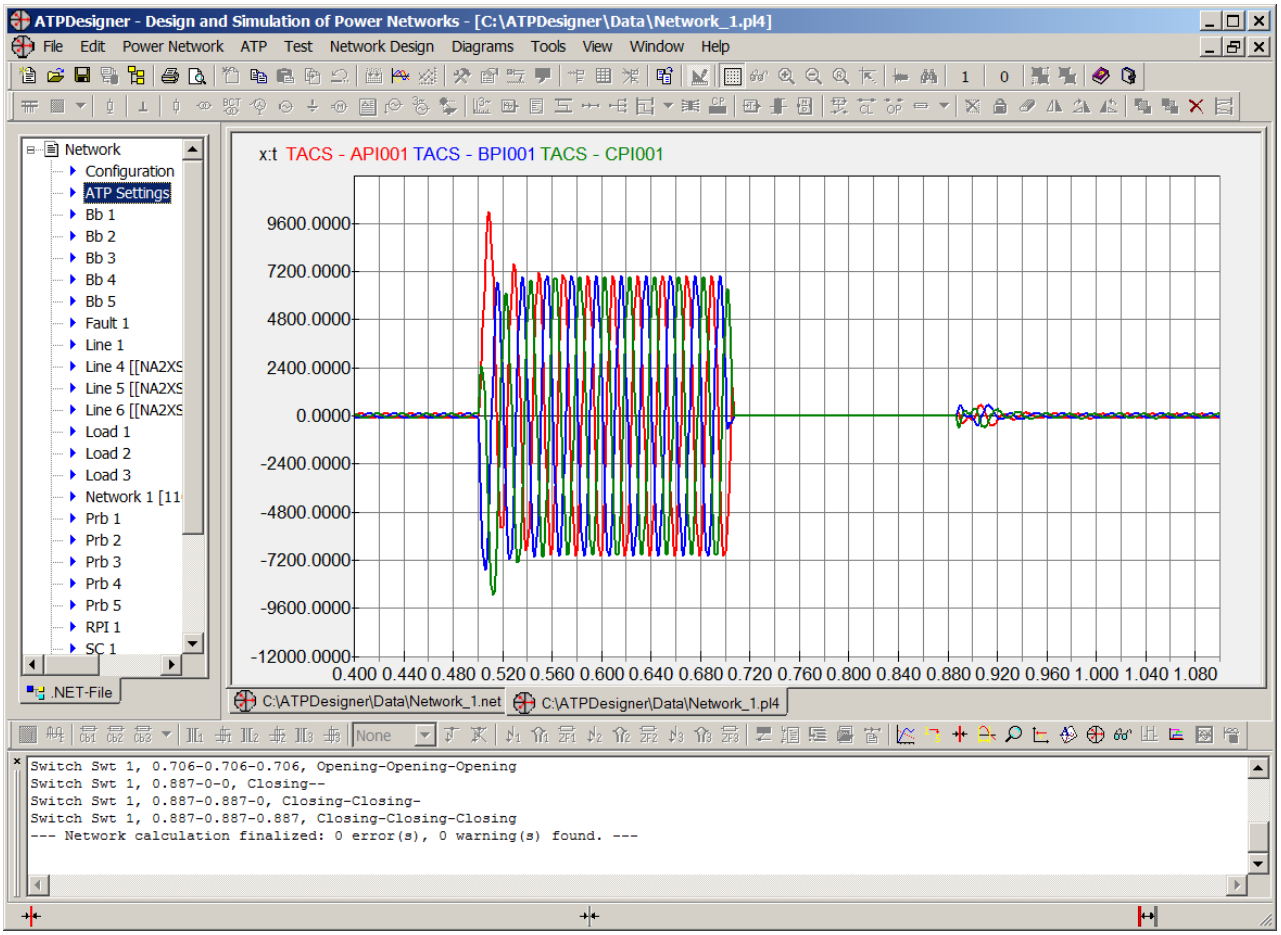


Abbildung 402: Kurzschlussstrom am Messort P1

- **TACS-API001** Leiterstrom $i_A(t)$
- **TACS-BPI001** Leiterstrom $i_B(t)$
- **TACS-CPI001** Leiterstrom $i_C(t)$

Hinweis
Der Fehlerort **Short-Circuit** kann nicht an den Leitungen **Line 1..3** verwendet werden.

9.3 Darstellung der Zeitsignale als Diagramm

Nachdem die Spannungen, Ströme, Leistungen, etc. z.B. durch **CTRL + R** oder den Menüpunkt **ATP + Write ATP Control File and Start ATP** berechnet wurden, kann die zugehörige .PL4-Datei, in der die berechneten Abtastwerte gespeichert sind, durch Drücken des Toolbar-Buttons geöffnet werden. ATPDesigner bietet die vorhandenen Signale in einem Dialog zur Auswahl an (siehe Abbildung 379).

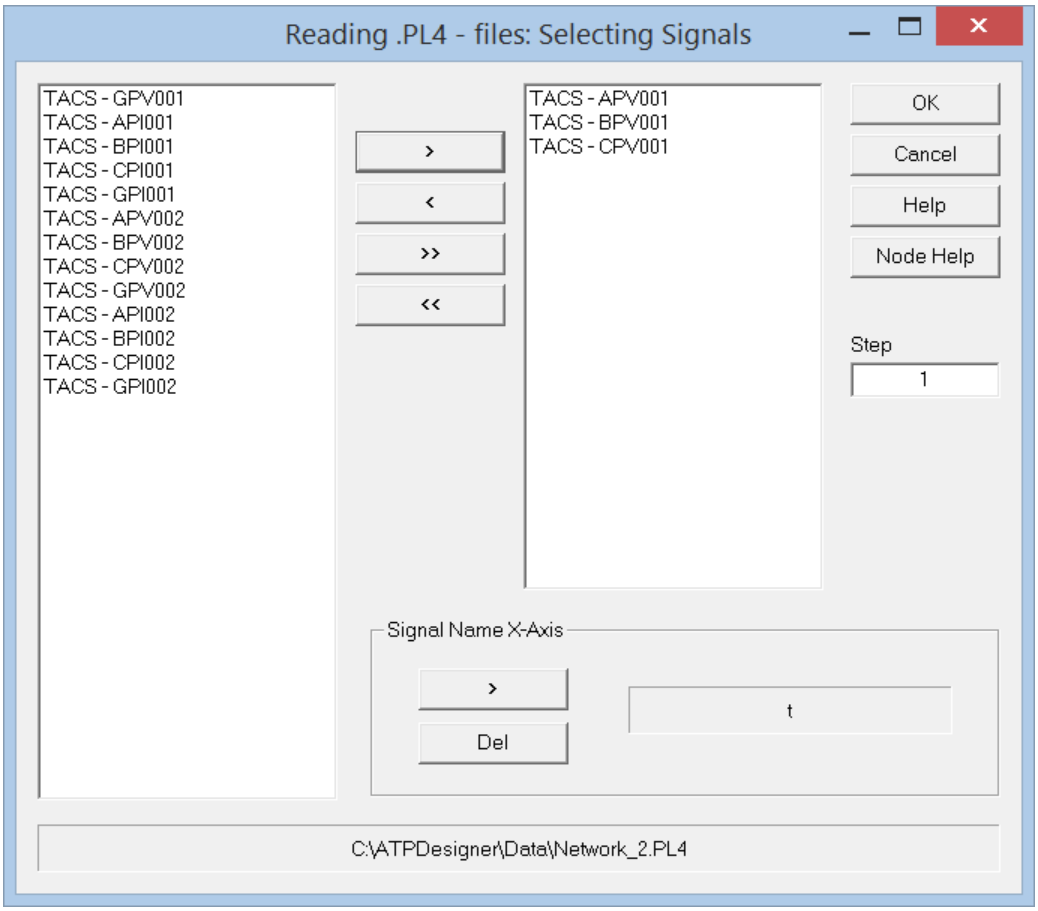


Abbildung 403: Dialog zur Auswahl der Zeitsignale für ein Diagramm

Die interessierenden Zeitsignale müssen in der linken Liste mit **einem Left Mouse Button Click** ausgewählt und mit Hilfe der Pfeil-Buttons oder per **Left Mouse Button Double Click** auf den Signalnamen in die rechte Liste verschoben werden. Durch das Drücken des **OK – Buttons** wird das Diagramm erzeugt.

Step
Mit dem Einstellwert kann eine Schrittweite festgelegt werden, die für das Zeichnen des Polygonzuges im Diagramm verwendet wird. Dadurch ist es möglich, nur jeden **Step**-ten Abtastwert aus der .PL4-Datei zu zeichnen.

Darstellung der Signale in einem Diagramm als Polygonzug
Die Signalverläufe im Diagramm werden als Polygonzug gezeichnet. Zwischen den berechneten Augenblickwerten der Ströme, Spannungen, etc. wird mit Hilfe einer Geraden eine Verbindung gezeichnet. In Abhängigkeit der physikalischen (Pixel)Auflösung des Bildschirms wählt ATPDesigner automatisch eine Schrittweite ≥ 1 aus, mit der die berechneten Augenblickswerte zur Darstellung der Signalverläufe im Diagramm verwendet werden.

9.4 Zeitsignale im Diagramm wechseln

Die Auswahl der in dem Diagramm dargestellten Zeitsignale kann jederzeit verändert werden. Dazu muss mit Hilfe des Buttons der Dialog zur Auswahl der Zeitsignale (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) geöffnet und die Auswahl der Signale in der rechten Liste geändert werden.

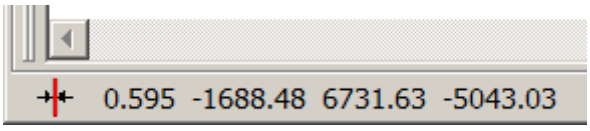
Hinweis
Der rechte Teil der unteren Toolbar wird nur aktiv, wenn ein Diagramm als oberstes Fenster (Top Most Window) per Mouse Click ausgewählt wurde.

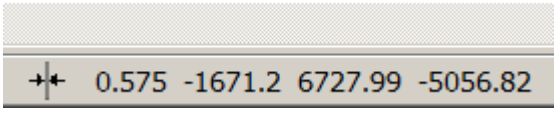
9.5 Ermittlung der Augenblickswerte von Zeitsignalen

Sind Spannungen und Ströme als Zeitsignale in einem Diagramm dargestellt, so können die Augenblickswerte mit Hilfe der beiden Grafikcursor ermittelt werden. Die beiden Grafik-Cursor werden durch Drücken des Buttons aktiviert und durch ein Drücken der Linken Mouse Taste im Diagramm positioniert.

Hinweis

Die beiden Grafikcursor liegen je nach Skalierung der Zeitachse sehr dicht zusammen oder sogar übereinander und könnten „optisch“ als gemeinsamer „Strich“ erkannt werden. ATPDesigner ermittelt die Augenblickswerte (= Abtastwerte) der Zeitsignale an den beiden Cursor-Positionen und gibt die Zahlwerte in SI-Einheiten (aber ohne Ausgabe der physikalischen Einheit) in der Statuszeile aus:





Die Augenblickswerte der Zeitsignale an der Position des roten und grauen Grafik-Cursors werden in der Statuszeile ausgegeben. Zusätzlich wird die Breite des durch die beiden Grafik-Cursor definierten Zeitbereiches angegeben: 0.0200 = 20ms.

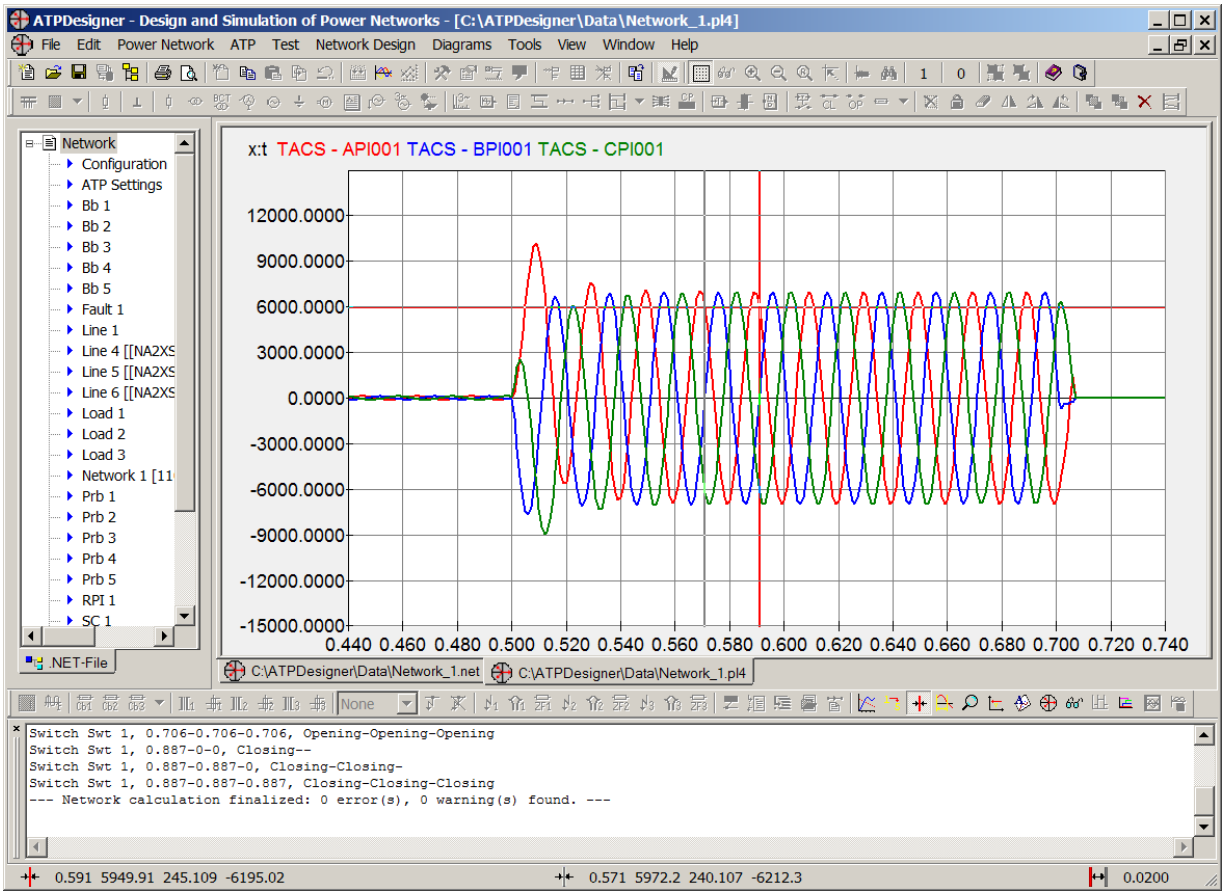


Abbildung 404: Ausgabe der Augenblickswerte in SI–Einheiten in der Statusbar

9.6 Zoomen von Teilen des Diagramms

Durch Drücken des Buttons kann bei permanent gedrückter Linker Mouse Taste ein Zoom-Frame aufgezogen werden. Beim Loslassen der Linken Mouse Taste wird der Teil des Diagramms, der in dem Zoom-Frame enthalten war, vergrößert dargestellt.

9.7 Refresh des Diagramms

Das Diagramm kann durch Drücken des Buttons wieder in den originalen Zustand zurück versetzt werden. Während des Refresh-Vorgangs werden die Abtastwerte aus der .PL4-Datei erneut eingelesen.

9.8 Berechnung von Amplitude, Phasenlage und Frequenzspektrum

Sind Spannungen und Ströme als Zeitsignale u(t) und i(t) in einem Diagramm dargestellt, so können die komplexen Zeiger d.h. die Amplituden und Phasenlagen der im Diagramm dargestellten Zeitsignale mit Hilfe der in ATPDesigner integrierten Signalanalyse ermittelt werden. Dazu muss zunächst, der Zeitbereich, für den die komplexen Zeiger U und I mit Hilfe der **Discrete Fourier Transformation** (DFT) berechnet werden sollen, mit Hilfe der beiden Grafik-Cursor definiert werden.

Nach Drücken des Buttons in der unteren Toolbar können die beiden Grafik-Cursor durch Drücken der Linken Mouse Taste im Diagramm positioniert werden. Als Grundeinstellung umfasst der durch die beiden Grafik-Cursor eingegrenzte Zeitbereich eine Periode der Netznennfrequenz f_n. Für die Netznennfrequenz f_n = 50Hz ergibt sich ein Zeitbereich von 20ms.

Die Ergebnisse der Spektralanalyse werden in einem nicht-modalen Dialog dargestellt, der parallel zu dem Hauptprogramm ATPDesigner geöffnet bleiben kann. Netzwerk und Diagramme können weiter bearbeitet werden, ohne den nicht-modalen Dialog zu schließen. Der Dialog **Signal Analysis** wird durch Drücken des Buttons geöffnet.

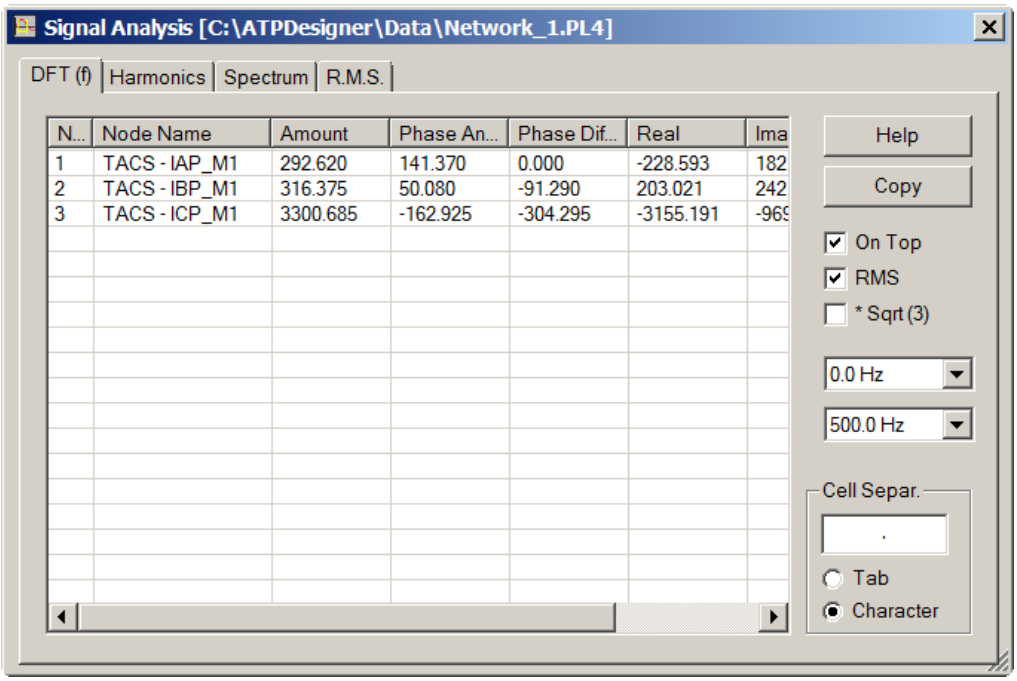


Abbildung 405: Nicht-modaler Dialog Signal Analysis

Der Dialog **Signal Analysis** besteht aus mehreren Registerkarten.

DFT(f)

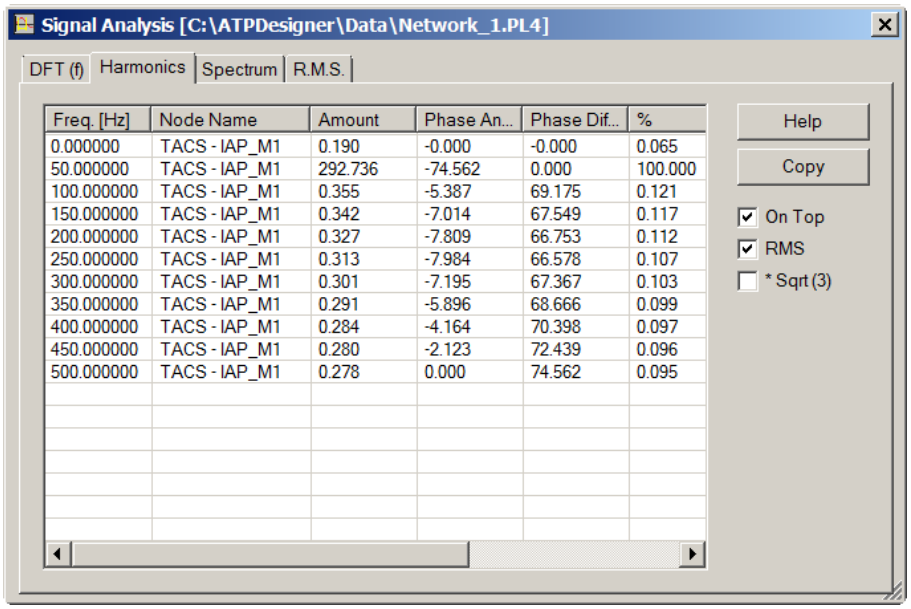
In dieser Registerkarte werden die komplexen Zeiger der Grundschwingungen aller Zeitsignale, die in dem Diagramm enthalten sind, in SI-Einheiten (aber ohne Angabe der physikalischen Einheit) angegeben. Der Messwert *Phase Diff.* Ist die Phasendifferenz der Signale No. 2...N bezogen auf das Signale No. 1, das in der ersten Zeile angegeben ist.

Hinweis

Die hier benannte Grundschwingung ist nicht zwangsweise identisch mit der Netznennfrequenz f_n des Energieversorgungsnetzes, die im Einstelldialog der Netzeinspeisung *Network Infeed 1* eingestellt wird. Die Grundschwingung der Frequenzanalyse wird im Dialog **Diagram Settings** mit dem Einstellwert ***DFT f*** eingestellt.

On Top

Ist diese Option aktiviert, so ist der Dialog ***Signal Analysis*** das *Top Most Window* und überlagert alle anderen Programmfenster.



Freq. [Hz]	Node Name	Amount	Phase An...	Phase Dif...	%
0.000000	TACS - IAP_M1	0.190	-0.000	-0.000	0.065
50.000000	TACS - IAP_M1	292.736	-74.562	0.000	100.000
100.000000	TACS - IAP_M1	0.355	-5.387	69.175	0.121
150.000000	TACS - IAP_M1	0.342	-7.014	67.549	0.117
200.000000	TACS - IAP_M1	0.327	-7.809	66.753	0.112
250.000000	TACS - IAP_M1	0.313	-7.984	66.578	0.107
300.000000	TACS - IAP_M1	0.301	-7.195	67.367	0.103
350.000000	TACS - IAP_M1	0.291	-5.896	68.666	0.099
400.000000	TACS - IAP_M1	0.284	-4.164	70.398	0.097
450.000000	TACS - IAP_M1	0.280	-2.123	72.439	0.096
500.000000	TACS - IAP_M1	0.278	0.000	74.562	0.095

Abbildung 406: Oberschwingungsspektrum für ein ausgewähltes Signal

Harmonics

Wird in der Registerkarte DFT(f) ein Signal durch einen Linken Mouse Taste Click markiert und danach bei markierter Zeile die Registerkarte ***Harmonics*** gewählt, so wird für das ausgewählte Signal das Frequenzspektrum angezeigt.

Die Frequenzen des Oberschwingungsspektrums sind entsprechend der Theorie der Fourier Transformation von der Abtastfrequenz f_a, die bei der Berechnung der Zeitsignale durch das ATP verwendet wird, und der zeitlichen Länge des durch die beiden Grafik-Cursor eingegrenzten Zeitbereiches T abhängig. Der durch die beiden Grafik-Cursor eingegrenzte **Zeitbereich T** definiert die **Auflösung des Betragsspektrums df**:

$$df = \frac{1}{T} = \frac{1}{N \cdot dt} = \frac{f_a}{N} \qquad (1.203)$$

mit der **Abtastfrequenz** $f_a = \frac{1}{dt}$ (1.204)

Hier entspricht der Parameter dt dem Einstellwert ***dt*** im Einstelldialog ATP Data (siehe Abbildung 54).

Da die Fourier-Transformation streng genommen nur für periodische Signale der Perioden-dauer T_M definiert ist, muss der durch die beiden Grafik-Cursor eingegrenzte Zeitbereich T mit der Periodendauer T_M des zu betrachtenden Signals identisch sein, um den Leckeffekt (Leakage) zu vermeiden.

$$T \overset{!}{=} T_M \qquad (1.205)$$

Beispiel:
Ist die Netzfrequenz f_n = 50Hz (entweder Einstelldialog ***Network Infeed 1*** oder ***Network Configuration*** nach Abbildung 65) eingestellt, so muss die Auflösung des Betragsspektrums df = 50Hz betragen. Als Konsequenz sollte der Einstellwert ***DFT(f)*** = 50Hz ebenfalls

auf die Netzfrequenz eingestellt werden. Im Weiteren muss darauf geachtet werden, dass die Anzahl Abtastwerte N innerhalb des durch die beiden Grafik-Cursor eingegrenzten Zeitbereiches T immer eine ganze Zahl ist.

$$N = \frac{f_a}{f_n} \overset{!}{=} Ganze\,Zahl \tag{1.206}$$

Dies kann z.B. dann erreicht werden, wenn die Abtastfrequenz f_a = 1000Hz gewählt wird. Aus der Abtastfrequenz f_a kann dann direkt der Einstellwert dt ermittelt werden.

$$dt = \frac{1}{f_a} \tag{1.207}$$

Ist der Zeitbereich T der beiden Grafik-Cursor auf DFT(f) = 50Hz (siehe Abbildung 386) eingestellt, so ergibt sich:

$$T = \frac{1}{DFT(f) = 50Hz} = 20ms \tag{1.208}$$

$$df = \frac{1}{20ms} = 50Hz \tag{1.209}$$

Darüber hinaus muss die Abtastfrequenz f_a und die Netzfrequenz f_n

- f_a = 1.000Hz, T = 20ms : df = 50Hz, f_{max} = 500Hz
- f_a = 10.000Hz, T = 20ms : df = 50Hz, f_{max} = 5000Hz

Spectrum

Durch Auswahl der Registerkarte ***Spectrum*** wird das Oberschwingungsspektrum als Balkendiagramm dargestellt. Es werden nur die Beträge der Spektrallinien dargestellt.

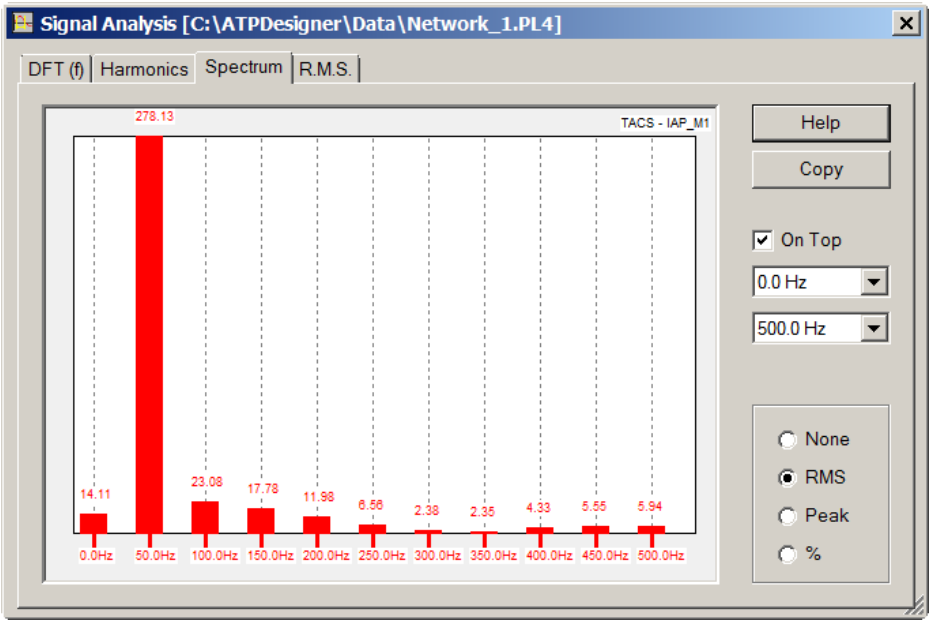


Abbildung 407: Frequenzspektrum als Balkendiagramm

- Der dargestellte Frequenzbereich des Balkendiagramms (hier von 0Hz bis 1000Hz) kann mit Hilfe der beiden rechten Auswahllisten eingestellt werden.

- Die Amplitudenwerte können als Effektivwert in SI-Einheiten (RMS), als Spitzenwert in SI-Einheiten (Peak) oder in Prozent der Grundschwingung (%) dargestellt werden.

- Die Größe des nicht-modalen Dialogs kann an der rechten unteren Ecke per Linke Mouse Taste verändert werden.

- Der im Diagramm durch die beiden Grafik-Cursor definierte Zeitbereich kann per rechte und linke Cursor-Taste (siehe Tastatur) verschoben werden. Das Oberschwingungsspektrum wird von ATPDesigner dabei kontinuierlich neu berechnet und das Balkendiagramm ebenfalls kontinuierlich aktualisiert.

R.M.S.
Mit Hilfe der Rechteckregel wird der Effektivwert des Zeitsignals zwischen den beiden Grafik-Cursor berechnet. Der Effektivwert wird durch numerische Integration des Zeitsignals mit der Rechteckregel berechnet und entspricht einem **TRUE R.M.S. VALUE**.

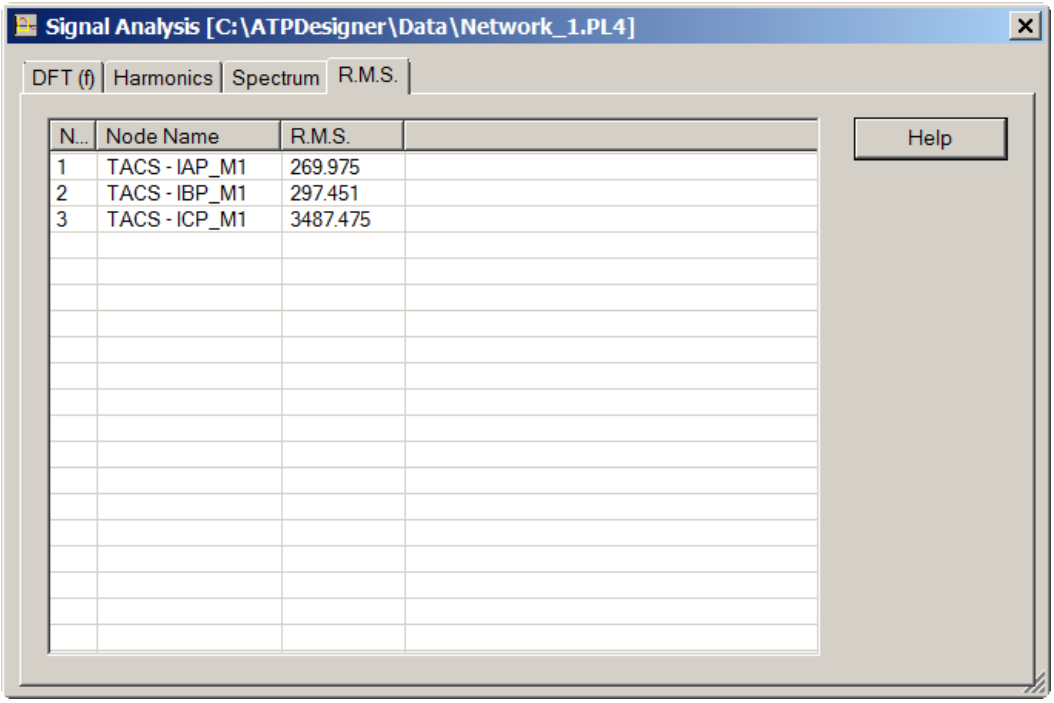


Abbildung 408: Effektivwert der Zeitsignale

9.9 Skalierung der Abtastwerte der Zeitsignale im Diagramm

Der zeitliche Verlauf der Zeitsignale kann durch individuell einstellbare Multiplikationsfaktoren verändert werden. Dadurch ist es möglich, „kleine“ Ströme und „große“ Spannungen des Energieversorgungsnetzes gleichzeitig in einem Diagramm darzustellen.

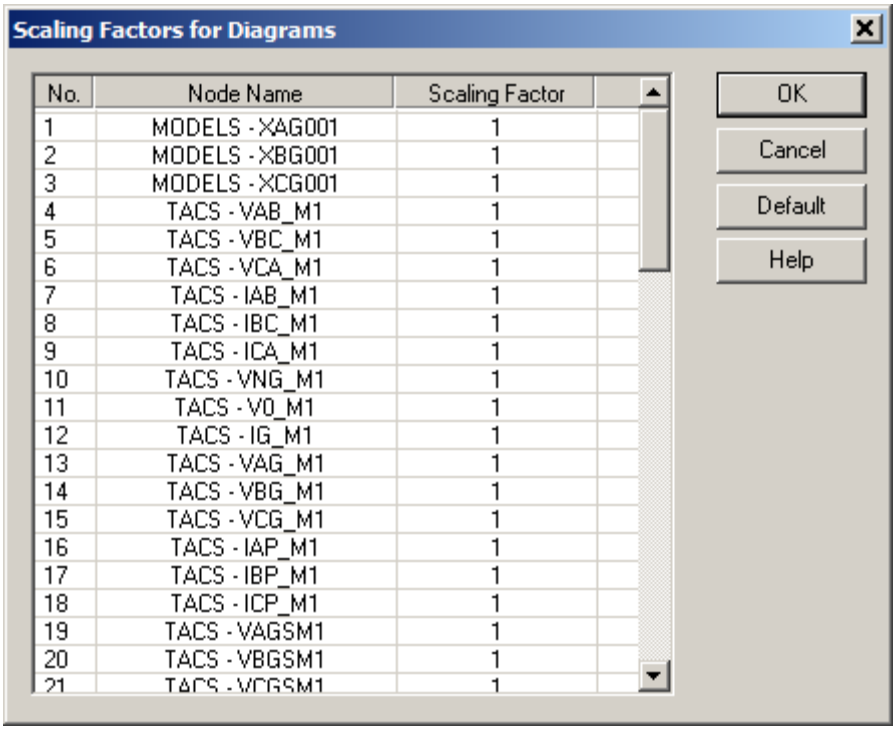


Abbildung 409: Dialog zur Definition der Skalierungsfaktoren

Die Skalierungsfaktoren werden ausschließlich für die grafische Darstellung verwendet, **nicht** in der Signalanalyse z.B. für die Berechnung der Augenblickswerte, der komplexen Zeiger oder der Oberschwingungsspektren.

9.10 Einstellungen für Diagramme *Diagram Settings*

Für Diagramme spezifische Einstellwerte sind im Dialog ***Diagram Settings*** enthalten.

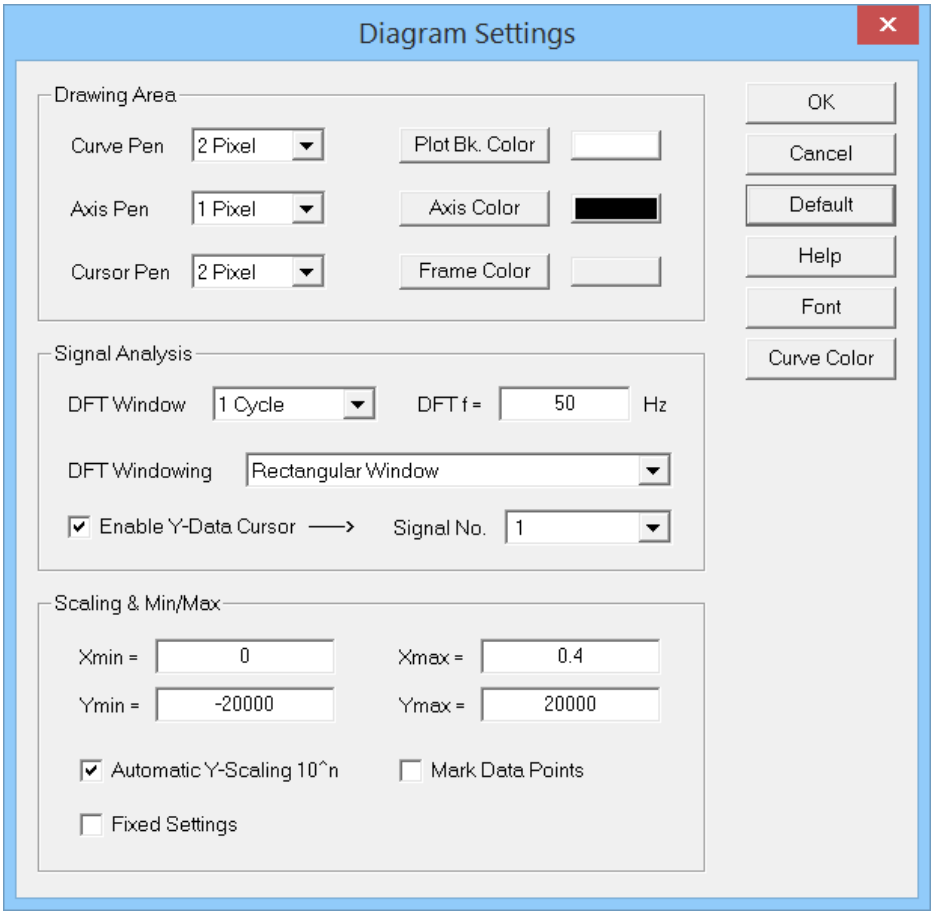


Abbildung 410: Einstellwerte für Diagramme *Diagram Settings*

Curve Pen	Zeichenstärke der Signalkurven in Pixel
Axis Pen	Zeichenstärke der X/Y-Achsen in Pixel
Cursor Pen	Zeichenstärke der Grafik-Cursor in Pixel
Mark Data Points	Berechnete X/Y-Werte werden im Diagramm markiert

Die Skalierung des Diagramms in X- und Y-Richtung kann auch manuell eingestellt werden. Werden zeitveränderliche Größen wie z.B. ein Spannungsverlauf u(t) dargestellt, so entspricht die X-Achse der Zeitachse, die Y-Achse der Wertachse der Spannung. Werden z.B. Impedanz Trajektorien X = f(R) dargestellt, so ist die Bedeutung der Achsen anwenderspezifisch.

Xmin	Kleinster dargestellter Wert auf der X-Achse
Xmax	Größter dargestellter Wert auf der X-Achse
Ymin	Kleinster dargestellter Wert auf der Y-Achse
Ymax	Größter dargestellter Wert auf der Y-Achse

Automatic Y-Scaling 10^n
Ist diese Option aktiviert, so skaliert ATPDesigner automatisch die X- und Y-Achse. Die ggfs. manuell eingestellten Werte X_{min}, X_{max}, Y_{min} und X_{max} werden dabei ignoriert.

Fixed Settings
Die ggfs. manuell eingestellten Werte X_{min}, X_{max}, Y_{min} und X_{max} werden von ATPDesigner nicht verändert.

DFT f
Einstellwert für die Grundschwingung der Spektralanalyse (= Filterfrequenz).
Entsprechend der Theorie der Fourier-Transformation legt die Filterfrequenz die Auflösung des in Abbildung 383 dargestellten Spektrums im Frequenzbereich fest.

DFT Window
Zeitliche Breite des Zeitbereiches (= Filterfenster), das durch die beiden Grafik-Cursor automatisch definiert wird, in Vielfachen der Netzperiode (= Cycle).

Font
Auswahl einer Schriftart für die Achsenbeschriftungen und die Legende des Diagramms

Mark Data Points
Die tatsächlich berechneten Augenblickswerte der Ströme, Spannungen, Leistungen, etc. werden durch ein "x" markiert.

Curve Color
Der in Abbildung 387 dargestellte Dialog wird geöffnet. In diesem Dialog werden die jedem Signal (Spannungen, Ströme, etc.) zugeordneten Farben dargestellt. Die Farben können vom Anwender geändert werden.

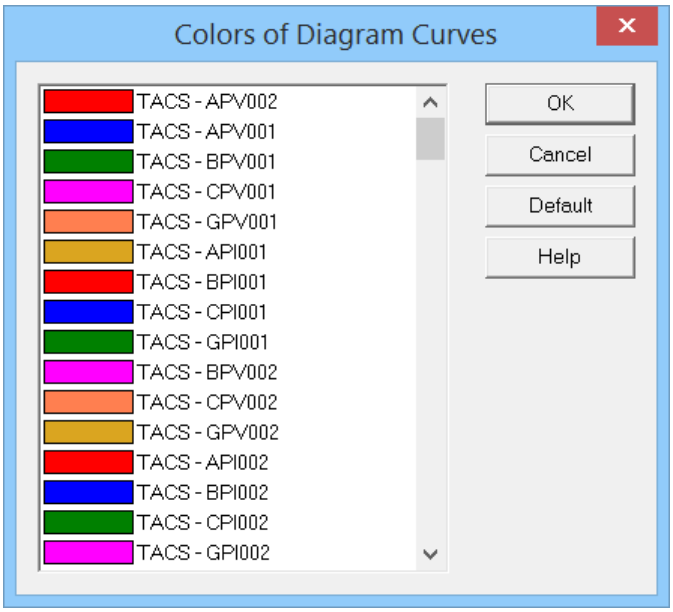


Abbildung 411: Einstellwerte für die Zeichenfarbe der Signale in einem Diagramm

Enable Y-Data Cursor
Mit dieser Option kann eine zusätzliche horizontale Linie im Diagramm dargestellt werden. Abbildung 388 zeigt den ***Y-Data Cursor*** als **horizontale rote Linie**. Der ***Y-Data Cursor*** wird ausgehend von dem Schnittpunkt des rechten (in Abbildung 388 **rot** gezeichneten) vertikalen Datencursor mit dem ausgewählten Signal ***Signal No.*** gezeichnet.

Das ***Signal Signal No.*** kann in dem Einstelldialog für Diagramme in Abbildung 386 ausgewählt werden.

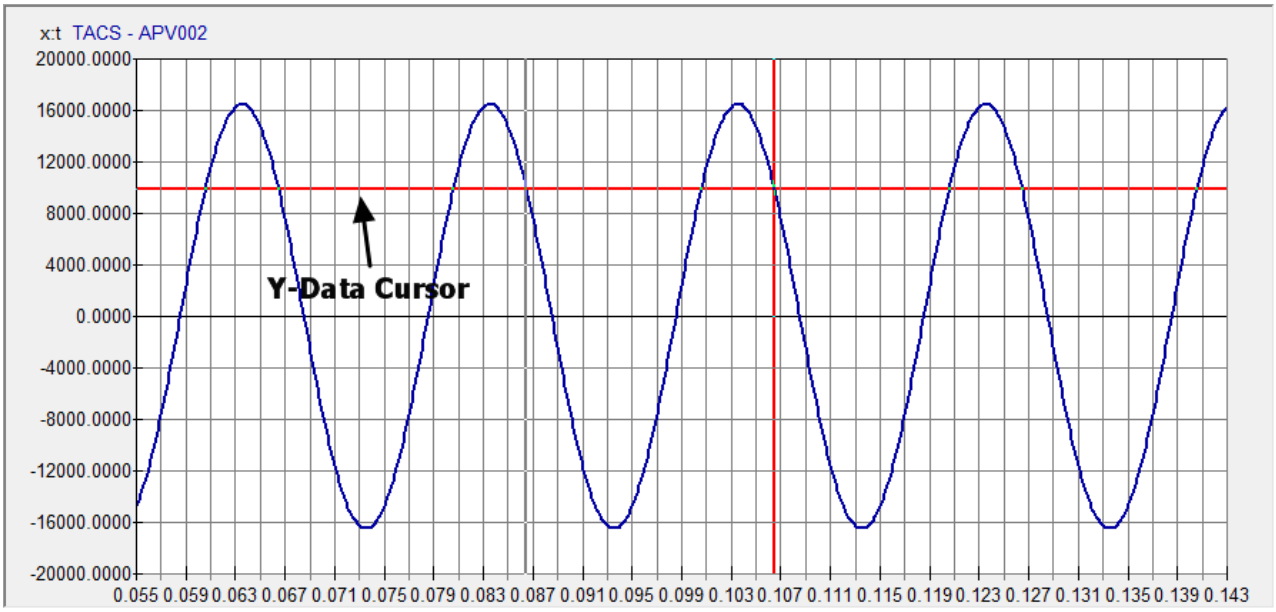


Abbildung 412: Aktivieren des Y-Data Cursor

DFT Windowing
Zur Vermeidung bzw. Reduktion des Leckeffektes (Leakage) bei der Berechnung eines Spektrums können hier spezielle Fensterfunktionen (Windowing) ausgewählt werden. Als Grundeinstellung ist das Rechteckfenster voreingestellt d.h. jeder Augenblickswert im Auswerteintervall zwischen den beiden Daten-Cursor wird mit dem Wichtungsfaktor 1 multipliziert.

- Rectangular Window
- Hamming Window
- Hann Window

Plot Bk. Color
Hintergrundfarbe des Diagrammbereiches

Axis Color
Zeichenfarbe der X/Y-Achsen

Frame Color
Zeichenfarbe des äußeren Rahmens

9.11 Einstellungen für Signalanalyse *Signal Analysis Settings*

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt Einstellwerte für die in ATPDesigner implementierten signalanalytischen Verfahren, die durch Messung von Spannungen und Strömen an den Messorten M1...5 der ***Circuit-Breaker Cb1...5*** (Kapitel 6.13) ausgeführt werden.

Hinweis
Die nachfolgend beschriebenen Funktionen sind ggfs. **nur für die Schalter Cb1...3** verfügbar.

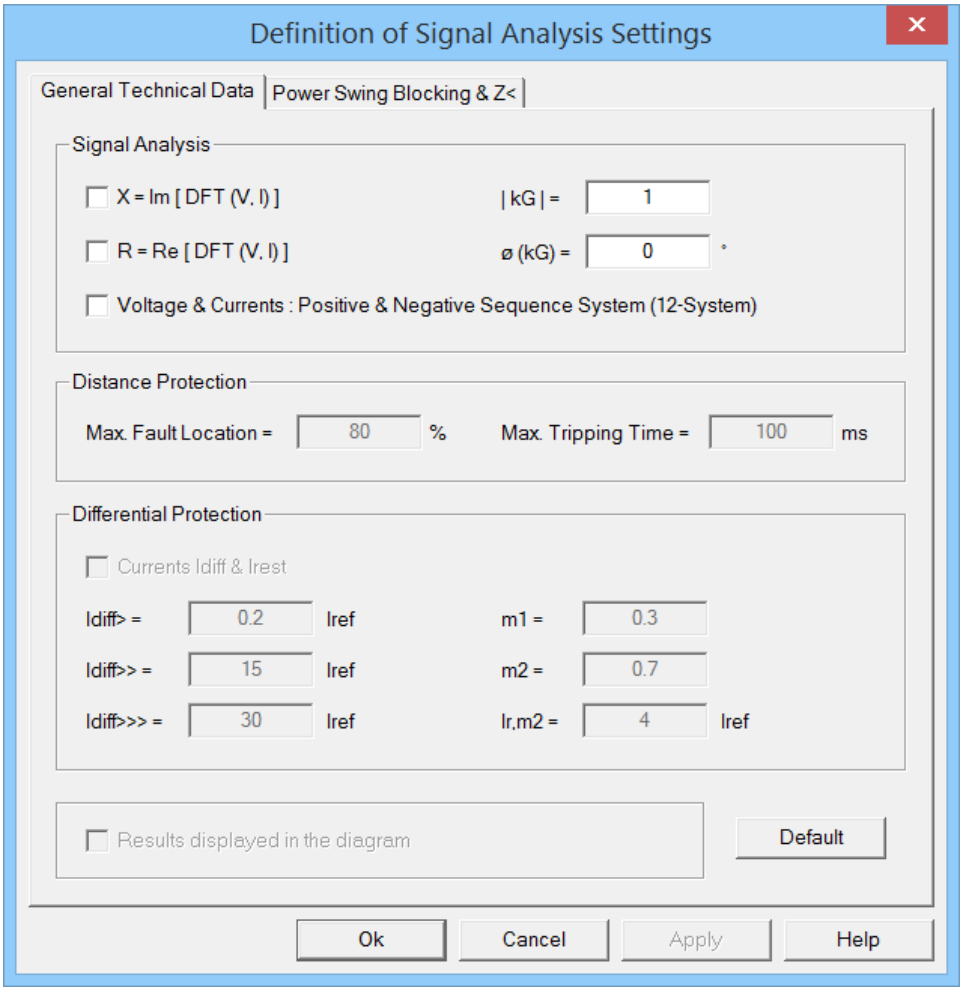


Abbildung 413: Einstellwerte für Signalanalyse *Signal Analysis Settings*

| kG |
Betrag des Erdstromkompensationsfaktors $\underline{k_G}$ zur Kompensation der Erdimpedanz $\underline{Z_E}$ bei der Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z_1}$ einer Leiter-Erd-Messschleife

ϕ(kG)
Phasenwinkel des Erdstromkompensationsfaktors $\underline{k_G}$ zur Kompensation der Erdimpedanz $\underline{Z_E}$ bei der Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z_1}$ einer Leiter-Erd-Messschleife

Hinweis

Der hier einstellbare Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k_G}$ wird nicht für die Schutzfunktionen des Netzwerkelementes **Probe** (siehe Kapitel 6.11) verwendet. Der Erdstromkompensationsfaktor für die Messfunktion einer **Probe** wird im zugehörigen Einstelldialog sowohl für die Berechnung der stationären Netzzustände als auch für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge eingestellt.

X = Im [DFT (V, I)]

Es werden die Reaktanzen der Mitimpedanzen $\underline{Z_{1k}} = R_{1k} + jX_{1k}$ der Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Messschleifen berechnet (siehe Kapitel 9.11.1).

R = Re [DFT (V, I)]

Es werden die Resistanzen der Mitimpedanzen $\underline{Z_{1k}} = R_{1k} + jX_{1k}$ der Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Messschleifen berechnet (siehe Kapitel 9.11.1).

Voltage & Currents: Positive & Negative Sequence System (12-System)

Es werden die Spannungen und Ströme von Null-, Mit- und Gegensystem aus dem zeitlichen Verlauf der Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme berechnet (siehe Kapitel 9.11.2).

9.11.1 Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z_{1k}} = R_{1k} + jX_{1k}$

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, für die **Schalter Cb1..3** (Circuit-Breaker), die jeweils mit einem integrierten Messort M1..3 ausgestattet sind, aus den netzfrequenten komplexen Vektoren der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U_{L1}}$, $\underline{U_{L2}}$ und $\underline{U_{L3}}$ und den zugehörigen Leiterströmen $\underline{I_{L1}}$, $\underline{I_{L2}}$ und $\underline{I_{L3}}$ den zeitlichen Verlauf der komplexen Impedanz Mitimpedanz $\underline{Z_{1k}}(t)$ mit Hilfe der ATP Programmiersprache **MODELS** zu berechnen, in der .PL4-Datei zu speichern und in einem Diagramm anzuzeigen.

Die Berechnung der Impedanzen des Mitsystems erfolgt mit den sekundären Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströmen, die an den Messorten Mx der Circuit-Breaker Cbx gemessen werden. Die Funktion kann in den Einstelldialogen **Signal Analysis Settings** (Abbildung 389) oder **ATP Data** (Abbildung 54) aktiviert werden.

X = Im [DFT (V, I)]

Es werden die Reaktanzen der Mitimpedanzen $\underline{Z_{1k}} = R_{1k} + jX_{1k}$ der Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Messschleifen berechnet. Die Namen der MODELS Signale sind in Kapitel 6.13.2 erläutert.

R = Re [DFT (V, I)]

Es werden die Resistanzen der Mitimpedanzen $\underline{Z_{1k}} = R_{1k} + jX_{1k}$ der Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Messschleifen berechnet. Die Namen der MODELS Signale sind in Kapitel 6.13.2 erläutert.

Die Berechnung der Impedanzen erfolgt nach dem **Algorithmus von Phadke/Ibrahim** [1], der auf der die komplexen Grundschwingungszeiger mittels Fourier Analyse über eine volle Netzperiode berechnet.

Für Real- und Imaginärteil der Spannungen $\underline{U} = U_{Re} + jU_{Im}$ und Ströme $\underline{I} = I_{Re} + jI_{Im}$ gelten die Gleichungen (1.210) und (1.211) hier am Beispiel einer Spannung dargestellt.

$$\mathrm{Re}\left(\underline{U}\right) = U_{\mathrm{Re}} = \frac{2}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} u_k \cdot \sin\left(\frac{2\pi k}{N}\right) \tag{1.210}$$

$$\mathrm{Im}\left(\underline{U}\right) = U_{\mathrm{Im}} = \frac{2}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} u_k \cdot \cos\left(\frac{2\pi k}{N}\right) \tag{1.211}$$

- N = Anzahl Abtastwerte je Periode der netzfrequenten Grundschwingung
- u_k = Abtastwerte der Spannung

Für die Impedanz einer Leiter-Erd- oder Leiter-Leiter Messschleife gilt:

$$\underline{Z} = \frac{\underline{U}}{\underline{I}} = \frac{U_{\mathrm{Re}} + jU_{\mathrm{Im}}}{I_{\mathrm{Re}} + jI_{\mathrm{Im}}} = \frac{\left(U_{\mathrm{Re}} + jU_{\mathrm{Im}}\right)\left(I_{\mathrm{Re}} - jI_{\mathrm{Im}}\right)}{I_{\mathrm{Re}}^2 + I_{\mathrm{Im}}^2} \tag{1.212}$$

$$\underline{Z} = \frac{\left(U_{\mathrm{Re}} \cdot I_{\mathrm{Re}} + U_{\mathrm{Im}} \cdot I_{\mathrm{Im}}\right) + j\left(U_{\mathrm{Im}} \cdot I_{\mathrm{Re}} - U_{\mathrm{Re}} \cdot I_{\mathrm{Im}}\right)}{I_{\mathrm{Re}}^2 + I_{\mathrm{Im}}^2} \tag{1.213}$$

Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ der Leiter-Erd-Messschleife zwischen Messort und dem Kurzschlussort wird wie folgt

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} \tag{1.214}$$

mit dem Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ (siehe Abbildung 389: Einstellwert kG)

$$k_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3\underline{Z}_1} \tag{1.215}$$

- $\underline{Z}_1$ = Mitsystemimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels
- $\underline{Z}_0$ = Nullsystemimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels

und dem Summenstrom $\underline{I}_E$

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3} \tag{1.216}$$

berechnet. Mit Hilfe des Erdstromkompensationsfaktors $\underline{k}_E$ kann der korrigierter Strom $\underline{I}_{KG}$ definiert und in Gleichung (1.212) zur Berechnung der Impedanz verwendet werden.

$$\underline{I}_{KG} = \underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E \tag{1.217}$$

Hinweis
Der Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ wird der englischen Notation entsprechend in ATPDesigner mit $\underline{k}_G$ bezeichnet.

Die Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife zwischen Messort der Probe und dem Kurzschlussort wird wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \frac{\underline{U}_{LL}}{\underline{I}_{LL}} \tag{1.218}$$

Beispielhaft ist in Gleichung die Berechnung des verketteten Stromes $\underline{I}_{12}$ aus den komplexen Zeigern der Leiterströme $\underline{I}_{L1}$ und $\underline{I}_{L2}$ angegeben.

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2} \tag{1.219}$$

9.11.2 Voltage & Currents: Positive & Negative Sequence System

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, für die **Schalter Cb1..3** (Circuit-Breaker), die jeweils mit einem integrierten Messort M1..3 ausgestattet sind, aus den zeitlichen Verläufen der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ und den Leiterströmen $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ den zeitlichen Verlauf der Spannungen und Ströme von Null-, Mit- und Gegensystem mit Hilfe der ATP Programmiersprache **MODELS** zu berechnen. Die Namen der MODELS Signale zur Darstellung in einem Diagramm sind in Kapitel 6.13.2 erläutert.

Die Berechnung der der Spannungen und Ströme in Mit- und Gegensystem erfolgt mit den sekundären Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströmen, die an den Messorten Mx der Circuit-Breaker Cbx gemessen werden. Die Funktion kann in den Einstelldialogen **Signal Analysis Settings** (Abbildung 389) oder **ATP Data** (Abbildung 54) aktiviert werden.

9.12 Ausgabe der Zeitsignale Dateien mit anderen Datenformaten

ATPDesigner ermöglicht es dem Anwender, die Zeitverläufe der Signale, die in der .PL4-datei d.h. in der grafischen Ausgabedatei des ATP enthalten sind, in andere Dateiformate zu konvertieren und mit anderen Programmen weiter zu verarbeiten. In Abbildung 390 ist der dazu gehörende Dialog zu sehen. Der Dialog kann durch den Toolbar-Button oder im Hauptmenü **ATP** mit dem Menüpunkt **Convert and Export Voltages and Currents** aufgerufen werden.

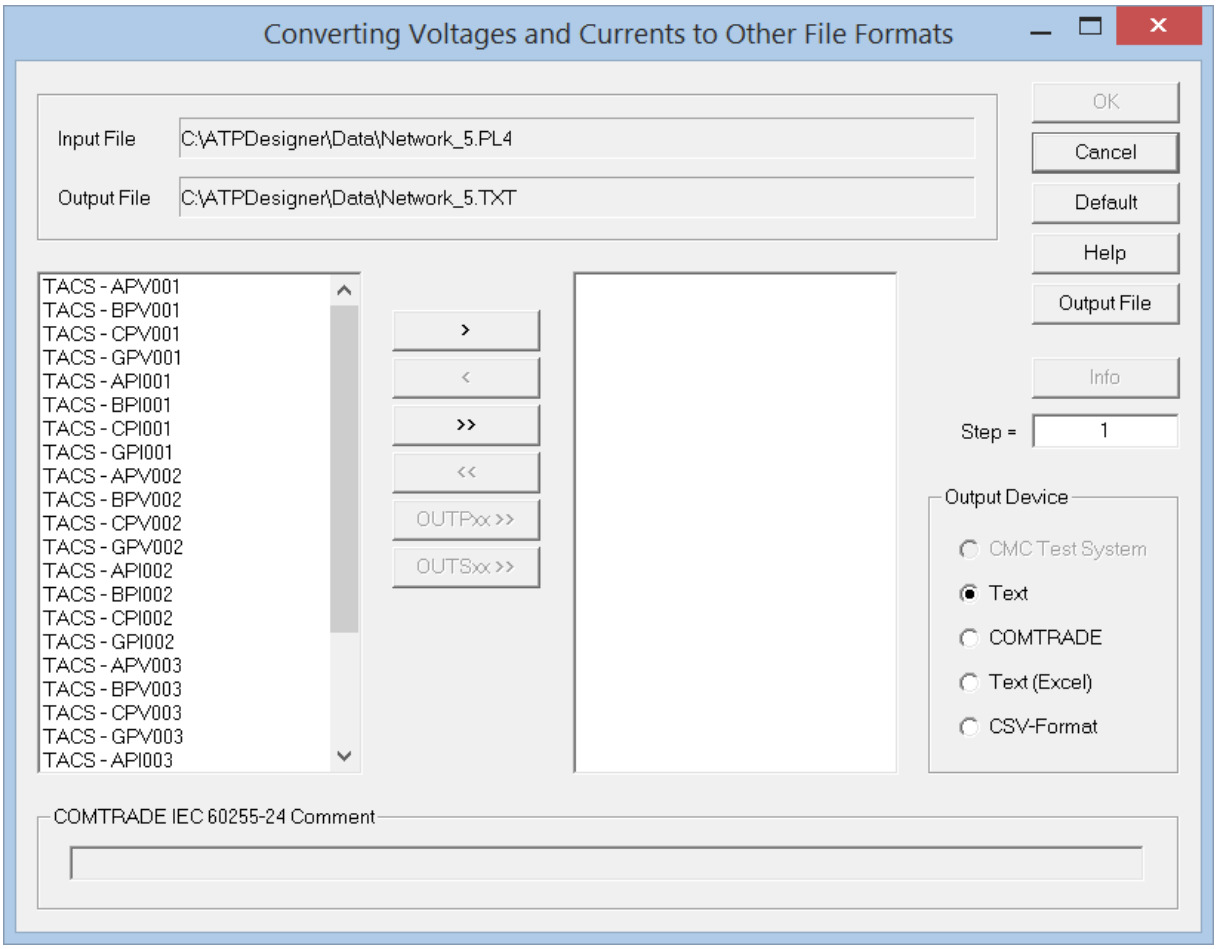


Abbildung 414: Dialog zur Ausgabe der berechneten Zeitverläufe in andere Dateiformate

Nach dem Öffnen des Dialogs sind in der linken Liste die verfügbaren Ausgabesignale dargestellt. Einzelne Ausgabesignale können z.B. durch einen **Left Mouse Button Double Click** in die rechte Liste verschoben werden, auch ein Markieren eines Ausgabesignals mit Drücken eines Richtungs-Buttons ist möglich.

Output File
ATPDesigner erzeugt automatisch den Name der Ausgabedatei. Mit Hilfe des Buttons kann eine andere Ausgabedatei ausgewählt werden.

Info
Wird eine **COMTRADE**-Datei erzeugt, so werden **COMTRADE**-spezifische Informationen in einem Dialog angezeigt.

Step
Um z.B. die Größe der Ausgabedatei zu verringern, kann eine Ausgabeschrittweite eingestellt werden.

Output Device
Das Format der Ausgabedatei kann ausgewählt werden.

- **CMC Test System**
  Das Ausgabeformat kann nur ausgewählt werden, wenn eine Sekundärprüfeinrichtung der Fa. Omicron mit ATPDesigner verbunden ist.

- **Text**
  Die Signale werden durch Leerzeichen getrennt ausgeben. In jeder Zeile sind die Momentanwerte eines Zeitpunktes enthalten. Der erste Wert einer Zeile ist die Zeit in Sekunden, danach sind die ausgewählten Signale in der Auswahlreihenfolge enthalten.

```
          0           0           0           0
      0.001    27695.43945   -87812.625   60117.19141
      0.002    52732.12891   -89299.09375   36566.96094
      0.003    72607.07813   -82044.39844   9437.323242
```

- **COMTRADE**
  ATPDesigner schreibt die ausgewählten Ausgabesignale entsprechend dem COMTRADE Format nach IEC 60255-24 in die .CFG- und .DAT-Ausgabedateien.

```
,ATPDesigner Version 3.04.16 - 30.04.2015,2001
3,3A,0D
1,TACS - APV001,,,V,0.997615,0.00390625,0,-90000,90000,1,1,P
2,TACS - BPV001,,,V,0.992212,-0.046875,0,-90000,90000,1,1,P
3,TACS - CPV001,,,V,0.992089,0,0,-90000,90000,1,1,P
50
1
1000,401
30/04/2015,18:01:02.000000
30/04/2015,18:01:02.000000
ASCII
1

1,0,-0,0,0
2,1000,27762,-88502,60597
3,2000,52858,-90000,36859
4,3000,72781,-82688,9513
5,4000,85579,-67283,-18765
6,5000,90000,-45291,-45205
```

- **Text (Excel)**
  Die Signale werden durch Leerzeichen getrennt ausgeben. In jeder Zeile sind die Momentanwerte eines Zeitpunktes enthalten. Der erste Wert einer Zeile ist die Zeit in Sekunden, danach sind die ausgewählten Signale in der Auswahlreihenfolge enthalten.

```
          0           0           0           0
      0,001    27695,43945   -87812,625   60117,19141
      0,002    52732,12891   -89299,09375   36566,96094
      0,003    72607,07813   -82044,39844   9437,323242
```

Hinweis
Das Zahlformat verwendet ein Komma, um Vorkomma- und Nachkommastellen zu trennen.

- **CSV-Format**
  Die Signale werden durch ein Semikolon „;“ getrennt ausgeben. In jeder Zeile sind die Momentanwerte eines Zeitpunktes enthalten. Der erste Wert einer Zeile ist die Zeit in Sekunden, danach sind die ausgewählten Signale in der Auswahlreihenfolge enthalten.

```
Time(in s);APV001;BPV001;CPV001;GPV001
0;0;0;0;0
0.001;27695.4;-87812.6;60117.2;3.5822e-011
0.002;52732.1;-89299.1;36567;-4.23688e-011
0.003;72607.1;-82044.4;9437.32;3.37232e-011
0.004;85374.8;-66758.7;-18616.1;-3.9003e-011
```

10 Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen

Dezentrale Erzeugungsanlagen wie Solarstrom- und Windkraftanlagen, die mit Hilfe eines 1- oder 3-phasigen Netzumrichters elektrische Energie ins Energieversorgungsnetz einspeisen, werden in ATPDesigner mit Hilfe der 1/2/3-phasigen Quelle konstanter Leistung (**3-Phase Source**, siehe Kapitel 6.7) als **geregelte Konstantleistungsquellen** nachgebildet und in der Lastflussberechnung berücksichtigt. Dabei wird der stationäre Netzzustand wie bei Lastflussberechnungen üblich iterativ d.h. durch eine Folge mehrerer stationärer Netzberechnungen ermittelt. Der Iterationsprozess wird abgebrochen, wenn Konvergenz d.h. die vom Anwender definierte Genauigkeit erreicht oder im Falle der Divergenz die maximal zulässige Anzahl von Iterationsschritten erreicht wurde. Nähere Informationen dazu sind in **Kapitel 6.4.2 Load Adjusting & Phase Adjusting – Lastflussberechnung in ATPDesigner** erläutert.

Hinweis
Bei Computersystemen mit geringer Performance können bei der schnellen Abfolge der Netzberechnungen der Lastflussiteration zeitbedingte Zugriffsprobleme auf temporäre Dateien auftreten. Mit Hilfe des Einstellwertes **Delay Time** (Kapitel 6.4.3) kann eine Wartezeit zwischen zwei Iterationsschritten eingestellt werden.

Die von ATPDesigner ausgeführte Lastflussberechnung wird durch zwei unabhängige Algorithmen ausgeführt.

- **Load Adjusting** Ein/Aus
- **Phase Adjusting** Ein/Aus

Die Optionen **Load Adjusting** und **Phase Adjusting** können sehr einfach durch zwei Toolbar-Buttons oder im Einstelldialog **ATP Data** (Kapitel 6.4.1) aktiviert bzw. deaktiviert werden.

Die nachfolgende Abbildung 393 zeigt ein einfaches, strahlenförmiges Niederspannungsnetz, das aus zwei parallelen, 500m langen Leitungen vom Typ NAYY 4x150mm² besteht. Die Versorgung erfolgt aus der vorgelagerten 20kV-Netzebene über einen 20/0,4kV-Transformator der Bemessungsleistung S_{rT} = 630kVA. Die Messung von Leiterströmen, Leiter-Erd-Spannungen und Leistungen erfolgt mit den Messgeräten **Probe Px**.

Es ist darauf zu achten, dass im Einstelldialog **ATP Data** (siehe Kapitel 6.4.1)die Optionen **Load Adjusting (PQ, PV Nodes)** und **Phase Adjusting** zu aktivieren sind, um die iterative Anpassung der Verbraucherlast(en) und der Solarstromeinspeisung(en) an die vom Anwender vorgegebenen Werte zu aktivieren.

ATPDesigner ändert iterativ interne Werte für Lasten und Netzeinspeisungen (**Load Adjusting (PQ, PV-Nodes)**) und dezentrale Energieerzeugungsanlagen mit Netzstromrichtern (**Phase Adjusting**), wenn bei den Netzelementen die entsprechenden Optionen **Adjusting Phase** und/oder **Adjusting Load Impedance** bzw. **Adjusting Network Infeed** aktiv sind. Nach jeder Parameteränderung wird mit Hilfe des ATP eine stationäre Netzberechnung ausgeführt. Abbruchbedingungen kontrollieren den Iterationsprozess (siehe Einstelldialog **ATP Data** ff. Kapitel 6.4.1).

- Verbraucherlasten (**Load Impedance**, Kapitel 6.8), die iterativ angepasst werden sollen, müssen durch die Option **Adjusting Load Impedance** im Einstelldialog des Betriebsmittels ausgewählt werden.

- Dezentrale Energieerzeugungsanlagen mit Netzstromrichter (**3-Phase Source**, Kapitel 6.7), die iterativ angepasst werden sollen, müssen durch die Option **Adjusting Phase** im Einstelldialog des Betriebsmittels ausgewählt werden.

Der Iterationsprozess kann mit der **ESC-Taste** abgebrochen werden. Dazu muss die ESC-Taste u.U. über mehrere Sekunden gedrückt sein. In diesem Fall wird in der **Status Bar** die Anzahl Iterationsschritte **N = 999** und **LF=failed** angezeigt.

Abbildung 415: N = 999 : Abbruch des Iterationsprozesses

Im Falle der Konvergenz wird in der Statusbar die Kennung **LF=o.k.** angezeigt.

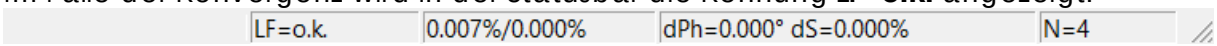


Abbildung 416: Statusbar im Falle der Konvergenz nach 4 Iterationsschritten

Im Falle der Divergenz, d.h. dass nach der maximal zulässigen Anzahl von Iterationsschritten die vom Anwender geforderte Genauigkeit nicht erreicht werden konnte, wird **LF=failed** in der Statusbar ausgegeben.

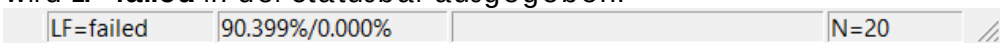


Abbildung 417: Statusbar im Falle der Divergenz *LF=failed*

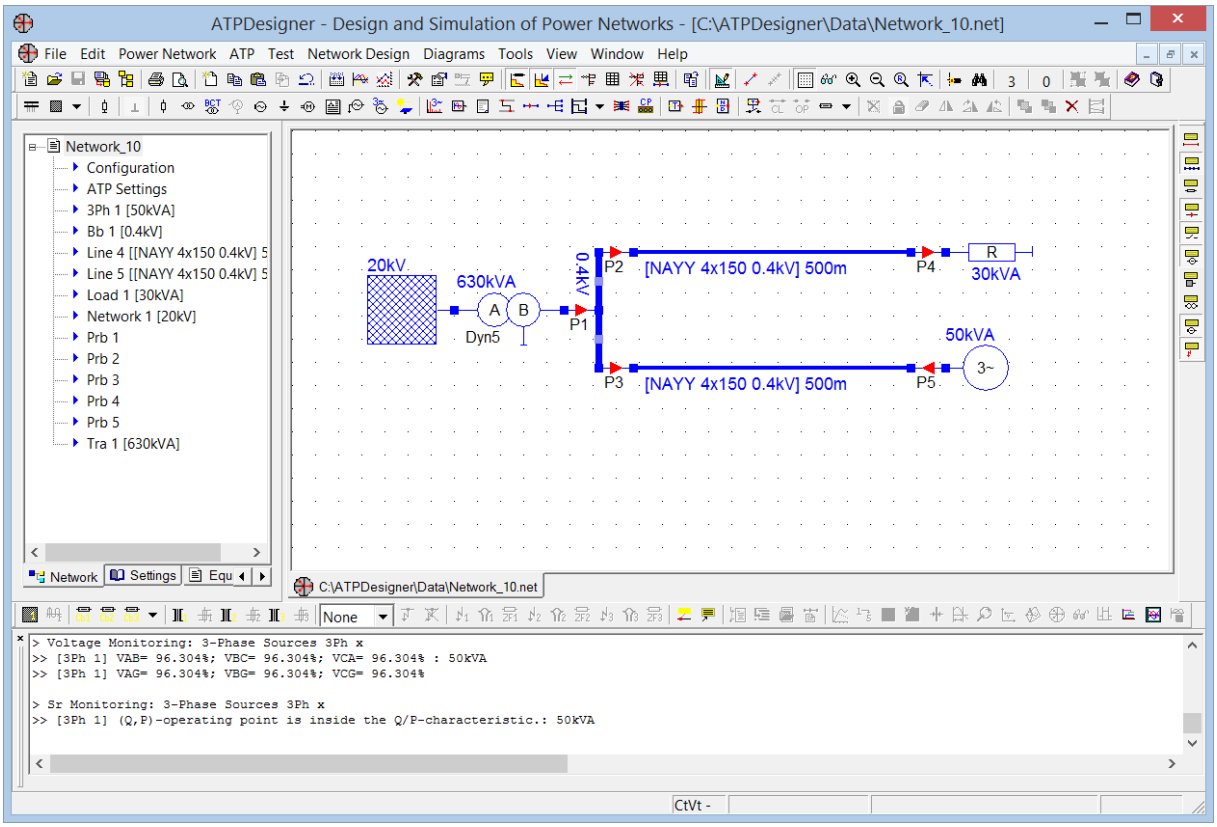


Abbildung 418: Niederspannungsnetz mit Verbraucherlast und Solarstromanlage

Das Netz in Abbildung 403 besteht aus folgenden Netzwerkelementen:

- Netzeinspeisung **Network Infeed** (Kapitel 6.4.7)
- Transformator **Transformer** (Kapitel 6.11.22)
- Sammelschiene **Busbar** (Kapitel 6.19)
- Leitungen **Line** (Kapitel 6.9)
- Lastimpedanz **Load Impedance** (Kapitel 6.8)
- 3-phasige, symmetrische Spannungs-/Stromquelle **3-Phase Source** (Kapitel 6.7) für die dezentralen Erzeugungsanlagen mit Netzstromrichter
- Strom-/Spannungsmessgeräte **Probe** (Kapitel 6.11)

Hinweis
Um das in Abbildung 403 dargestellte Energieversorgungsnetz mit ATPDesigner zu erstellen, sind die nachfolgend beschriebenen Schritte empfehlenswert.

1. Start von ATPDesigner

2. Erzeugen eines neuen Zeichenbereiches mit **File + New** oder durch Drücken des Buttons in der oberen Toolbar oder durch **CTRL + N**.

3. Löschen des Default-Energieversorgungsnetzes mit dem Toolbar-Button (siehe Kapitel 4.13)

4. Aufbau des Energieversorgungsnetzes nach Abbildung 393 beginnend mit der Netzeinspeisung **Network Infeed 1**, dem Transformator **Transformer**, etc.

10.1 20kV-Netzeinspeisung

Das vorgelagerte Mittelspannungsnetz wird als Netzeinspeisung **Network Infeed** (Toolbar Button) mit den folgenden Einstellwerten nachgebildet.

- **V_{nom}:** Nennspannung U_n = 20kV
- Netznennfrequenz f_n = 50Hz
- Kurzschlussleistung S_k'' = 500MVA
- Verhältnis Nullimpedanz - Mitimpedanz $\underline{Z}_0 = 2 \cdot \underline{Z}_1$

ATPDesigner bildet die Netzeinspeisung in Anlehnung an VDE 0102 als induktiv gekoppelte RL-Serienimpedanz nach. Wird die Option **Phi (Zk).** deaktiviert, kann der Impedanzwinkel **phi (Zk)** manuell eingestellt werden. Für 20kV-Mittelspannungsnetze sind Impedanzwinkel $\varphi \approx 30...60°$ je nach verwendeten Mittelspannungskabeln üblich.

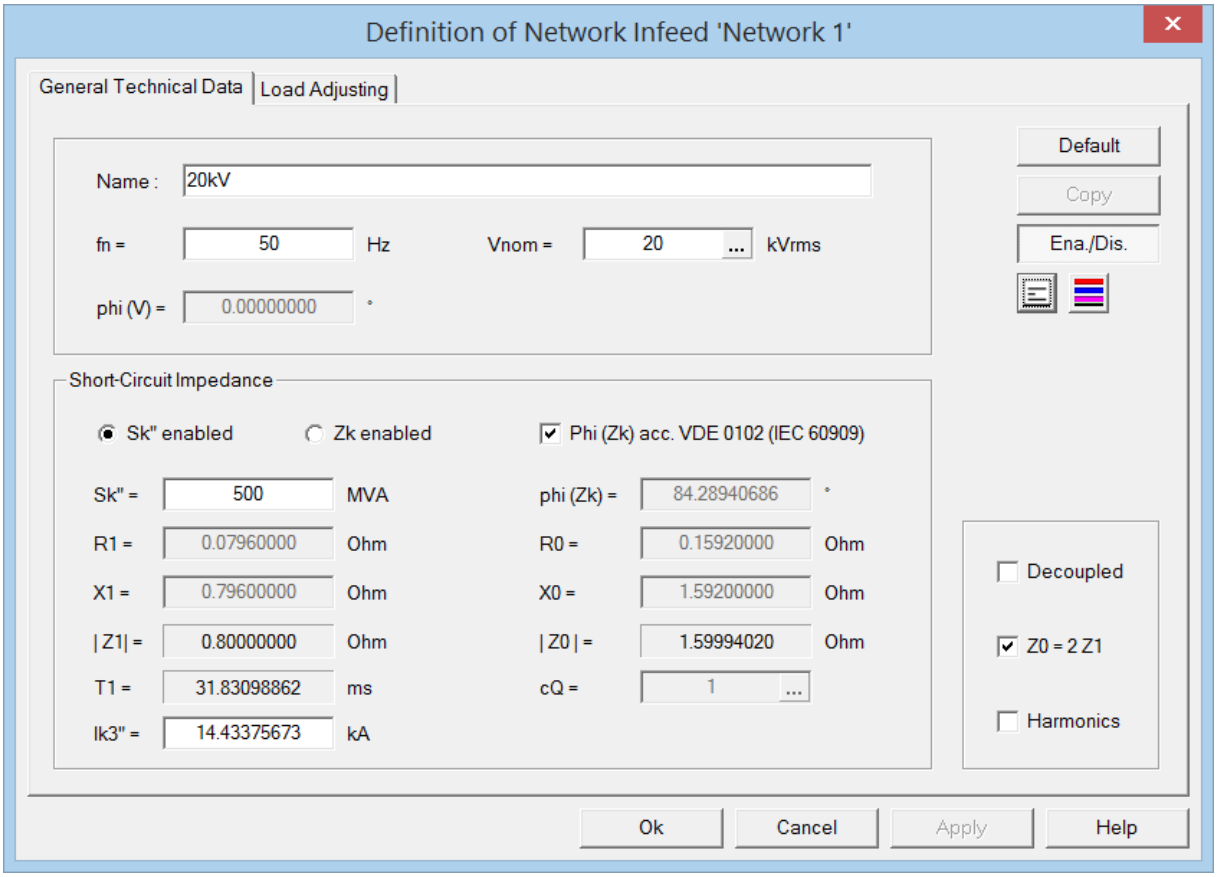


Abbildung 419: 20kV-Netzeinspeisung

10.2 Ortsnetztransformator 20/0,4kV, S_{rT} = 630kVA, u_k = 4%, P_k = 6kW

Das Transformatormodell (Toolbar-Button)bildet sowohl die Kurzschlussimpedanz als auch die Leerlaufimpedanz des Transformators sowie Schaltgruppe und Sternpunktbehandlung nach.

- **Srt** : Bemessungsleistung S_{rT} = 630kVA
- **VrA**, **VrB** : Bemessungsspannungen 20/0,5kV
- **uk** : Kurzschlussspannung u_k = 4%
- **Pk** : Kurzschlussverlustleistung P_k = 6kW
- **Vector Group** : Schaltgruppe Dyn5
- **Neutral Point Connection** : Sternpunkt starr geerdet
- **X01** : Verhältnis Nullimpedanz/Mitimpedanz X01 = 1
- **Excitation Data**: Die Leerlaufverlustleistung P_L sowie der Leerlaufstrom I_L sind deaktiviert.

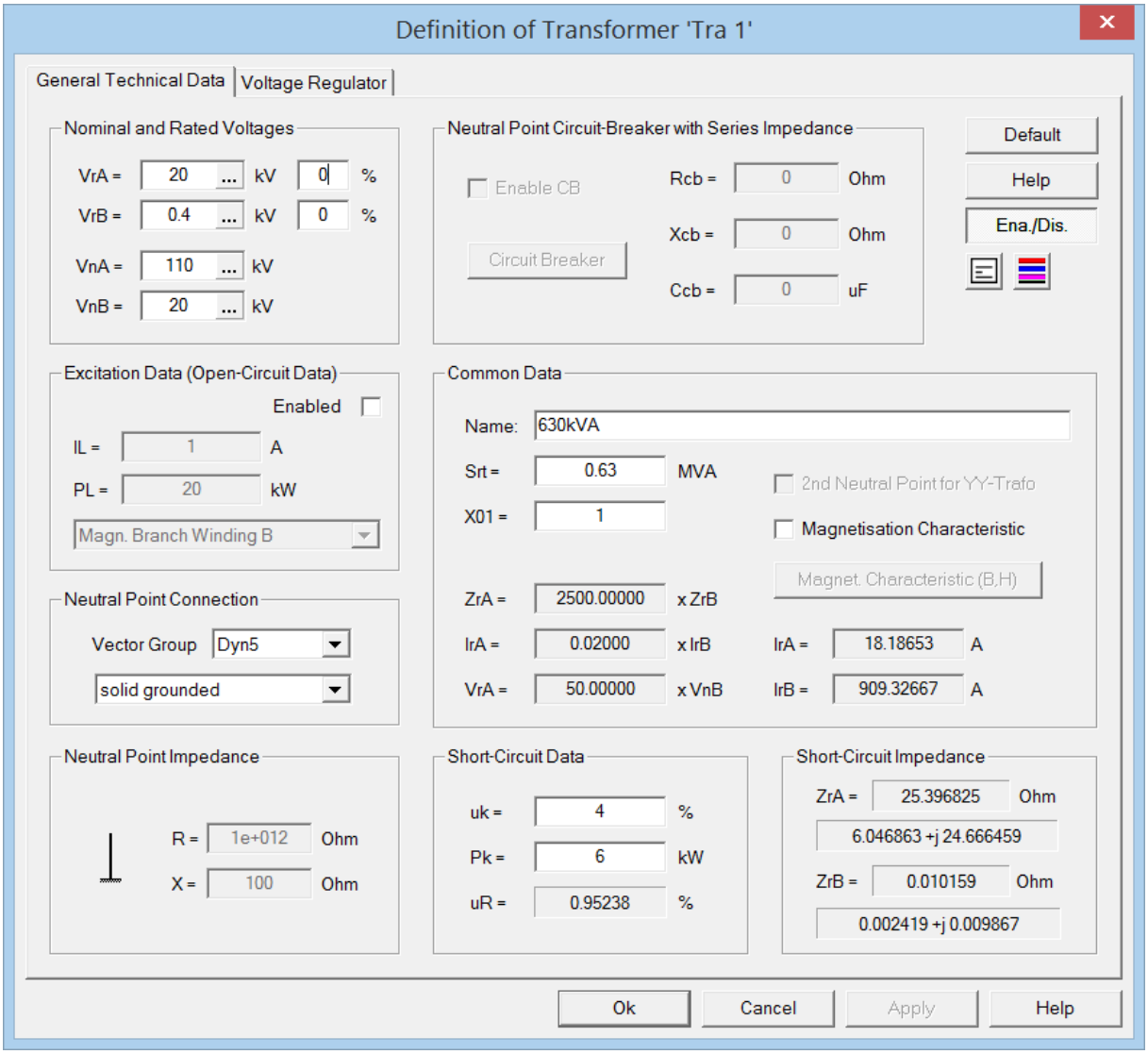


Abbildung 420: Ortsnetztransformator 20/0,4kV, S_{rT} = 630kVA, u_k = 4%, P_k = 6kW

10.3 Messgerät Probe

Im nächsten Schritt wird ein Messgerät **Probe P1** (Referenzname **Prb1**) an dem Transformator angeschlossen. Dazu wird der Toolbar Button gedrückt. Durch einen **Left Mouse Button Double-Click** auf das grafische Symbol der Sammelschiene der Einstelldialog geöffnet.

Das Spannungs- und Strommessgerät wird verwendet, um an definierten Netzknoten die Leiterströme, die Leiter-Erd-Spannungen sowie Leistungen zu berechnen. Es ist zu beachten die Nennspannung **Vnom** korrekt einzustellen, damit der prozentuale Wert der berechneten Leiter-Erd-Spannung korrekt in den Tooltips angezeigt wird. Darüber hinaus kann auch ein Nennstrom **Inom** eingestellt werden, um eine prozentuale Anzeige in den Tooltips zu erreichen.

- **Vnom** : Nennspannung U_n = 0,4kV
- Die Knotennamen **APV..** und **API..** sollten **nicht** verändert werden

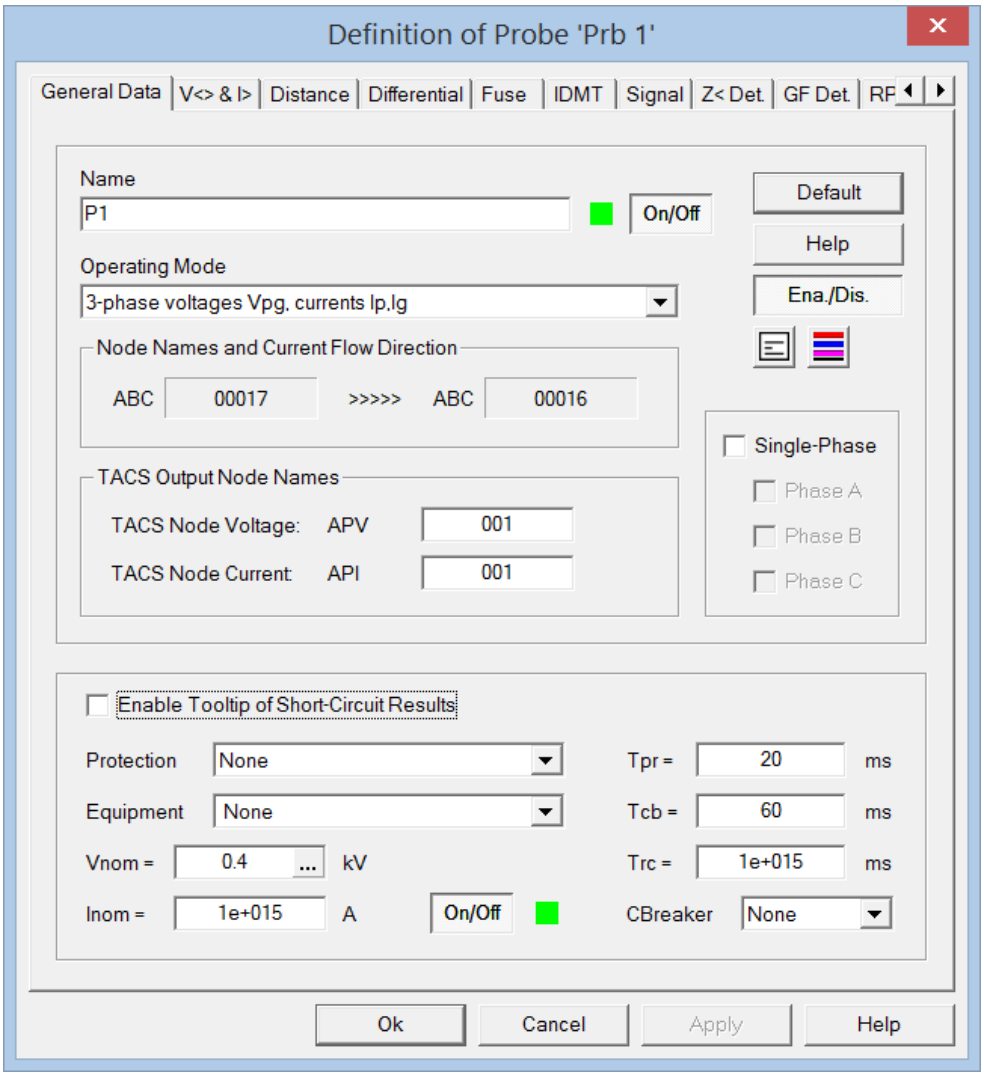


Abbildung 421: Messgerät *Probe*

10.4 0,4kV-Sammelschiene

Im nächsten Schritt wird eine Sammelschiene **Busbar** an das Messgerät **Probe P1** angeschlossen. Dazu wird der Toolbar Button gedrückt. Durch einen **Left Mouse Botton Double-Click** auf das grafische Symbol der Sammelschiene der Einstelldialog geöffnet.

- Nennspannung V_{nom} = 0,4kV
- Name der Sammelschiene
- Es können alternativ auch andere Sammelschienentypen in **Busbar Shape** ausgewählt werden.

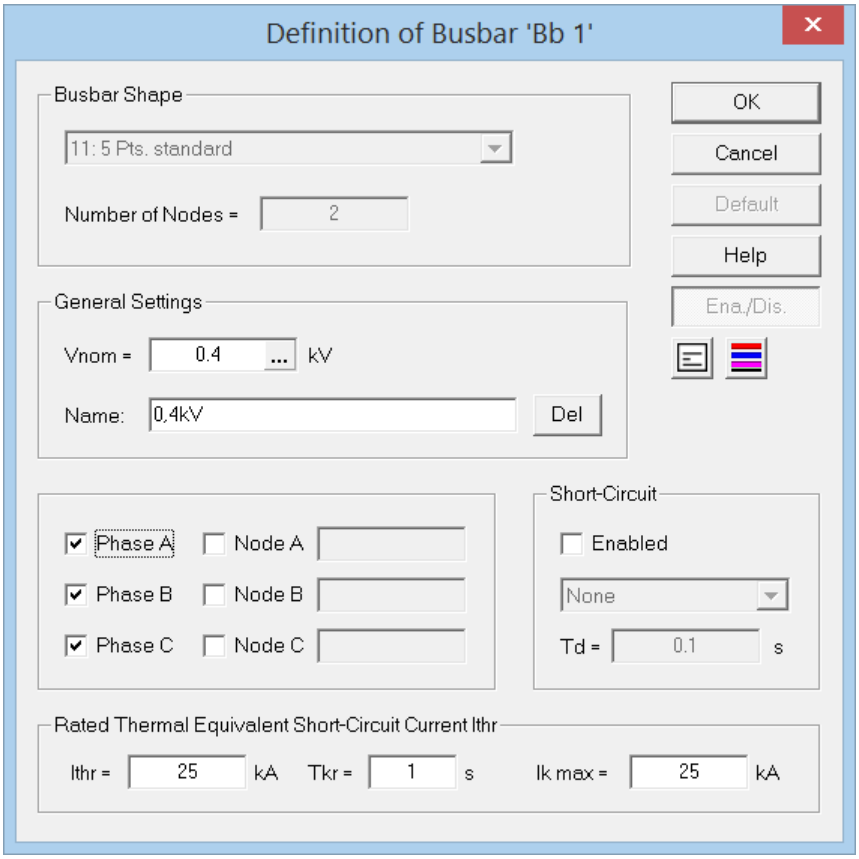


Abbildung 422: 0,4kV-Sammelschiene am Ortsnetztransformator

10.5 Einspeisungen konstanter Wirkleistung *Pnom (Ip:3p) = const.*

Solarstrom- und Windkraftanlagen werden durch eine 3-phasige symmetrische Stromquelle konstanter Wirkleistung P_{nom} nachgebildet. In dem vorliegenden Beispiel wird eine phasen- und leistungsgeregelte Stromquelle als Modell eines Vollumrichters gewählt.

- **P_{nom}**
  Wirkleistung P_n = 30kW, Verschiebungsfaktor cos φ = 1, d.h. $P_n = S_n$, Q_n = 0kvar

- **Operation Mode**
  Betriebsart **Pnom (Ip:3) = const.** d.h. symmetrische, 3-phasige Stromquelle mit konstanter Wirkleistung

- **Vn init**
  Startwert der Nennspannung am Einspeiseknoten U_n = 0,4kV

- **Imax = 120%**
  Der Betrag des eingespeisten Leiterstroms wird auf 120% I_{nom} begrenzt.

- **Cos Phi Mode**
  In der Betriebsart **cos phi = const.** Wird ein konstanter Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt (NAP = **NCP**) eingeregelt.

- **Op.Mode Ip**
  In der Einstellung **Ip=f(Vpp)** wird der Mittelwert der Leiter-Leiter-Spannungen, die am Netzanschlusspunkt (NAP = **NCP**) gemessen werden, zur Leistungsregelung verwendet.

- Option **Adjusting Phase** aktiviert (Leistungsquelle wird in dem iterativen Verfahren **Phase Adjusting** berücksichtigt)

- Die **Unter-und Überspannungsüberwachung V< und V>** wird zur Überwachung der Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage auf ±2%U_n sowie die Betriebsart **V_{PP} [p.u.]** eingestellt. Die zugeordneten Staffelzeiten werden nur dann bewertet, wenn eine Über- oder Unterspannung gemessen wird.

- Der Messort der Spannungen und Ströme **NCP Location**, die für den Iterationsprozess zur Einstellung von Wirkleistung und Verschiebungsfaktor verwendet werden, ist der Netzanschlusspunkt (NAP = **NCP**) der dezentralen Erzeugungsanlage. Als Alternative kann ein beliebiger Messort (**Probe**, Kapitel 6.11) als Messort d.h. als Netzanschlusspunkt verwendet werden.

Durch die Betriebsart **Pnom (Ip: 3) = const.** kann eine 1-, 2- oder 3-phasige Einspeisung durch 1-phasige Wechselrichter nachgebildet werden.

1. Ausgehend von dem Initialisierungswert **Vnom init** der Nennspannung am Netzanschlussknoten (NAP) der Solarstromanlage wird der Betrag der Amplitude I_p jeder ausgewählten Stromquelle berechnet und für die nachgelagerte, stationäre Netzberechnung verwendet (siehe Kapitel 6.7).

2. Vor jeder weiteren stationären Netzberechnung wird der Betrag der Amplitude jeder ausgewählten Stromquelle aus der vorgegebenen Wirkleistung P_{nom} und dem Mittelwert U_{mittel} der Beträge der berechneten Leiter-Leiter-Spannungen U_{L1L2}, U_{L2L3} und U_{L3L1} berechnet (siehe Kapitel 6.7).

$$U_{mittel} = \frac{U_{L1L2} + U_{L2L3} + U_{L3L1}}{3} \qquad (1.220)$$

3. ATPDesigner kontrolliert den iterativen Prozess **Phase Adjusting** durch Beurteilung der Genauigkeit der Phasenabweichung $\Delta\varphi$ für alle im Netz enthaltenen dezentralen Energieerzeugungsanlagen mit aktiver Option **Adjusting Phase**. Die zu erreichende Genauigkeit kann im Einstelldialog **ATP Data** (Kapitel 6.4.1) Registerkarte **Phase Adjusting** (Kapitel 6.4.6) eingestellt werden.

4. Der Einstellwert **s** im Einstelldialog **ATP Data**, Registerkarte **Phase Adjusting** muss für die Berechnung der tatsächlich eingespeisten Scheinleistung S eingestellt werden. Der Einstellwert gilt für alle **3-Phase Sources** mit aktiver Option **Adjusting Phase**.

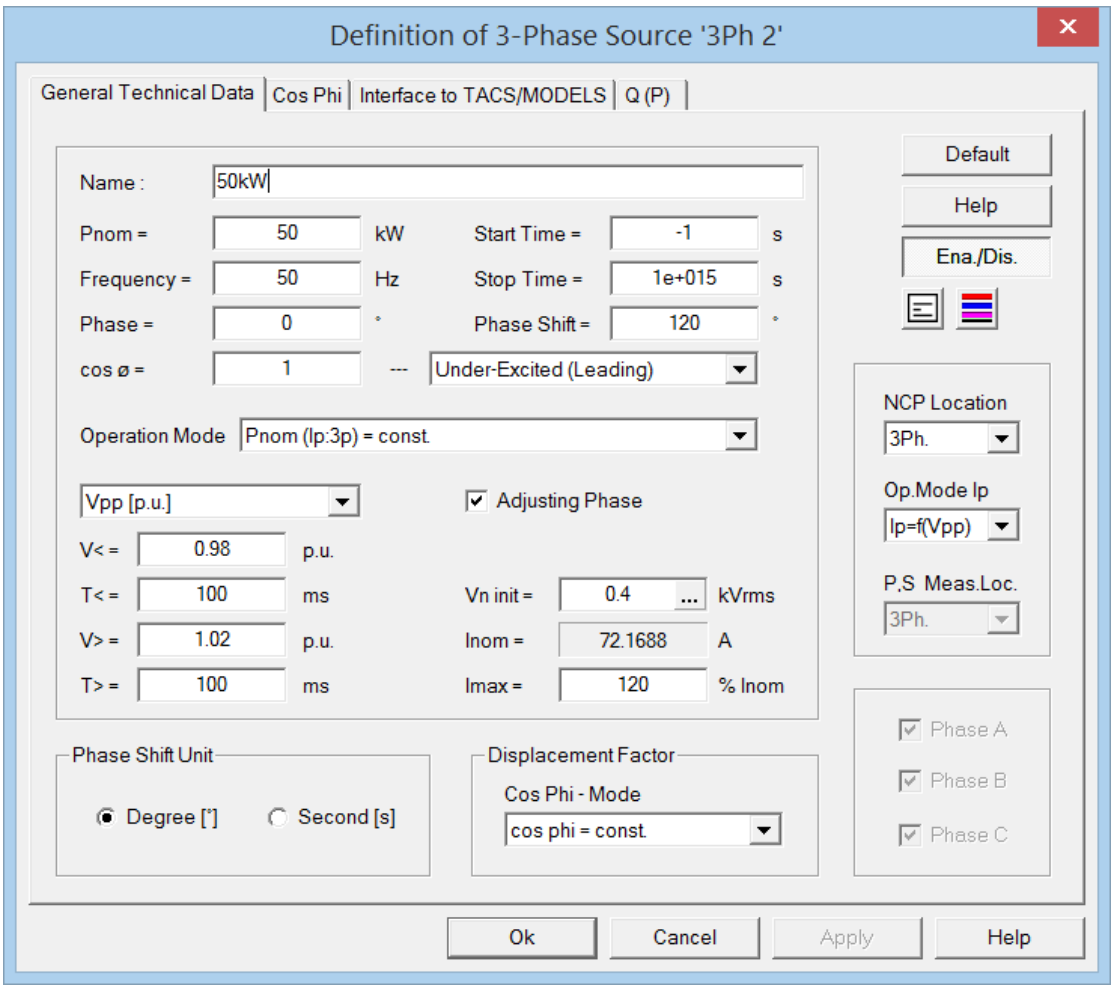


Abbildung 423: Einstelldialog 3-Phase Source als Nachbildung einer Solarstromanlage

Als Phasenverschiebung **Phase** bzw. **Verschiebungsfaktor cos φ = cos (Phase)** kann ein beliebiger Wert eingestellt werden. Zusätzlich muss eine der Betriebsarten **untererregt (Under-Excited)** oder **übererregt (Over-Excited)** eingestellt werden. Als Ergebnis der Iteration ergibt sich eine **Blindleistungseinspeisung** oder **Blindleistungsaufnahme**.

Grundsätzlich sind Konvergenzprobleme des iterativen Prozesses nicht auszuschließen. Es ist daher nach Ende der Iteration zu kontrollieren, ob die eingestellte Genauigkeit erreicht wurde.

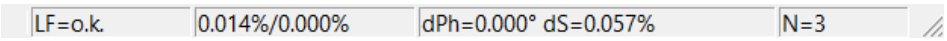


Abbildung 424: Genauigkeiten der Iteration bei Konvergenz

Abbildung 399 zeigt links in der Statuszeile (Status Bar) die Genauigkeiten **dS=0.014%** für **Load Adjusting** und die mittlere Phasenabweichung **dPh=0.0°** und die mittlere Abweichung der als konstant definierten Einspeiseleistungen **dS=0.057%** für **Phase Adjusting**. Zusätzlich wird die Anzahl Iterationszyklen **N=3** angezeigt.

10.6 Verbraucherlast konstanter Leistung

Die Verbraucherlast **Load Impedance** (Kapitel 6.8) ist ein **PQ-Knoten** in der Lastflussberechnung.

- **V_n** : Nennspannung U_{nom} = 400V
- **S** : Scheinleistung S = 30kVA
- **cos phi** : Verschiebungsfaktor cos φ = 1
- Option **Adjusting Load Impedance** aktiv (Lastimpedanz wird in dem iterativen Verfahren **Load Adjusting** berücksichtigt)
- Option **Solid Grounded** aktiv : Sternpunkt starr geerdet
- Operating Mode: **Series Impedance (Y)**

Eingabe der Daten in folgender Reihenfolge:

1. Nennspannung V_n = 400V
2. Bemessungsscheinleistung S = 0,03MVA
3. Verschiebungsfaktor cos phi = 1

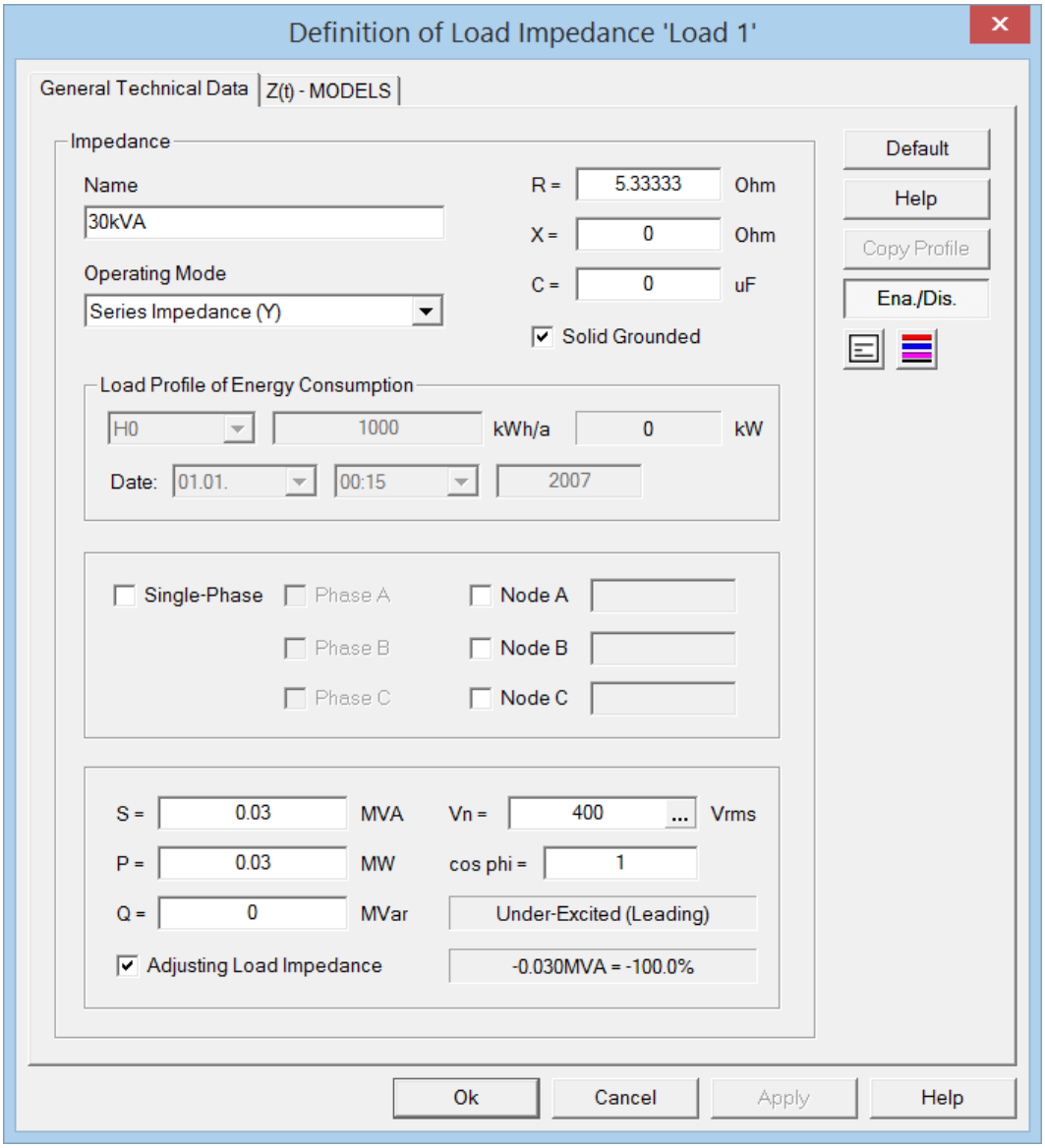


Abbildung 425: Einstelldialog *Load* als Nachbildung eines Haushaltes

Durch die vorgegebene Reihenfolge berechnet ATPDesigner automatisch die benötigte Lastimpedanz Z = R + jX. Werden Scheinleistung S oder der Verschiebungsfaktor cos phi geändert, wird die Lastimpedanz automatisch angepasst.

Die Information rechts neben der Option **Adjusting Load Impedance** gibt die prozentuale Abweichung der in der letzten stationären Netzberechnung wirksamen Scheinleistung der Last bezogen auf den Einstellwert S an. Als Grundeinstellung d.h. vor dem Start der iterativen Netzberechnung wird hier der Einstellwert S als negativer Wert -100% angezeigt.

10.7 Einstellungen in *ATP Data* zur iterativen Netzberechnung

Die Lastflussberechnung (siehe Kapitel 6.4.2 Load Adjusting & Phase Adjusting – Lastflussberechnung in ATPDesigner) muss im Einstelldialog ATP Data aktiviert werden.

- Option **Load Adjusting** aktiv
- Option **Phase Adjusting** aktiv
- Auswahlliste **1-Step**

Zusätzlich sollte in den Registerkarten **Load Adjusting** und **Phase Adjusting** die Abbruchgenauigkeit und eine maximale Anzahl von Iterationsschritten eingestellt werden. Die Betriebsarten z.B. **1-Step** sind in Kapitel 6.4.1 erläutert.

- **Load Adjusting** : dS = 0.1%, dP = 1%
- **Phase Adjusting** : Max. Phase = 0.1°, Max S = 1%, PhHyst = 0.1°

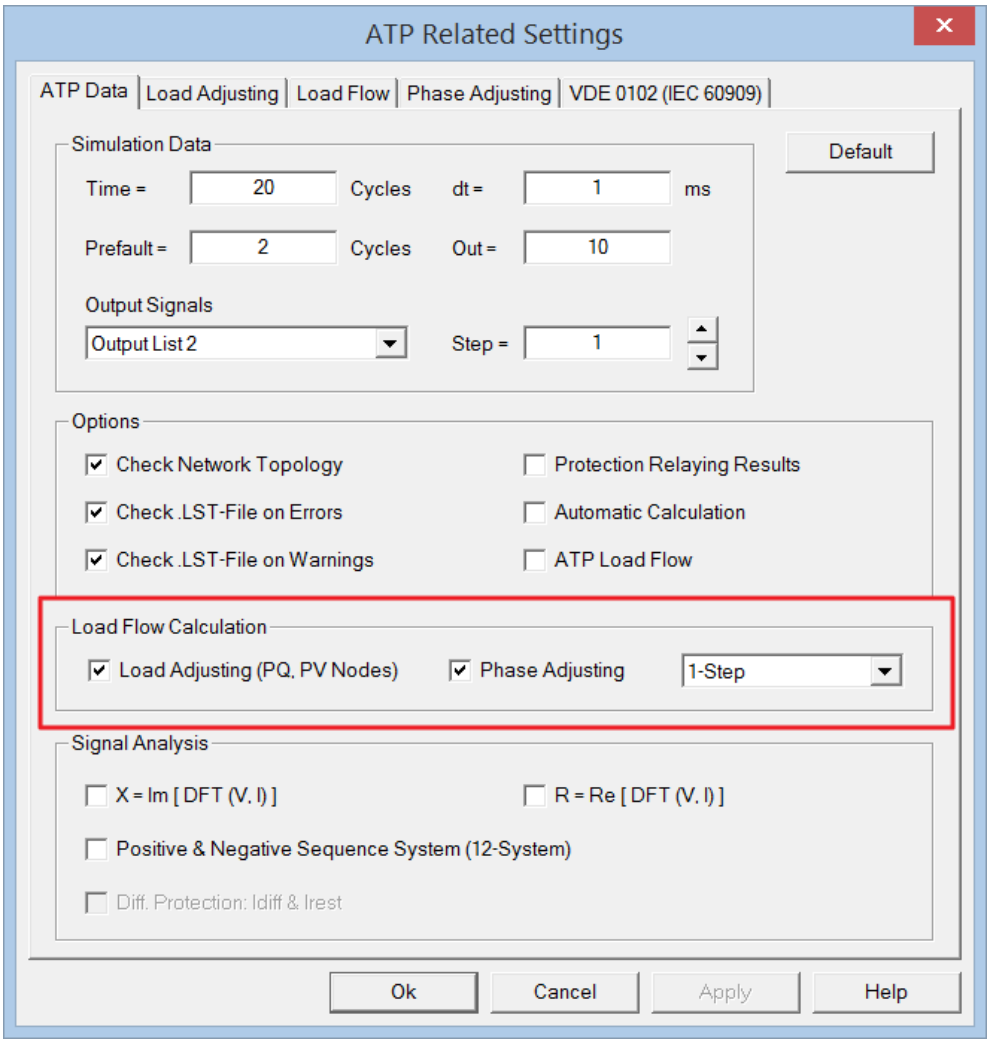


Abbildung 426: Allgemeine Einstellungen in *ATP Data*

10.8 Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung als iterative Netzberechnung werden in ATPDesigner wie Abbildung 402 zeigt teilweise grafisch dargestellt.

- Die Spannungen, Ströme und Leistungen am Netzanschlussknoten (NAP) der dezentralen Erzeugungsanlage werden in einem **Tooltip** angezeigt, wenn sich der Mouse-Cursor über der entsprechenden **Probe** befindet.

- Informationen zur iterativen Netzberechnung wie z.B. die erreichte Genauigkeit sind im **Messages Window** enthalten. Die Zeilen des **Messages Window** können mit dem Mouse-Rad gescrollt werden. Mit einem **Right Mouse Button Menü** kann der Inhalt in die Zwischenablage kopiert werden.

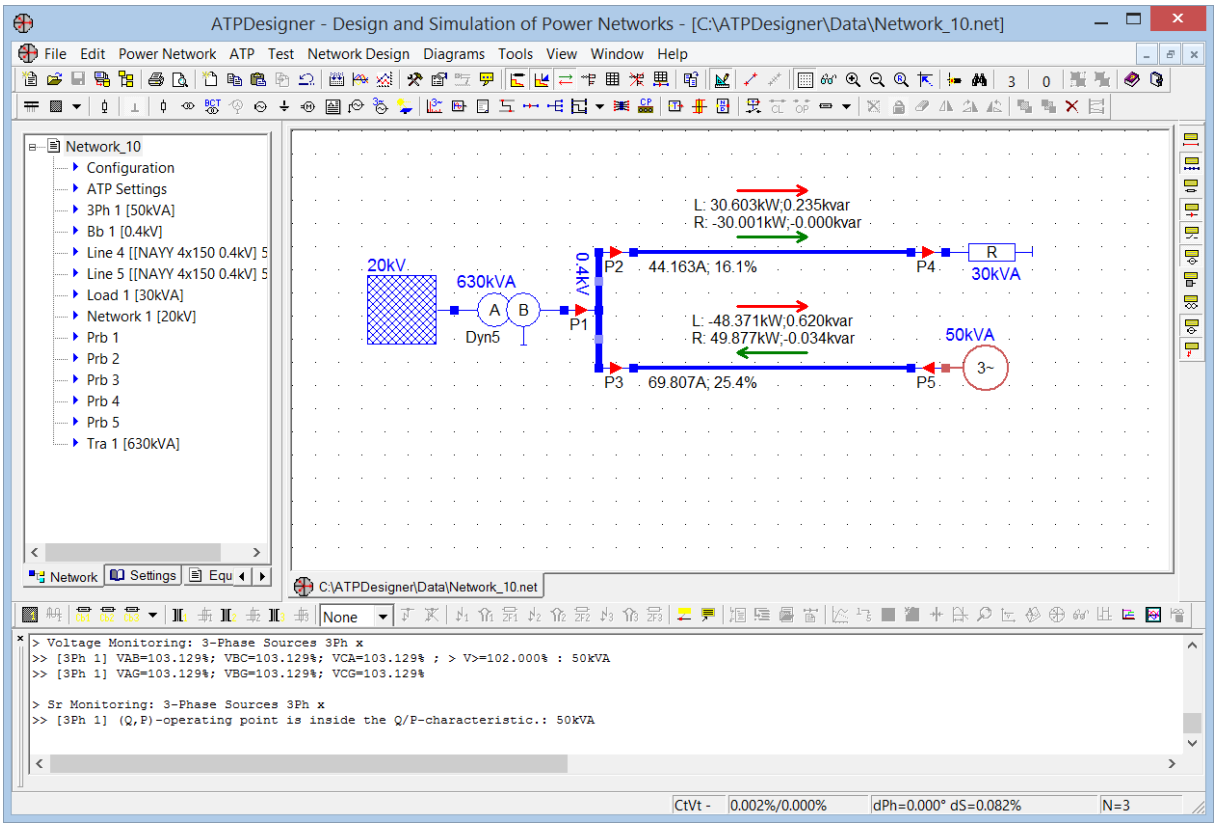


Abbildung 427: Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner

Das dunkel rot gezeichnete Symbol der dezentralen Erzeugungsanlage zeigt an, dass im letzten Iterationsschritt die Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) als zu groß oder zu klein erkannt wurde. Diese Überwachung wird durch die Spannungsüberwachung der dezentralen Erzeugungsanlage durchgeführt.

10.9 Ergebnisse der iterativen Netzberechnung in einer Textdatei

ATPDesigner dokumentiert die Arbeitsweise des ***Phase Adjusting*** - Algorithmus im Detail in einer Textdatei. Der Name der Textdatei wird von der zugehörigen .NET-Datei abgeleitet:

- **.NET-Datei** Network_3.NET
- **Phase Adjusting File** Network_3_PI.TXT

Die Textdatei kann im Hauptmenü ***View***, Menüpunkt ***Open Phase Adjusting File*** in einem Texteditor geöffnet werden. Das ***Phase Adjusting File*** zeigt beispielhaft nach dem ersten Iterationsschritt folgenden Inhalt.

```
Settings: Max. Iteration Steps = 20; Max. Phase = 0.1°; Max. S = 0.1%

3P-Source: WKA [3Ph 1]
  7. Step : Operation Mode 'Pnom (Ip:3p) = const.'; Phase Adjusting Enabled
            Measuring Location NCP 'Prb 8'
            Measuring Location for Regulation '3Ph.'
            Pnom = 1500kW; Vnom init = 20kV; Ip = 53.2074A; Sr = 1e+015kVA
            Phase shift phi(Ip,Vpg) = 25.8419°
            Displacement factor cos phi = 0.9; Under-Excited (Leading)
            Displacement factor cos phi (NAP) = 0.899733
            Displacement factor cos phi (3Ph.) = 0.80696
            Ipmax = 120%Inom; Ipmax = 57.735A; s = 100%; s = 100%
            s = 100%; s = 100%; Snom = 1858.83kVA; Scal = 1861.23kVA;
            dS = 0.129295%
            VAG = 11.6602kV; VBG = 11.6602kV; VCG = 11.6602kV (3PS)
            VAG = 11.6344kV; VBG = 11.6344kV; VCG = 11.6344kV (NCP)
            No. of 1P-Source N = 3
            V> = 1.1kV; V< = 0.9kV; Vav = 11.6602kV = 1.00981p.u.

   Results of Step No. 7 ...
   Phase Difference phi(Ip,Vpg): PDiffAG = 25.877°; PDiffBG = 25.877°;
PDiffCG = 25.877°
   Phase Deviation: A: 25.877°-(25.8419)°=0.0351°; B: 25.877°-
(25.8419)=0.0351°; C: 25.877°-(25.8419)°=0.0351°
   Deviation Amount: |0.0351°| + |0.0351°| + |0.0351°| = 0.1053° ; Sum =
0.1053°
   Phase A: PDiff = 0.0351°; Phase (6) 41.0313° - 0.0351° >>> (7) 40.9962°
   Phase B: PDiff = 0.0351°; Phase (6) 41.0303° - 0.0351° >>> (7) 40.9952°
   Phase C: PDiff = 0.0351°; Phase (6) 41.0303° - 0.0351° >>> (7) 40.9952°
================================================================================
=

   S = 1858.83kVA; Snom = 1858.83kVA; N = 3; Um = 11.6602kV; IL = 53.1387A

No. of 1P-Source N = 3
No. of 3P-Sources 1
Total Deviation |dPhi| = 0.1053°
Average Deviation |dPhi| / N = 0.0351°
Total Apparent Power S = 1858.83kVA
Total Deviation |dS| = 2.40336kVA
Average Deviation |dS| / N = 0.801121kVA
Average Deviation |dS| / N = 0.0430982%
```

Abbildung 428: Inhalt der Textdatei *Phase Adjusting File*

Hier Erläuterungen zu einigen ausgewählten Inhalten.

- Die **3-Phase Source 3Ph 1** wurde als 3-phasige, symmetrische Stromquelle nachgebildet. Der Verschiebungsfaktor beträgt cos φ = 1.

- Der im Iterationsschritt berechnete Betrag der mittleren Leiter-Leiter-Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) beträgt V_{pp} = 103.129%.

- Die im Iterationsschritt berechneten Beträge der Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) sind als VAB, VBC und VCA angegeben.

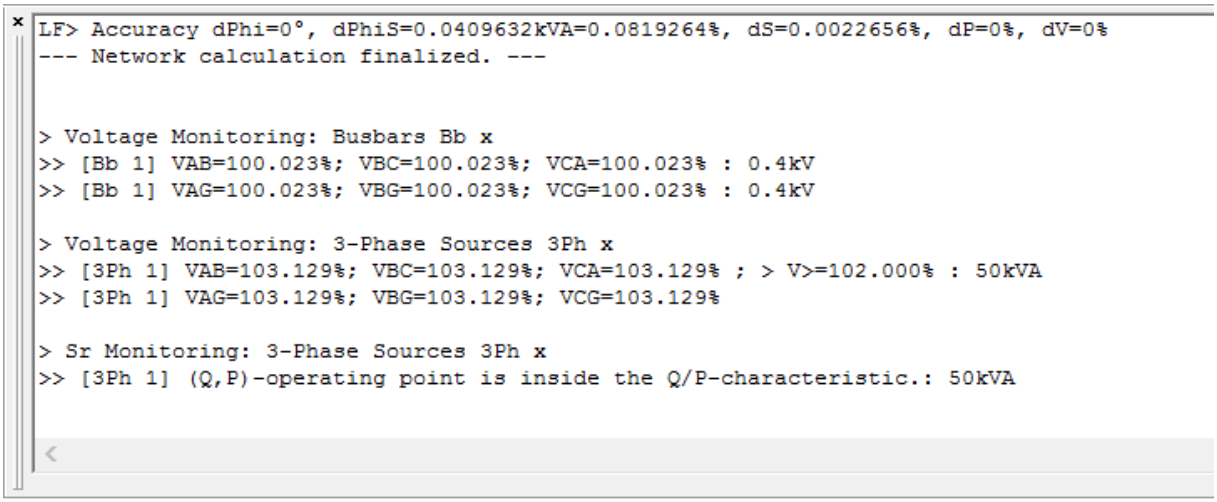


Abbildung 429: Ergebnisse der Spannungsüberwachung *Busbar* und *3-Phase Source*

Die Netzspannung am Netzanschlusspunkt der dezentralen Energieerzeugungsanlagen **3-Phase Source** und der Sammelschienen **Busbar** wird durch die im Einstelldialog **Load Adjusting V> und V<** (Kapitel 6.4.3) definierten Schwellen unabhängig von der eigenen Spannungsüberwachung der dezentralen Energieerzeugungsanlage überwacht.

11 Automatische Durchführung von Netzberechnungen und Prüfungen

ATPDesigner unterstützt die automatische Prüfung von Schutzgeräten mit Hilfe der Prüfeinrichtungen CMC156, CMC256 und CMC356 der **Fa. Omicron** (www.omicron.at) mit Hilfe der Berechnung dynamischer Netzvorgänge, führt aber Prüfungen wie z.B. von Schutzkonzepten mit Hilfe der Berechnung stationärer Netzzustände durch.

ATPDesigner ist in der Lage, über die CMC-spezifische Kommunikationsschnittstelle **CMEngine** Daten zu den Prüfeinrichtungen zu senden bzw. von den Prüfeinrichtungen zu empfangen. Schutzgeräte können mit realistischen dynamischen Netzvorgängen wie z.B. Kurzschlüsse oder Erdschlüsse hinsichtlich ihres Echtzeitverhaltens wir z.B. der AUS-Kommandozeiten geprüft werden.

Darüber hinaus ist ATPDesigner in der Lage,

- die **zeitlichen Verläufe** der Spannungen u(t) und Ströme i(t) als Abtastwerte in eine oder mehrere Textdateien zu schreiben oder

- die Ergebnisse von **Lastflussberechnungen** als Tabelle in eine Textdatei z.B. im .csv-Format zu exportieren, um diese Daten z.B. mit Excel weiter zu verarbeiten oder

- **Schutzkonzepte** mit Hilfe der Schutzgeräte, die mit **Probe** einstellbar sind, durch Analyse stationärer Netzzustände z.B. im Kurzschlussbetrieb zu prüfen.

Die Betriebsweise von ATPDesigner wird durch die Wahl des Ausgabegerätes **Output Device**, das im Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **Network** (Kapitel 6.5.1) ausgewählt werden kann.

11.1 Prüfung von Netzschutzeinrichtungen mit dem Prüfsystem CMCxxx

Im ersten Schritt muss im Einstelldialog **Network Configuration** (Abbildung 405) das gewünschte Prüfverfahren **Measuring Scheme** ausgewählt werden.

- **Distance Protection**
  Geeignet für Schutzeinrichtungen, die Ströme und/oder Spannungen an einem Messort erfassen z.B. Überstromzeitschutz- oder Distanzschutzgeräte

- **Diff. Protection**
  Geeignet für Schutzeinrichtungen, die Ströme an mehreren Messorten erfassen z.B. Differenzialschutzgeräte

Im zweiten Schritt muss im Einstelldialog **Network Configuration** (Abbildung 405) das Ausgabegerät **Output Device = CMC Test System** eingestellt werden. Nach dem diese Einstellungen in der .NET-Datei gespeichert wurde, sollte ATPDesigner geschlossen und neu gestartet werden. Bei korrekter Konfiguration der CMCxxx-Prüfeinrichtungen und der dazugehörenden Systemsoftware erkennt ATPDesigner die an der Kommunikationsschnittstelle angeschlossene Prüfeinrichtung und zeigt dies im **Messages Window** durch mehrere Meldungen an.

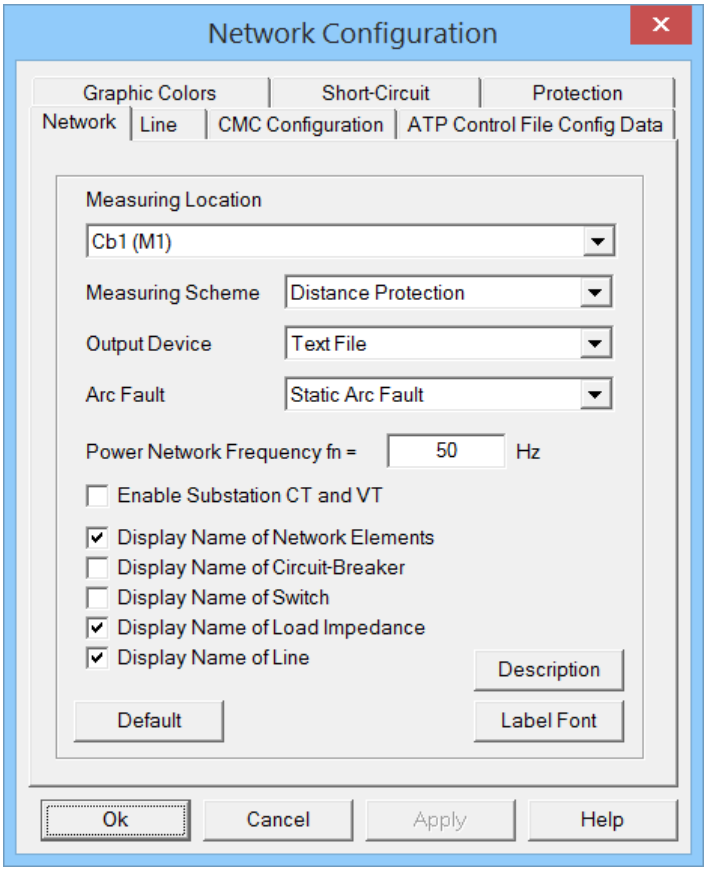


Abbildung 430: Einstellung *Measuring Scheme*

Hinweis
ATPDesigner kann nur mit einer einzigen an der Kommunikationsschnittstelle angeschlossenen Prüfeinrichtungen CMCxxx kommunizieren.

Wird eine .NET-Datei geladen, die eine Prüfeinrichtung CMCxxx als Ausgabegerät verwendet, so wird nach erfolgreichem Laden der .NET-Datei die Prüfeinrichtung CMCxxx automatisch angesteuert und eine dauerhafte Kommunikationsverbindung hergestellt. In Abbildung 406 ist der im **Message Window** angezeigte Ausgabetext dargestellt, wenn eine Prüfeinrichtung CMC356 erfolgreich angesteuert wurde.

```
CMC> LOG-File disabled: C:\ATPDesigner\TrafoDiff\Netz_mit_Sk20000.LOG

Reseting connected amplifiers ...   Done
Searching connected amplifiers ...
> CMC device succesfully locked
> CMC Device List: Devices found (deviceID, serial number, port, address)
> 1,CB154D,0,0;

> CM Engine successfully loaded
> CM Engine Revision No. 3.00.4132.SR1
> CMC356 connected
> No additional amplifiers found
```

Abbildung 431: Anzeige der erkannten CMCxxx-Prüfeinrichtung im *Messages Window*

Um die CMCxxx-basierten Prüfverfahren nutzen zu können, muss im Menü **Tools**, Einstelldialog **Program Settings** das Verzeichnis, in dem die Treiber-DLL der Kommunikationsschnittstelle **CMEngine** gespeichert ist, eingestellt werden.

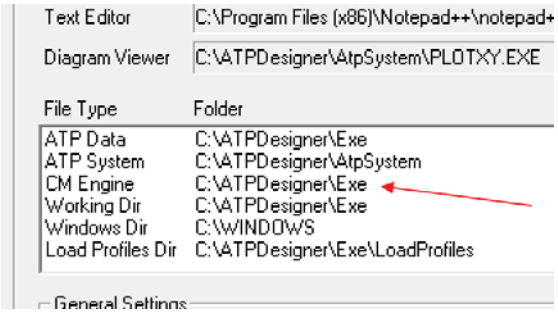


Abbildung 432: Verzeichnis der DLL CMEngine - Einstelldialog *Program Settings*

Von besonderer Bedeutung für die Prüfverfahren sind die Circuit-Breaker Cb1...5, die einen integrierten Messort besitzen. Mit Hilfe dieser Messorte werden die Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme, die an diesen Messorten gemessen werden, als Abtastwerte zu den Spannungs- und Stromverstärkern der CMCxxx-Prüfeinrichtungen übertragen.

11.2 .LOG-Datei der Kommunikation mit dem CMEngine - Interface

Die Kommunikation mit dem **CMEngine** – Interface kann in einer Textdatei protokolliert werden. Dazu muss im Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **CMC Configuration** die Option **CMC Test System Log File** aktiviert werden.

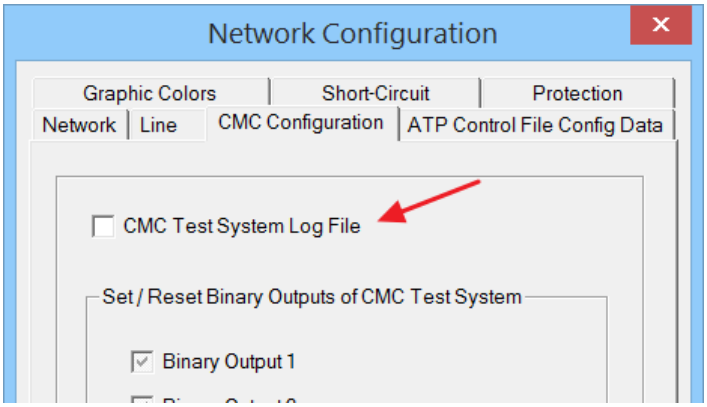


Abbildung 433: Aktivierung der CMEngine Protokolldatei (.LOG-Datei)

Die Aktivierung bzw. Deaktivierung der .LOG-datei wird im Messages Window beim Start von ATPDesigner angezeigt, wenn die Ausgabeoption **Output Device** = **CMC Test System** im Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **CMC Configuration** ausgewählt wurde.

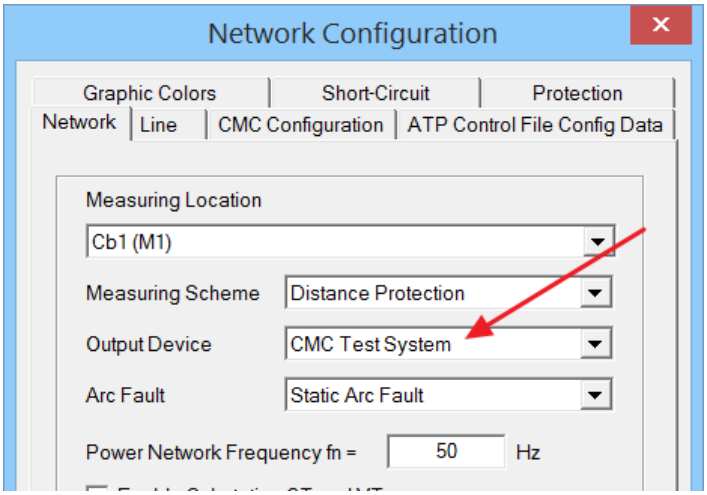


Abbildung 434: Konfiguration *CMC Test System* als Ausgabegerät

11.3 Zuordnung der Messorte M1..5 der Circuit-Breaker Cb1..5 zu CMC-Prüfeinrichtungen

Die Zuordnung der Messorte M1..5 der Circuit-Breaker Cb1..5 zu den Spannungs- und Stromverstärkern der CMCxxx-Prüfeinrichtungen erfolgt in den Einstelldialogen

- **Configuration of Amplifiers (Distance Protection)** und
- **Configuration of Amplifiers (Differential Protection)**.

Die beiden Einstelldialoge sind im Menü ***Tools***, Untermenü **Configuration of Amplifiers** zu finden. Abhängig von dem im Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte Network ausgewählten **Measuring Scheme**, wird der zugehörige Konfigurationsdialog aktiviert.

11.4 Prüfverfahren

ATPDesigner bietet mehrere Prüferfahren, die im Menü **Test** oder per Hot Key gestartet werden können.

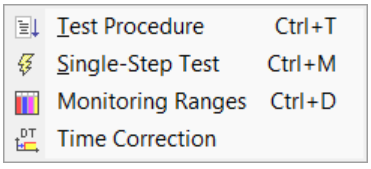


Abbildung 435: Menüpunkte im Menü *Test*

- **Test Procedure** (Ctrl + T)
  Die Prüfverfahren werden in den nachfolgenden Kapiteln „**Test Procedure - …**“ näher erläutert.

- **Single Step Test** (Ctrl + M)
  Dieses Prüfverfahren kann nur in Kombination mit einer Sekundärprüfeinrichtung CMCxxx der Fa. Omicron zur Prüfung von Schutzgeräten angewendet werden. Für diese Prüfungen werden ausschließlich dynamische Netzvorgänge verwendet, die über eine Kommunikationsverbindung zur Sekundärprüfeinrichtung übertragen werden. ATPDesigner berechnet für das konfigurierte Energieversorgungsnetz Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme für die Messorte M1..5 der Circuit-Breaker Cb1..5 (Kapitel 9) und überträgt die Abtastwerte abhängig von der Konfiguration der CMCxxx-Prüfeinrichtung, erfasst die Kommandozeiten und stellt diese in einem Dialog dar. Die Parameter des Energieversorgungsnetzes werden nicht verändert.

  Die **Anzahl der Wiederholungen** der **Single Step Test** - Prüfung d.h. wie oft der gleiche Datensatz mit Hilfe der CMCxxx-Prüfeinrichtung nacheinander zur Prüfung verwendet wird, kann im Einstelldialog **ATP Related Settings**, Registerkarte **ATP Data** mit dem Einstellwert **Out** eingestellt werden.

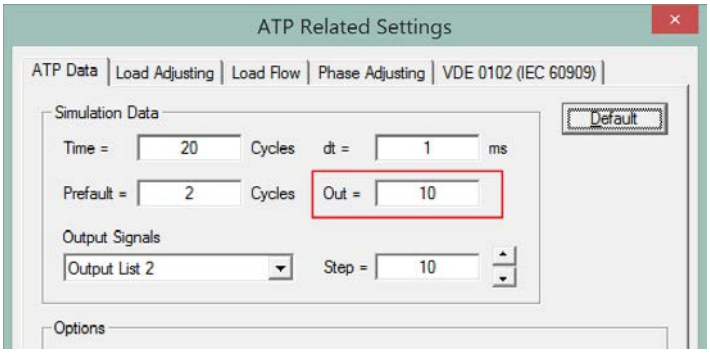


Abbildung 436: Single Step Test – Anzahl Wiederholungen der Wiederholungen

Mit Hilfe der Anzahl Prüfungswiederholungen kann im Sinne einer mathematischen Statistik untersucht werden, ob die Reaktion der Schutzeinrichtung bei einer Prüfungswiederholung vergleichbar identische Ergebnisse liefert.

- **Monitoring Ranges** (CTRL + D)
  Wir eine Schutzgeräteprüfung mit einer Sekundärprüfeinrichtung **CMC Test System** durchgeführt, so können in diesem Einstelldialog z.B. kleinste und größte zulässige Kommandozeiten definiert werden.

- **Time Correction**
  Der Einstelldialog zur Korrektur der gemessenen Kommandozeiten wird geöffnet (Kapitel 11.5).

Wichtig !!!
Die in Abbildung 410 genannten Menüzeilen werden deaktiviert, wenn im Einstelldialog **ATP Related Settings**, Registerkarte **ATP Data** die Option **Protection Relaying Results** aktiviert ist.

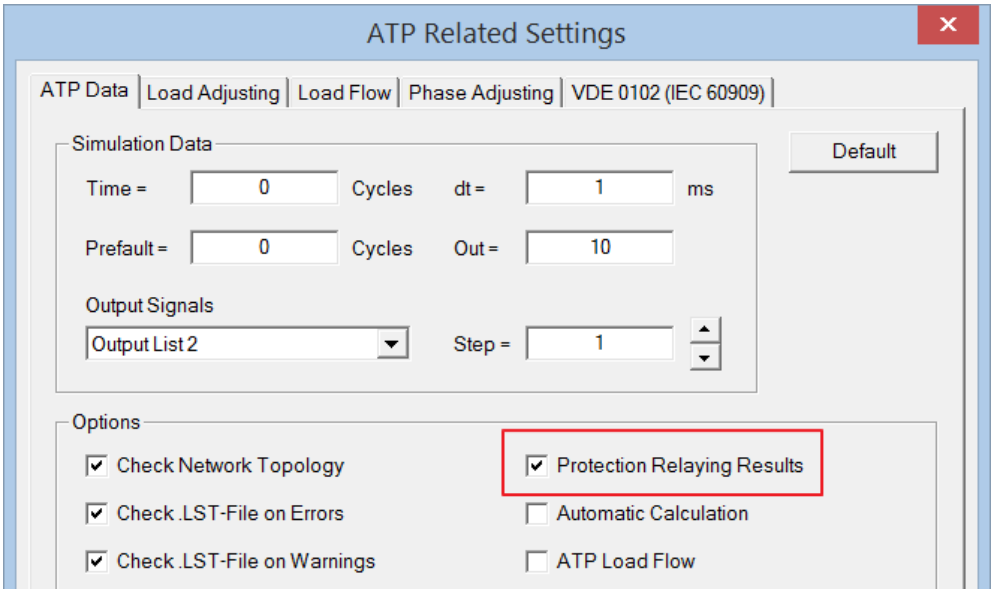


Abbildung 437: Option *Protection Relaying Results* in *ATP Data*

11.5 Korrektur der gemessenen Zeiten

Die von der CMCxxx-Prüfeinrichtung gemessenen Zeiten verwenden als Bezugszeitpunkt den Beginn des Datensatzes (= Abtastwerte von Spannungen und/oder Strömen) als Bezugszeit t = 0ms. Die gemessenen Zeiten können durch ATPDesigner korrigiert werden, um die dargestellten Zeiten im Sinne der Kommandozeit einer Schutzeinrichtung mit der Bezugszeit des physikalischen Fehlereintrittszeitpunktes präsentieren zu können.

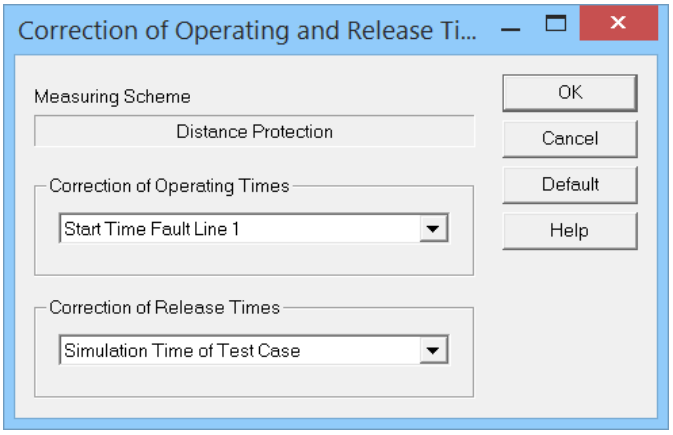


Abbildung 438: Einstelldialog *Correction of Operating and Release Times*

Wie in Abbildung 413 dargestellt wird zwischen den kommenden Flanken (➔ **Operating Times**) und den gehenden Flanken (➔ **Release Times**) einer Kommandozeit unterschieden. Die Korrektur der gemessenen Zeiten werden für alle Prüfverfahren angewendet.

Correction of Operating Times
Abhängig von der Betriebsart werden die nachfolgend definierten Zeiten von der gemessene Zeit der ersten kommenden Flanke des Messsignals subtrahiert.

- **Start Time Fault Line 1..3**
  Fehlereintrittszeitpunkt des der Leitung **Line 1..3** integrierten Fehlers

- **Start Time of Test Case (T = 0)**
  Die gemessenen Zeiten werden nicht korrigiert.

- **End Time of Prefault**
  Endzeitpunkt des fehlerfreien Vorlaufs (Einstellwert **Prefault**, Einstelldialog **ATP Related Settings**, Registerkarte **ATP Data**, Kapitel 6.4.1)
  Diese Zeitkorrektur kann nur dann sinnvoll angewendet werden, wenn ein Leitungsfehler mit Hilfe der in den Leitungen **Line 1..3** integrierten Fehlers nachgebildet wird. In Zusammenhang mit dem Kurzschlusses **Short-Circuit** ist die Verwendung nicht sinnvoll.

- **T1 of Circuit-Breaker 1..5**
  Erster eingestellter Schaltzeitpunkt des ausgewählten Circuit-Breaker

- **Start Time of Short-Circuit**
  Fehlereintrittszeitpunkt des **Short-Circuit** (Kapitel 7.14.1)

Correction of Release Times
Abhängig von der Betriebsart werden die nachfolgend definierten Zeiten von der gemessene Zeit der ersten gehenden Flanke des Messsignals subtrahiert.

- **Simulation Time of Test Case**
  Zeitliche Länge des Datensatzes
  Die zeitliche Länge wird durch den Einstellwert **Time** im Einstelldialog **ATP Related Settings**, Registerkarte **ATP Data** (Kapitel 6.4.1) festgelegt.

- **T1 of Circuit-Breaker 1..5**
  Erster eingestellter Schaltzeitpunkt des ausgewählten Circuit-Breaker

- **Start Time of Test Case (T = 0)**
  Die gemessenen Zeiten werden nicht korrigiert.

11.6 Test Procedure – Automatische Prüfung von Schutzeinrichtungen

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, eine definierbare Reihe von Prüfungen, bei denen Einstellwerte des Energieversorgungsnetzes verändert werden, durchzuführen. Bei der Definition der **Test Procedure** kann wie folgt vorgegangen werden.

1. Auswahl des **Test Level 1**

2. Definition der **Min**- und **Max**-Wert sowie der Schrittweite **Step**, mit der in **Test Level 1** spezifizierte Einstellwert verändert wird.

3. Falls möglich: Auswahl des **Test Level 2**

4. Button **Test Level 2**: Definition der **Min**- und **Max**-Wert sowie der Schrittweite **Step**, mit der in **Test Level 2** spezifizierte Einstellwert verändert wird.

5. Button **Start**: Start der **Test Procedure**

Hinweis
Der vor Start der **Test Procedure** eingestellte Wert der Betriebsmittel, der automatisch verändert wird, wird nach Beendigung der **Test Procedure** **nicht** wieder hergestellt und verbleibt auf dem letzten Schleifenwert der **Test Procedure**.

Der Einstelldialog Test Procedure ist in Abbildung 414 dargestellt.

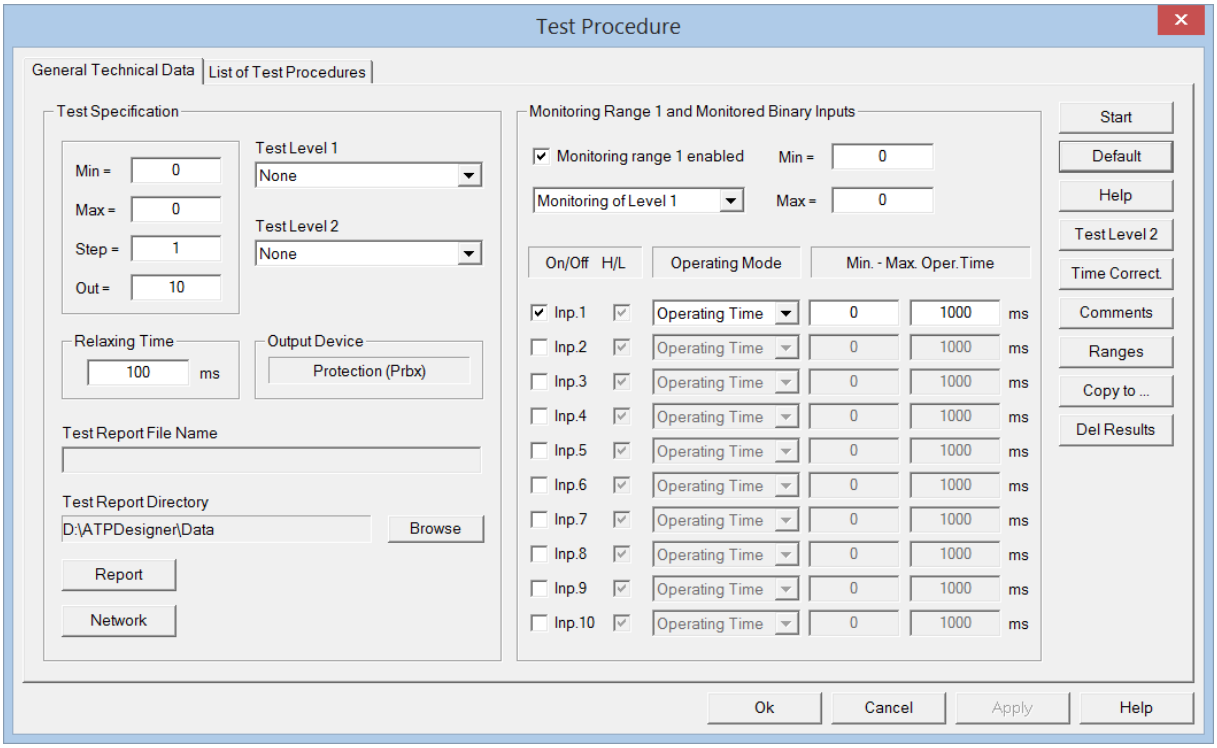


Abbildung 439: *Test Procedure* – Prüfung von Schutzgeräten

Test Specification

- **Output Device**
  Ausgewähltes Ausgabegerät
  Der Einstellwert wird im Einstelldialog **Network Configuration** (Kapitel 6.5.1) eingestellt.

  - **CMC Test System**
  - **COMTRADE File**
  - **Text File**
  - **Text File (Excel)**
  - **Load Flow (Prbx)**
  - **Protection (Prbx)**

- **Out**
  Anzahl Ausgaben der berechneten Spannungs- und Stromsignale, wenn die Betriebsart **CMC Test System** (Abbildung 409) eingestellt wurde.

- **Relaxing Time**
  Pausenzeit zwischen zwei Ausgaben der berechneten Spannungs- und Stromsignale (= Prüfungen der Schutzeinrichtung), wenn die Betriebsart **CMC Test System** (Abbildung 409) eingestellt wurde

- **Test Report File Name**
  Ausgabe des Dateinamens der **Report** – Datei

- **Test Report Directory**
  Verzeichnis, in dem der **Report** als Textdatei gespeichert wird. Nach Drücken des Buttons **Browse** kann das Verzeichnis ausgewählt werden,

- **Report**
  Öffnen der Prüfergebnisse in einer Textdatei

- **Network**
  Öffnen der Textdatei mit den Daten des elektrischen Netzes

- **Min** Startwert des zu verändernden Einstellwertes

- **Max** Endwert des zu verändernden Einstellwertes

- **Step** Schrittweite für die Änderung des Einstellwertes

Test Level 1	Betriebsmittel und Einstellwert, der verändert wird
None	Nicht konfiguriert
Fault Location Line 1...3	Fehlerort der Leitungen **Line1..3**
Sn of CT M1...5	Bemessungsleistung der Stromwandler der Messorte M1..5
N of CT M1	Überstromziffer (= Genauigkeitsgrenzfaktor K_{SSC}) der Stromwandler der Messorte M1..5
fnom of Network 1	Nennfrequenz der Netzeinspeisung **Network Infeed 1**
R1 of Network 1	Resistanz von Netzeinspeisung **Network Infeed 1**
X1 of Network 1	Reaktanz von Netzeinspeisung **Network Infeed 1**
T1 of Cb1...5	Zeit T1 der **Circuit-Breaker Cb1...5**
R1 of Line 1	Resistanz von Leitung **Line 1**
X1 of Line 1	Reaktanz von Leitung **Line 1**
|Ip| of Line 1	
|Vpg| of Line 1	
PoW (v, VAG) of Line 1	**Measuring Scheme Distance Protection** Fehlereintrittszeitpunkt des Fehlers von Leitung **Line 1** abhängig vom Verlagerungsgrad v bezogen auf die Leiter-Erd-Spannung U_{L1}
PoW (v, VAG) of Line 1 (left)	**Measuring Scheme Differential Protection** Fehlereintrittszeitpunkt des Fehlers von Leitung **Line 1** abhängig vom Verlagerungsgrad v bezogen auf die Leiter-Erd-Spannung U_{L1} des linke Leitungsendes
PoW (v, VAG) of Line 1 (right)	**Measuring Scheme Differential Protection** Fehlereintrittszeitpunkt des Fehlers von Leitung **Line 1** abhängig vom Verlagerungsgrad v bezogen auf die Leiter-Erd-Spannung U_{L1} des rechten Leitungsendes
R of Load 1..4 (Serial Imped.)	Resistanz von Last **Load Impedance 1..4**
X of Load 1..4 (Serial Imped.)	Reaktanz von Last **Load Impedance 1..4**
C of Load 1..4 (Serial Imped.)	Kapazität von Last **Load Impedance 1..4**

Test Level 2	Betriebsmittel und Einstellwert, der verändert wird
None	Nicht konfiguriert
Point on Wave	Fehlereintrittswinkel für den integrierten Fehlerort (**Fault Location**) der Leitungen **Line 1..3**

Der Einstelldialog für Test Level 2 ist in Abbildung 415 dargestellt. Die Bedeutung des **Test Level 2** ist von dem gleichnamigen Einstellwert des Einstelldialogs **Test Procedure** in Abbildung 414 abhängig. Diese Einstellung wird als Textelement im Einstelldialog **Test Level 2** angezeigt.

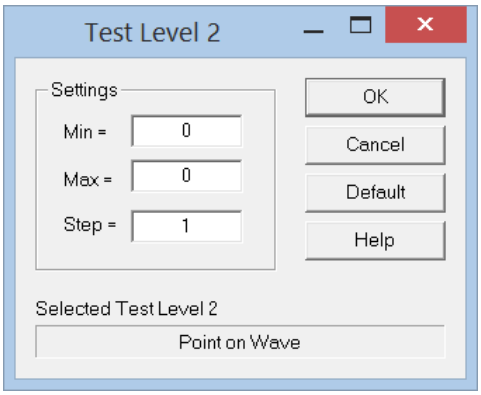


Abbildung 440: Definition des *Test Level 2*

Im Folgenden werden die Funktionen weiterer Buttons und der zugehörigen Einstelldialoge erläutert.

Button	Bedeutung
Test Level 2	Definition des **Test Level 2** ▪ **Min** Startwert des zu verändernden Einstellwertes ▪ **Max** Endwert des zu verändernden Einstellwertes ▪ **Step** Schrittweite für die Änderung des Einstellwertes
Copy to ...	Die Einstellwerte des Einstelldialogs werden als **Test Procedure** in die Liste der Registerkarte **List of Test Procedures** kopiert.
Del Results	Die Ergebnisse der Schutzanalyse werden zurückgesetzt.

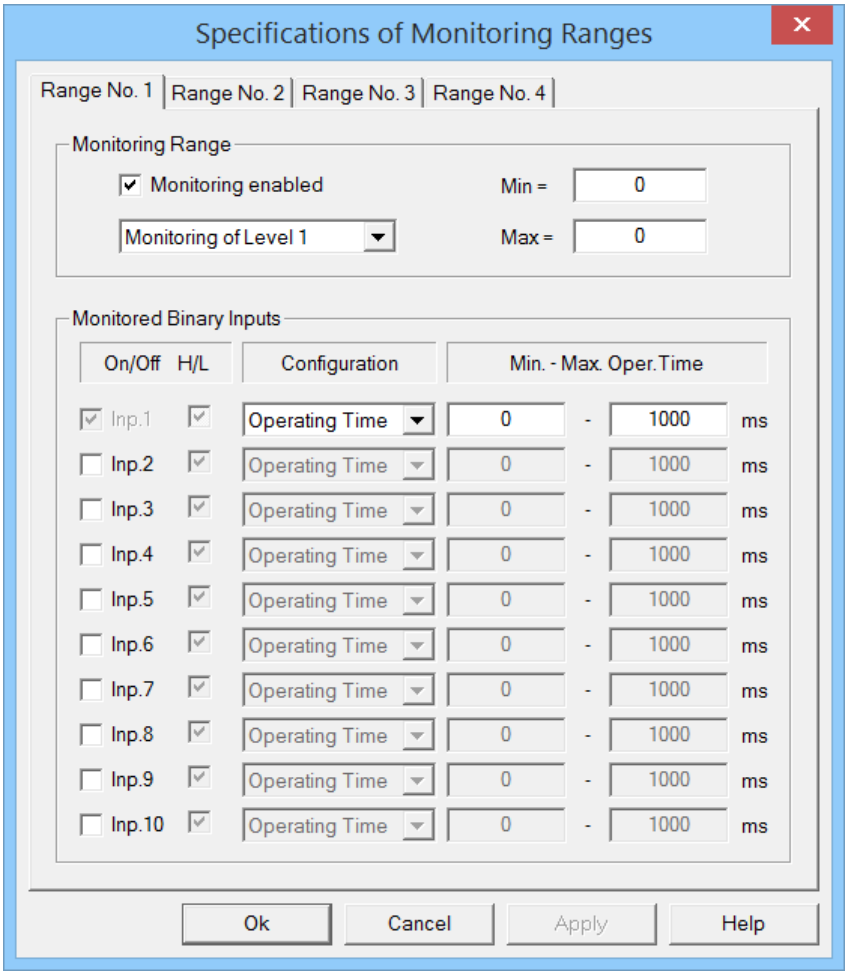


Abbildung 441: Einstelldialog *Specification of Monitoring Ranges*

Die binären Eingänge der Prüfeinrichtung CMCxxx können durch anwenderspezifische Grenzwerte überwacht werden. Die Ergebnisse der Überwachung werden in der ***Report*** – Datei ausgegeben.

11.7 Test Procedure – Automatisches Erzeugen von COMTRADE – Dateien

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, statt Netzschutzeinrichtungen direkt mit Hilfe einer angeschlossenen Prüfeinrichtung CMCxxx zu prüfen, alternativ für jede Prüfung COMTRADE - Dateien zu erzeugen. Gemäß der Spezifikation des COMTRADE Formates werden in der Minimalkonfiguration zwei Dateien benötigt.

- **.CFG – Datei**
  Beinhaltet Informationen zu den Prüfkanälen wie z.B. Name, Skalierungsfaktoren, Daten der Strom- und Spannungswandler, etc.

- **.DAT – Datei**
  Beinhaltet die zeitlichen Strom- und Spannungsverläufe in skalierter Form

Um die COMTRADE – Dateien zu erzeugen, muss im Einstelldialog ***Network Konfiguration***, Registerkarte ***Network*** muss die Option ***Output Device*** **COMTRADE File** ausgewählt werden.

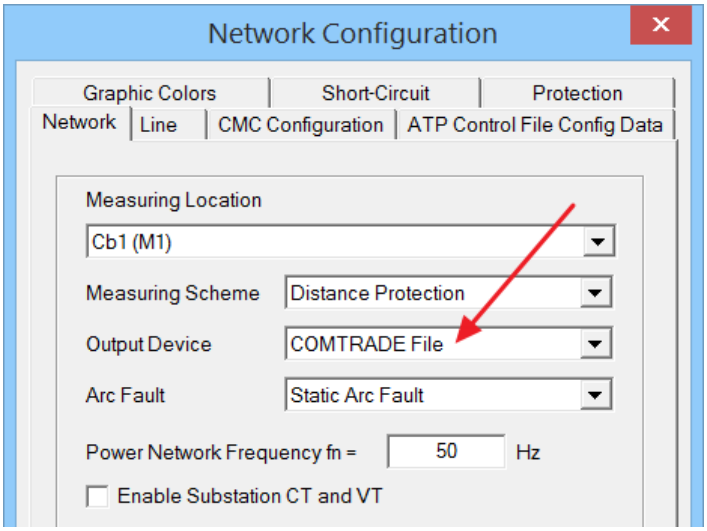


Abbildung 442: Auswahl des Ausgabegerätes *COMTRADE File* für die *Test Procedure*

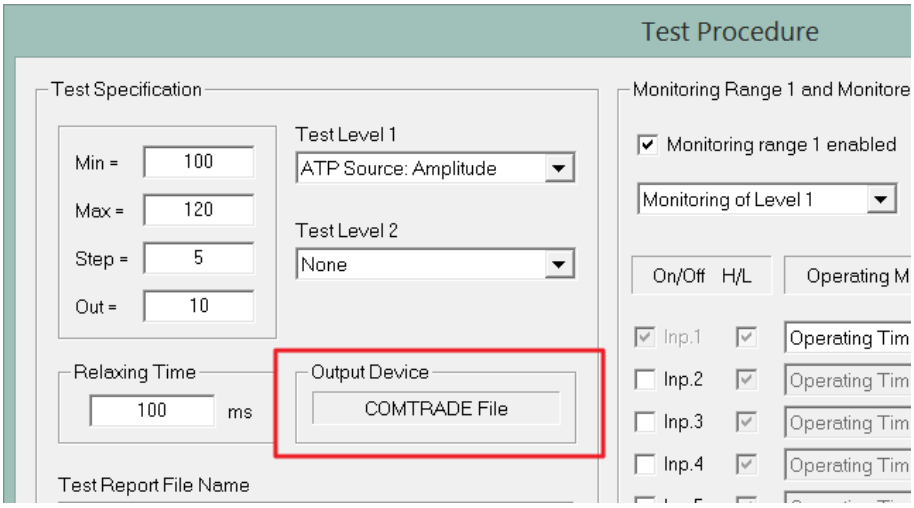


Abbildung 443: Anzeige des Ausgabegerätes *COMTRADE File*

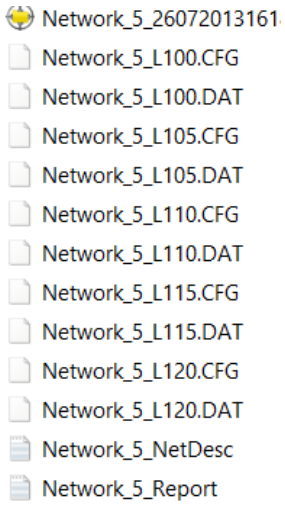
Dadurch wird im Einstelldialog **Test Procedure** das Ausgabegerät **Output Device** als **COMTRADE File** angezeigt.

Für jeden Prüfschritt der **Test Procedure** berechnet ATPDesigner die zeitlichen Verläufe von Strömen und Spannungen und speichert diese Daten in mehreren Textdateien, die im Ausgabeverzeichnis **Test Report Directory** gespeichert werden.

- **Network_5_L100.CFG**
- **Network_5_L100.DAT**

Der Dateiname setzt sich aus dem Namen der zugehörigen .NET-Datei sowie einer Kennung zusammen. Diese Kennung hier **L100** kennzeichnet, dass im **L = Test Level 1** der Wert **100** gemäß **Min/Max/Step** der **Test Specification** verwendet wurde. Nachfolgend die den einzelnen COMTRADE – Dateien zugehörigen Prüfschritte in der Report – Datei.

Values		Binary Inputs No.				
		01				
Lev 1	Lev 2	Cnt	Min	Mean	Max	
100	None					
105	None					
110	None					
115	None					
120	None					



Die Abbildung rechts zeigt die Liste der im Ausgabeverzeichnis gespeicherten COMTRADE – Dateien.

Wurde eine Prüfung mit **Test Level 2** definiert, so wird der Name der COMTRADE – Dateien wir folgt definiert:

- **Network_5_L105L5.CFG**
- **Network_5_L105L5.DAT**

Hier gibt die Zahl nach dem zweiten **L** den Wert von **Test Level 2** an.

11.8 Test Procedure – Automatisches Erzeugen von Textdateien

Wie schon in Kapitel 11.7 beschrieben kann ATPDesigner alternativ zum COMTRADE – Format die zeitlichen Verläufe der Ströme und Spannungen in einer Textdatei speichern. Der Aufbau der Textdatei ist spaltenorientiert. In der ersten Spalte ist die Zeit in Sekunden enthalten.

- Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **Network** (Kapitel 6.5)
  - **Output Device Text File**
    Es wird eine Textdatei erzeugt. Als Dezimaltrennung wird das Zeichen „.“ (= Punkt) Verwendet.
  - **Output Device Text File (Excel)**
    Es wird eine Textdatei erzeugt. Es wird eine Textdatei erzeugt. Als Dezimaltrennung wird das Zeichen „**,**“ (= Komma) Verwendet. Diese Datei kann direkt in Excel weiterverarbeitet werden.

0	0	0
0,001	115432,9531	-147949,5781
0,002	141704,9531	-125853,6016
0,003	154105,6719	-91437,83594
0,004	151421,6719	-48071,85938
0,005	133915,2344	0,08550786227
0,006	103300,4688	48071,66016
0,007	62573,70313	91438,00781
0,008	15722,02344	125853,4063

Abbildung 444: Textdatei des Ausgabegerätes *Text File (Excel)*

Der Dateiname der Textdatei ist gleich dem Dateinamen der COMTRADE – Dateien aufgebaut.

11.9 Test Procedure – Automatische Durchführung von Lastflussberechnungen

In der Betriebsart **Load Flow (Prbx)** (Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **Network** (Kapitel 6.5)) führt das Netzberechnungsprogramm eine Folge von Lastflussberechnungen (Kapitel 7) durch und schreibt die Ergebnisse in tabellarischer Form in eine Textdatei. In dieser Betriebsart werden nur die durch die Messgeräte **Probe** (siehe Kapitel 6.11) ermittelten stationären Spannungs- und Stromwerte verwendet. Ist eine Probe deaktiviert, so werden die Messwerte nicht in die Textdatei ausgegeben.

Hinweis
Ist eine iterative Lastflussberechnung aktiviert, so wird das letzte Ergebnis der Lastflussberechnung in die Textdatei ausgegeben, auch wenn keine Konvergenz erzielt wurde.

Das Format der Tabelle entspricht dem .csv-Format mit einem Semikolon „**;**“ als Trennzeichen.

```
ValL1;RefName;VAG[%];VBG[%];VCG[%];VAG[V];VBG[V];VCG[V];VAB[%];VBC[%];VCA[%];VAB[V];VBC[V];VCA[V];IA[%];IB[%];IC[%];IA[A];IB[A];IC[A]
100;Prb 1;99,7833;100,022;100,032;11522;11549,6;11550,7;173,072;173,205;173,056;19984,7;20000;19982,8;7,07107;6,59261e-012;6,40489e-012;
100;Prb 2;99,2614;99,5534;100,684;11461,7;11495,4;11626;172,971;173,205;172,559;19973;20000;19925,4;7,07107;4,27631e-012;4,74472e-012;70,
100;Prb 3;99,1541;99,4592;100,814;11449,3;11484,6;11641,1;172,972;173,205;172,43;19973;20000;19910,5;7,07107;1,14846e-012;1,16411e-012;7(
105;Prb 1;99,7725;100,024;100,033;11520,7;11549,7;11550,9;173,066;173,205;173,049;19983,9;20000;19982;7,42462;6,36808e-012;6,27457e-012;
105;Prb 2;99,2248;99,5311;100,718;11457,5;11492,9;11629,9;172,96;173,205;172,527;19971,7;20000;19921,7;7,42462;4,04978e-012;3,26103e-012;
```

Abbildung 445: Tabelle der Lastflussergebnisse der Probe Prbx im .csv-Format

Im Einstelldialog **Network Configuration** ist die Einstellungen nach Abbildung 421 auszuwählen.

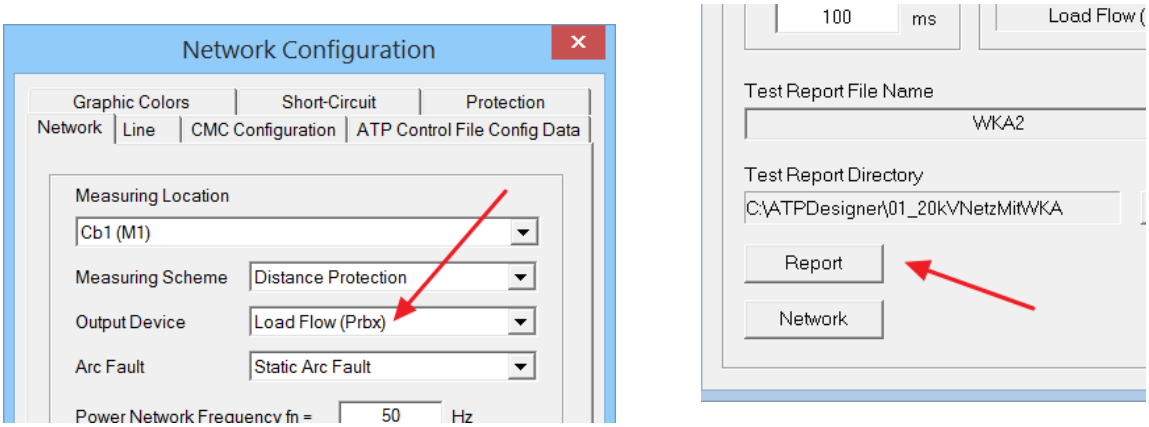


Abbildung 446: Auswahl des Ausgabegerätes *Load Flow(Prbx)* für die *Test Procedure*

In dem Einstelldialog der **Test Procedure** wird nun das **Output Device Load Flow(Prbx)** (Abbildung 422) angezeigt. Die Ergebnisdatei kann mit Drücken des Buttons **Report** (Abbildung 421) geöffnet werden.

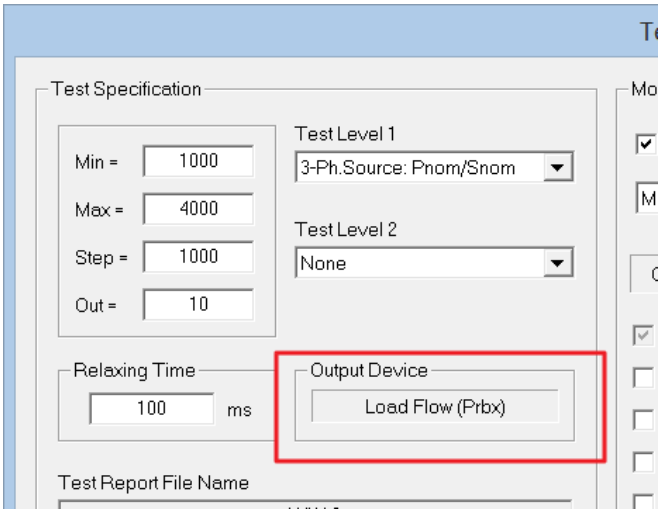


Abbildung 447: Anzeige des Ausgabegerätes *Load Flow(Prbx)*

Folgende Einstellwerte des **Test Level 1** sind in dieser Betriebsart zulässig.

Test Level 1	Betriebsmittel und Einstellwert, der verändert wird
None	Nicht konfiguriert
ATP Source: Amplitude	Der Betrag der 1-phasigen Strom- oder Spannungsquelle (**ATP Source Src x**, Einstellwert **Amplitude**) wird für alle aktiven Elemente dieses Typs gleichzeitig von **Min** nach **Max** in der Schrittweite **Step** verändert.
3-Ph.Source: Pnom/Snom	Der Betrag der 1/2/3-phasigen Strom-, Spannungs- oder Leistungsquelle (**3-Phase Source 3Ph x**, Einstellwert **Vnom/Inom/Snom/Pnom**) wird für alle aktiven Elemente dieses Typs gleichzeitig von **Min** nach **Max** in der Schrittweite **Step** verändert.

Einstellwerte des **Test Level 2** sind nicht zugelassen.

11.10 Test Procedure – Automatische Prüfung von Schutzkonzepten

In der Betriebsart **Protection (Prbx)** (Einstelldialog **Network Configuration**, Registerkarte **Network** (Kapitel 6.5)) führt das Netzberechnungsprogramm eine Folge von Lastflussberechnungen (Kapitel 7) durch und schreibt die Ergebnisse in tabellarischer Form in eine Textdatei. In dieser Betriebsart werden nur die durch die Messgeräte **Probe** (siehe Kapitel 6.11) ermittelten schutzrelevanten Daten wie z.B. Generalanregung, AUS-Kommando und AUS-Kommandozeit verwendet. Ist eine Probe deaktiviert, so werden die Messwerte nicht in die Textdatei ausgegeben.

Hinweis
Ist eine iterative Lastflussberechnung aktiviert, so wird das letzte Ergebnis der Lastflussberechnung in die Textdatei ausgegeben, auch wenn keine Konvergenz erzielt wurde.

Das Format der Tabelle entspricht dem .csv-Format mit einem Semikolon „**;**“ als Trennzeichen.

```
24
25
26 LineNo;ValL1;RefName;ProtName;GEN;TRIP;TL1[ms];TL2[ms];TL3[ms];Zone;R1ksec[Ohm];X1ksec[Ohm];R1kprim[Ohm];X1kprim[Ohm];Re
27 1;0;Prb 1;I>;1;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;Line 4;2km
28 1;0;Prb 2;Z< P2;1;1;0;0;0;1;0.0001965;0.0001695;6.55e-005;5.65e-005;Line 10;5km;1.695;Z< P2;Prb 2
29 1;0;Prb 4;I->;0;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;Line 7;2k
30 1;0;Prb 5;I->;0;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;Line 8;2k
31 1;0;Prb 6;I>;1;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;Line 9;2km
32 1;0;Prb 7;P7;0;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;Line 7;2km
33 1;0;Prb 12;Z< P12;1;0;2000;2000;2000;0;6.98291;6.09953;2.32764;2.03318;Line 5;5km;1.695;Z< P2;Prb 2
```

Abbildung 448: Tabelle der Ergebnisse der Netzberechnungen der Probe Prbx im .csv-Format

Bezeichner	Bedeutung
LineNo	Nummer der Folgeleitung 1..N
ValL1	Automatisch veränderter Einstellwert z.B. der Fehlerort in %
RefName	Referenzname der Probe
ProtName	Anwenderspezifischer Name der Probe
GEN	Generalanregung (1 = aktiv, 0 = inaktiv)
TRIP	AUS-Kommando (1 = AUS, 0 = kein AUS)
TL1	AUS-Kommandozeit Leiter 1 in ms
TL2	AUS-Kommandozeit Leiter 2 in ms
TL3	AUS-Kommandozeit Leiter 3 in ms
Zone	Distanzschutz: Nummer der Zone, die zum AUS-Kommando führt
R1ksec[Ohm]	Distanzschutz: Sekundäre Mitresistanz in Ohm
X1ksec[Ohm]	Distanzschutz: Sekundäre Mitreaktanz in Ohm
R1kprim[Ohm]	Distanzschutz: Primäre Mitresistanz in Ohm
X1kprim[Ohm]	Distanzschutz: Primäre Mitreaktanz in Ohm
RefNameEquip	Referenzname des zu schützenden Betriebsmittels
NameEquip	Anwenderspezifischer Name des zu schützenden Betriebsmittels
X1Ls[Ohm]	Sekundäre Mitreaktanz des zu schützenden Betriebsmittels
RefNameProt	Referenzname der Probe am Anfang der Folgeleitung **LineNo**
NameProt	Anwenderspezifischer Name der Probe am Anfang der Folgeleitung **LineNo**

Im Einstelldialog ***Network Configuration*** ist die Einstellungen nach Abbildung 421 auszuwählen.

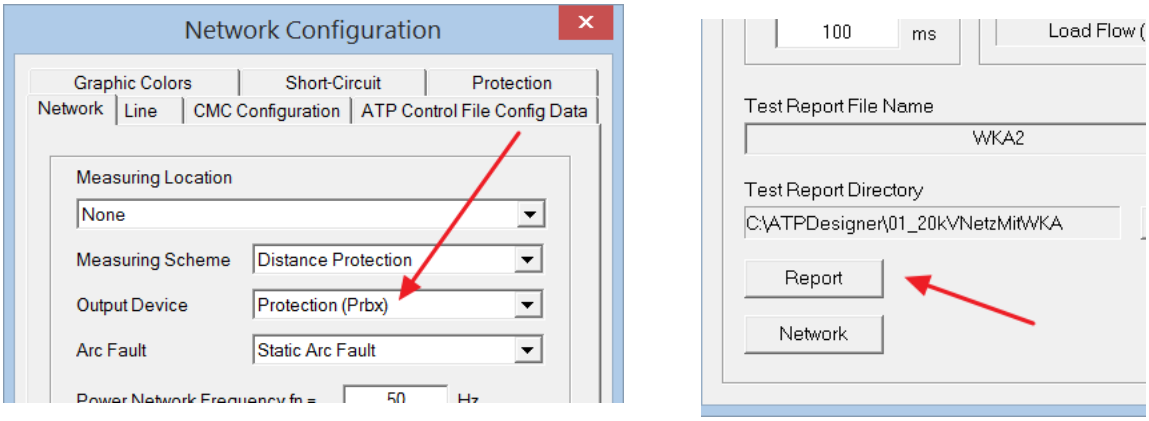


Abbildung 449: Auswahl des Ausgabegerätes *Protection (Prbx)* für die *Test Procedure*

In dem Einstelldialog der **Test Procedure** wird nun das **Output Device Protection (Prbx)** (Abbildung 422) angezeigt. Die Ergebnisdatei kann mit Drücken des Buttons **Report** (Abbildung 421) geöffnet werden.

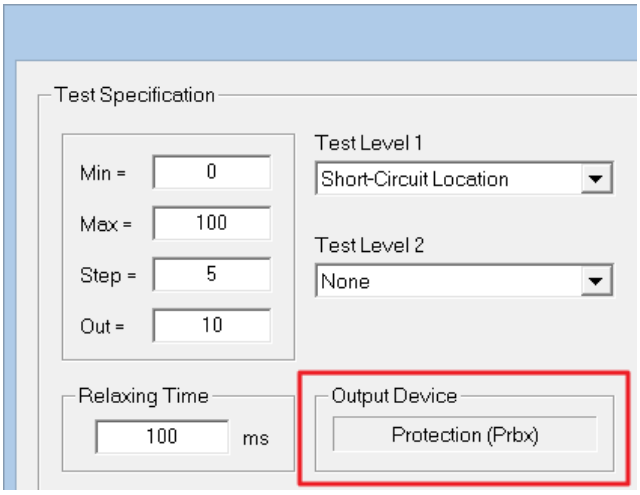
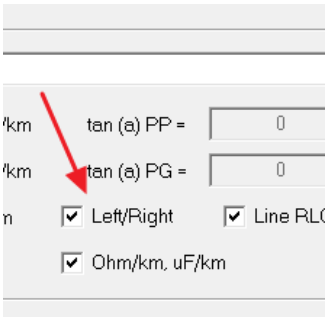
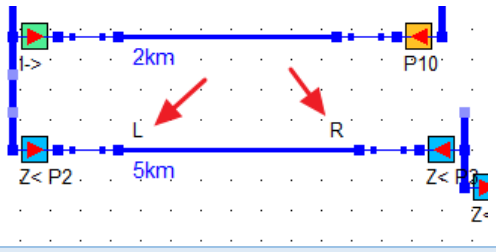


Abbildung 450: Anzeige des Ausgabegerätes *Protection (Prbx)*

Folgende Einstellwerte des ***Test Level 1*** sind in dieser Betriebsart zulässig.

Test Level 1	Betriebsmittel und Einstellwert, der verändert wird
None	Nicht konfiguriert
Short-Circuit Location	Der Short-Circuit (Kapitel 7.14.1) muss vor Beginn der automatisierten Prüfung manuell mit der Leitung verbunden werden. Das kann für einen beliebigen Fehlerort vorgenommen werden. Mit dem Start der automatischen Prüfung (Button **Start** im Dialog **Test Procedure**) wird der Fehlerort entlang der Leitung in den Grenzen [**Min**, **Max**] in der Schrittweite **Step** verändert. Für jede Einstellung wird der stationäre Netzzustand berechnet und die Ergebnisse der aktiven **Probe** in eine Textdatei geschrieben.

	Es wird der Fehlerort in % entlang der Leitung verändert. Der Fehlerort [0%..100%] wird vom linken Ende (**L**) der Leitung aus berechnet. Das linke Ende der Leitung kann in der Netzgrafik dargestellt werden, wenn im Einstelldialog der Leitung die Option **Left/Right** aktiviert ist.  
Short-Circuit Location (R)	Die Prüfung ist bis auf die Orientierung des Fehlerortes identisch mit der Prüfung **Short-Circuit Location**. Der **Fehlerort** wird für diese Prüfung vom rechten Ende (R) der Leitung aus berechnet. Ein Einstellwert von 0% entspricht einem manuell gesetzten Fehlerort von 100%.

Folgende Einstellwerte des ***Test Level 2*** sind in dieser Betriebsart zulässig.

Test Level 2	Betriebsmittel und Einstellwert, der verändert wird
None	Short-Circuit: Keine Fehlerart konfiguriert Die Prüfung wird bei dieser Einstellung nicht durchgeführt
AG, BG, CG, AB, BC, AC, ABG, BCG, ACG, ABC, ABCG	Short-Circuit: 1p/2p/3p-Fehlerart am Kurzschlussort mit/ohne Erdberührung

Um eine **Test Procedure** auszuführen, müssen folgende Schritte (siehe Abbildung 443) durchgeführt werden.

1. Der **Short-Circuit** (**roter Blitz**) muss an der zu prüfende Leitung angebracht werden.

2. Der Einstelldialog **Test Procedure** ist geeignet zu parametrieren.

   Die im Einstelldialog ggfs. eingestellte Fehlerart z.B. AG oder AB wird für die automatische Prüfung verwendet. Eine für den **Short-Circuit** ggfs. anders eingestellte Fehlerart wird dadurch überschrieben.

3. Die **Test Procedure** kann jetzt mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Start** gestartet werden.

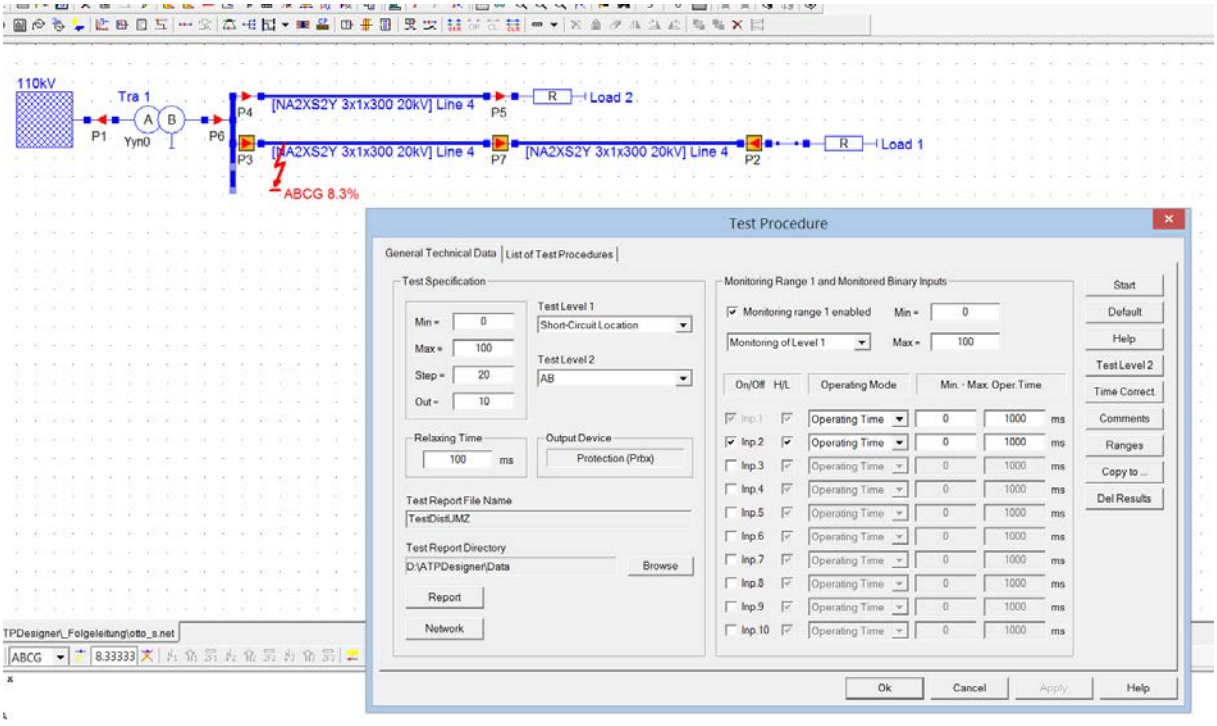


Abbildung 451: Ausführen einer *Test Procedure*

11.10.1 Prüfung von Schutzkonzepten über mehrere Folgeleitungen

ATPDesigner unterstützt die automatisierte Prüfung von Schutzkonzepten über mehrere Folgeleitungen. Mit dieser Prüffunktion kann der Fehlerort **Short-Circuit** (**roter Blitz**) über mehrere Leitungen automatisiert bewegt werden.

Die Definition der Folgeleitungen erfolgt in dem Einstelldialog **List of Protection Analysis Results** (Kapitel 6.11.9). Die Auswahl der Folgeleitungen erfolgt nicht über die Auswahl einer Leitung, sondern über die Auswahl der **Probe**, die als Schutzgerät eine Leitung schützt. Die zu schützende Leitung ist der **Probe** zugeordnet und wird in der Spalte **Equip.** Des Dialogs angezeigt. In dem Beispiel in Abbildung 444 sind die beiden Probe **P3** und **P7** bzw. deren zugeordneten Leitungen Line 4 und Line 6 als Folgeleitungen ausgewählt. Die Reihenfolge wird beginnend mit „1“ aufsteigend durch die in der Spalte **Ord.** Stehenden Nummern festgelegt.

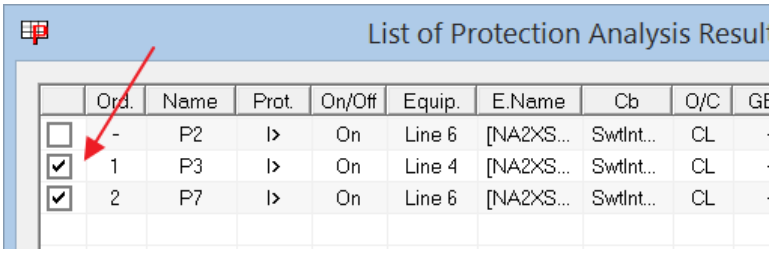


Abbildung 452: *List of Protection Analysis Results* – Auswahl der Folgeleitungen

ATPDesigner identifiziert beginnend mit **Probe** P3 die zugeordnete Leitung Line 4 und führt die Prüfung für diese Leitung durch. Danach wechselt ATPDesigner zu der Leitung Line 6, die der **Probe** P7 zugeordnet ist.

Hinweis
ATPDesigner kontrolliert nicht, ob die Folgeleitungen tatsächlich Folgeleitungen im netzphysikalischen Sinne sind.

Die Auswahl der Folgeleitungen wird in der .NET-Datei gespeichert.

11.10.2 List of Test Procedure - Ausführen einer Liste von Prüfungen

ATPDesigner bietet auch eine Funktion, um mehrere der **Test Procedure** in einer Liste zu definieren und sequentiell auszuführen. In Abbildung 445 ist in der Registerkarte List of Test Procedure eine Liste von Test Procedure dargestellt.

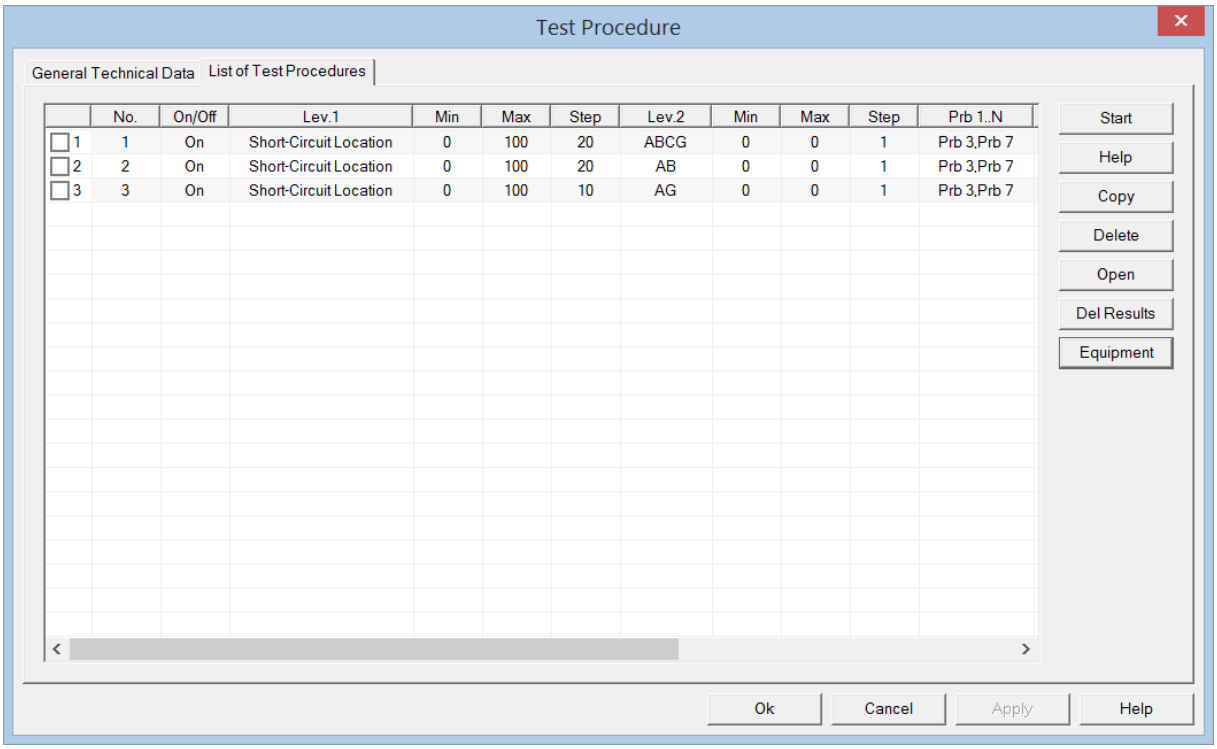


Abbildung 453: *List of Test Procedure* – Ausführen einer Liste von Prüfungen

1. **Definition einer *Test Procedure* als Einzelprüfung**
   Nachdem in der Registerkarte **General Technical Data** eine **Test Procedure** als Einzelprüfung definiert wurde, kann im ersten Schritt die Test Procedure durch einen Left Mouse Button Click auf den Button **Copy To ..** (Abbildung 443) in der Registerkarte **General Technical Data** in die **List of Test Procedure** kopiert werden.

2. **Definition einer oder mehrerer Folgeleitungen**
   In einem zweiten Schritt müssen eine oder mehrere Folgeleitungen definiert werden. Dazu wird der Einstelldialog **List of Protection Analysis Results** durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die entsprechenden Zelle in der Spalte **Prb 1..N** geöffnet. Mit Hilfe der Checkboxen kann die Reihenfolge der Folgeleitungen festgelegt werden. Nach dem Schließen des Einstelldialogs werden die Folgeleitungen in der ausgewählten **Test Procedure** gespeichert.

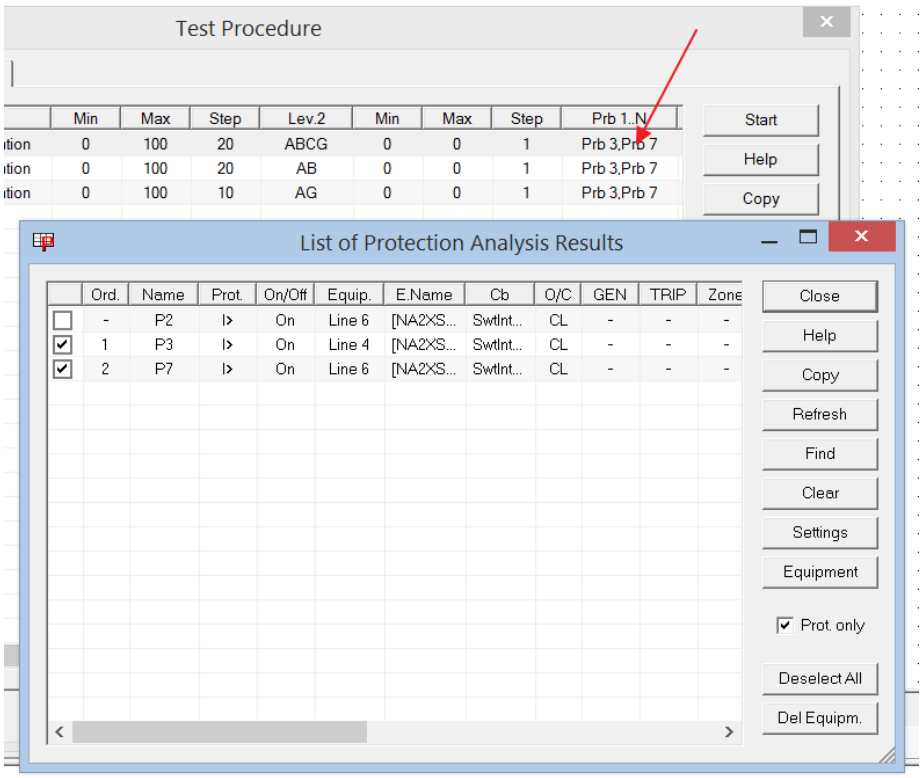


Abbildung 454: Öffnen des Einstelldialogs *List of Protection Analysis Results*

3. **Änderung einer Einstellung einer ausgewählten *Test Procedure***
   Durch eine **Left Mouse Button Double Click** auf eine Zelle der Zeile der ausgewählten **Test Procedure** wird der Einstelldialog der **Test Procedure** mit den Einstellwerten der ausgewählten **Test Procedure** geöffnet. Es soll hier darauf hingewiesen werden, dass jetzt nur die Registerkarte **General Technical Data** angezeigt wird (Abbildung 447).

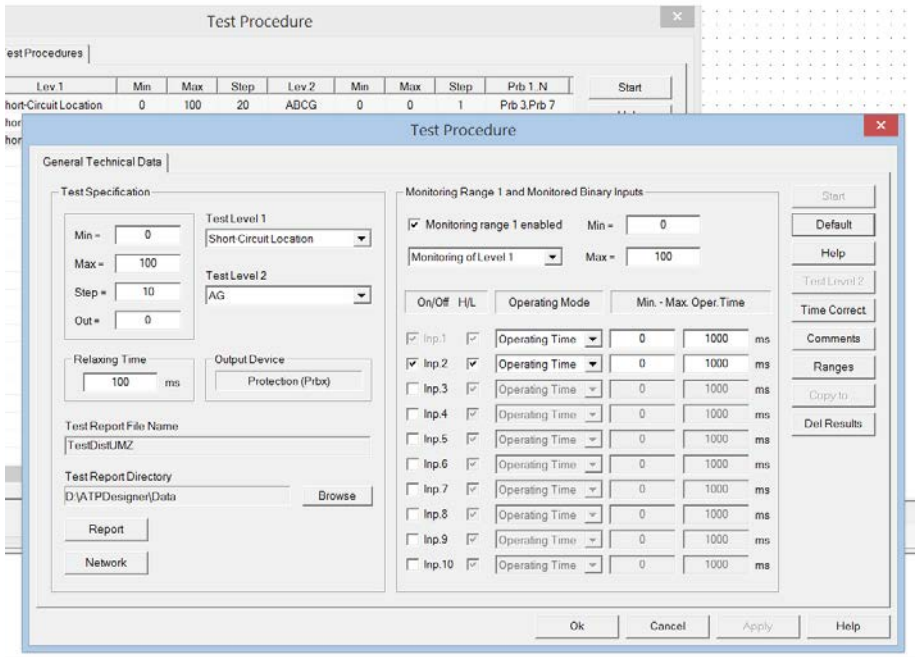


Abbildung 455: Öffnen des Einstelldialogs für eine einzelne *Test Procedure*

Der Vorgang kann mehrfach wiederholt werden. Die Liste der Prüfungen wird in der .NET-Datei gespeichert.

Ein- und Ausschalten einer einzelnen Prüfung in der *List of Test Procedure*
Durch eine **Left Mouse Button Click** auf eine Zelle in der Spalte **On/Off** kann eine einzelne **Test Procedure** ein- (**On**) oder ausgeschaltet (**Off**) werden. Ist die **Test Procedure** in der Liste ausgeschaltet, wird sie bei der Abarbeitung der List nicht berücksichtigt.

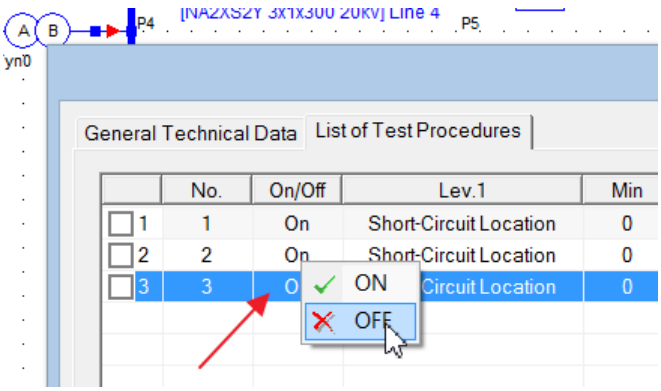
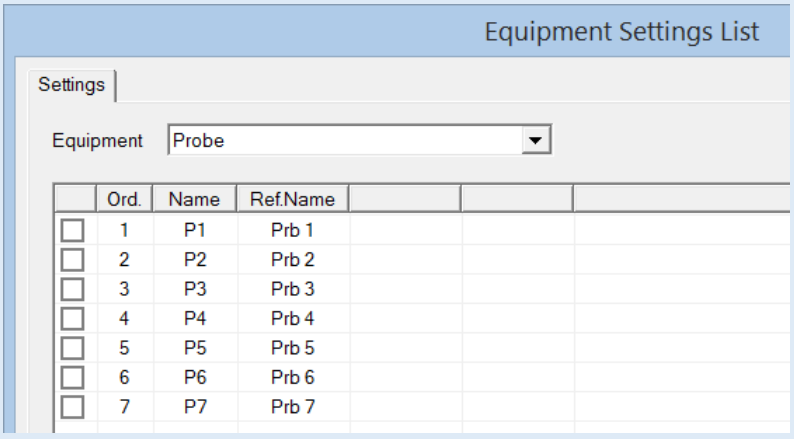
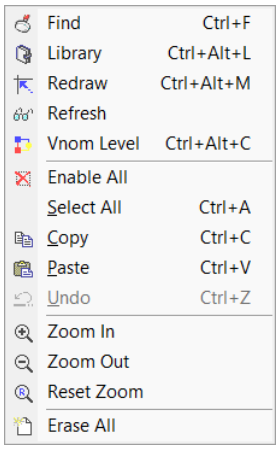


Abbildung 456:

Bezeichner	Bedeutung
Start	Start der Ausführung der in der Liste gespeicherten **Test Procedure**, sofern diese den Status On/Off = On haben.
Help	Öffnen des entsprechenden Kapitels der Hilfedatei
Copy	Der Inhalt der Liste wird im .csv-Format in die Zwischenablage kopiert.
Delete	Eine markierte **Test Procedure** wird gelöscht.
Open	Der Einstelldialog wird für die markierte **Test Procedure** geöffnet.
Del Results	Die in der Netzgrafik dargestellten Ergebnisse wie z.B. die Ergebnisse der Netzschutzanalyse werden gelöscht.
Equipment	Es wird der Dialog **Equipment Settings List** geöffnet. Mit Hilfe des Dialogs können die Einstellwerte der im Netz verwendeten Betriebsmittel einfach verändert werden. ▪ **Equipment**: Typ des Netzwerkelementes auswählen ▪ Der Einstelldialog kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** geöffnet werden. 

12 Bibliothek für Netzwerkelemente – *Network Library*



ATPDesigner bietet die Möglichkeit, sich eine oder mehrere anwenderspezifische Bibliotheken für Betriebsmittel zu erstellen. Der Dialog zur Verwendung einer Bibliothek kann mit Hilfe des Toolbar-Buttons oder im Menü **Edit** mit dem Menüpunkt **Library** geöffnet werden. Es ist auch möglich, die Tastenkombination **STRG + ALT + L** zu verwenden. Der Dialog ist ein nicht-modaler Dialog und kann parallel zum Netzberechnungsprogramm ATPDesigner geöffnet bleiben.

Position und Größe des Dialogs werden in der Registry gespeichert. Die Grundeinstellung der Dialogabmessungen kann **STRG + ALT + X** (Kapitel 13) wiederhergestellt werden.

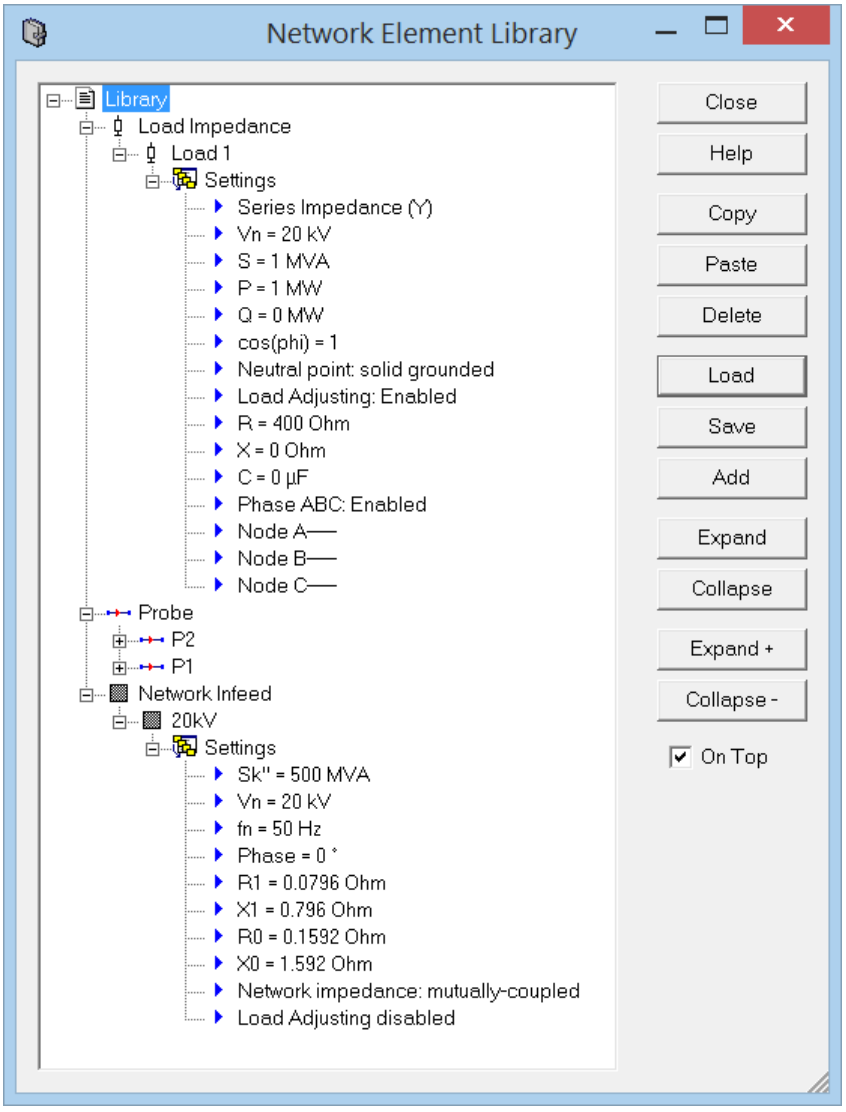


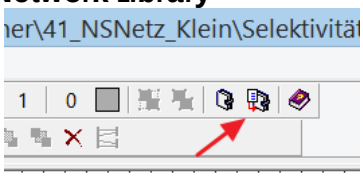
Abbildung 457: Dialog zur Verwaltung einer Bibliothek für Netzwerkelemente – Network Library

In der ersten Ebene der Baumstruktur wird der Name des Typs des Netzwerkelementes angezeigt, in der darauf folgenden Eben der anwenderspezifische Name. In der

nächsten unterlagerten Ebene werden wie im **Find**-Dialog (Kapitel 2.8) die Einstellwerte (**Settings**) angezeigt.

Bezeichner	Bedeutung
Close	Dialog schließen
Help	Kapitel in der Hilfedatei öffnen
Copy	**Bibliothek ➔ Zwischenablage** Netzwerkelement aus Bibliothek in die Zwischenablage kopieren
Paste	**Zwischenablage ➔ Bibliothek** Netzwerkelement aus der Zwischenablage in die Bibliothek kopieren
Delete	Netzwerkelement in der Bibliothek löschen
Load	Eine Datei, die eine Bibliothek enthält, einlesen. Dateiextension: **.NLB**
Save	Die Netzwerkelemente in einer Bibliothekdatei speichern oder eine neue Bibliothekdatei erstellen. Dateiextension: **.NLB**
Add	Eine Bibliothekdatei zu der angezeigten Bibliothek hinzufügen.
Expand	Die Baumstruktur wird vollständig geöffnet.
Collapse	Die Baumstruktur wird vollständig geschlossen.
Expand+	Die Baumstruktur wird eine Ebene geöffnet.
Collapse+	Die Baumstruktur wird eine Ebene geschlossen.
On Top	Falls aktiviert bleibt der Dialog immer sichtbar und wird nicht in den Hintergrund gesetzt.

Einfügen eines Betriebsmittels aus dem Netz in die Bibliothek (STRG + C und STRG + V)

1. Öffnen der Bibliothek z.B. mit **STRG + ALT + L**
2. Markieren des zu kopierenden Netzwerkelementes in der Netzgrafik
3. Öffnen des kontextsensitiven Menüs (Abbildung 427) mit einem **Right Mouse Button Click**
4. Menüpunkt **Copy to Network Library**
5. **Alternativ:** Toolbar-Button 

ausführen

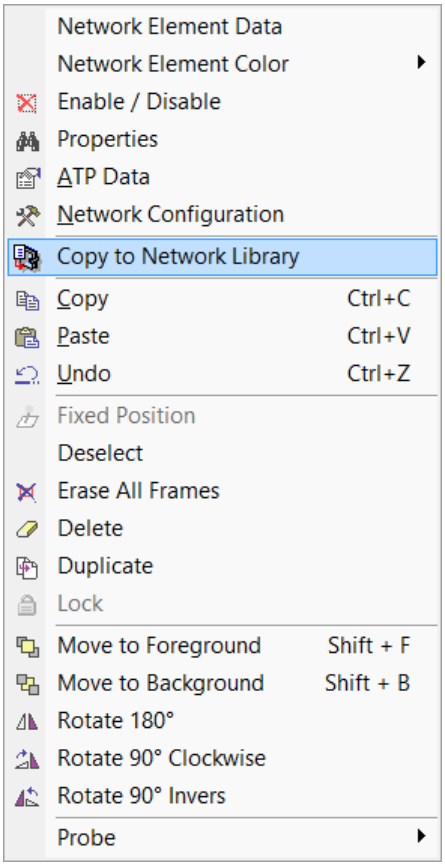


Abbildung 458: Kontextsensitives Menü - *Copy to Network Library*

Einfügen eines Betriebsmittels aus dem Netz in die Bibliothek (STRG + C und STRG + V)

1. Markieren des Netzwerkelementes in der Netzgrafik
2. **STRG + C**: Kopieren des markierten Netzwerkelementes in die Zwischenablage
3. **PASTE oder STRG + V**: Kopieren der Zwischenablage in die Bibliothek

Hinweis
Es muss beachtet werden, dass ein Netzwerkelement nur ein einziges Mal unter dem gleichen anwenderspezifischen Namen in die Bibliothek eingefügt werden kann.

Einfügen eines Betriebsmittels aus der Bibliothek ins Netz (STRG + C und STRG + V)

1. Markieren des Netzwerkelementes in der Bibliothek
2. **STRG + C** oder **Copy**: Kopieren in die Zwischenablage
3. **STRG + V**: Kopieren der Zwischenablage in die Netzgrafik

Hinweis
Das Netzwerkelement wird in der Mitte des Netzgrafikfensters eingefügt.

Einfügen eines Betriebsmittels aus der Bibliothek ins Netz (Drag & Drop)

1. **Left Mouse Button Down** „über“ dem Netzwerkelement
2. Mauscursor in das Netzgrafikfenster ziehen
3. **Left Mouse Button Up**: Kopieren des Netzwerkelementes in die Netzgrafik

Hinweis
Das Netzwerkelement wird an der Cursorposition in das Netzgrafikfensters eingefügt.

13 Informationen von ATPDesigner in der Registry

ATPDesigner speichert diverse Informationen von z.B. größenveränderlichen Dialogen oder den Dateiname der zuletzt geöffneten .NET-Datei in der Registry. Die Einträge in der Registry können mit der Tastenkombination **STRG + ALT + X** gelöscht werden.

In wenigen Fällen konnte festgestellt werden, dass der ATPDesigner Registry-Eintrag nicht gelöscht wurde. In diesen Fällen kann der Registry-Eintrag mit Hilfe des Registry-Editors **regedit.exe** manuell gelöscht werden.

1. HKEY_CURRENT_USER
2. Software
3. ATPDesigner © 2005-2015

Der Registry-Eintrag **ATPDesigner © 2005-2015** kann im Editor gelöscht werden. Dadurch werden alle betroffenen Einstellungen auf die Grundeinstellung zurückgesetzt.

Vorsicht !!!
Es muss darauf hingewiesen werden, dass jede sonstige auch unbeabsichtigte Änderung der Inhalte der Registry zur datentechnischen Zerstörung des Computers führen kann.

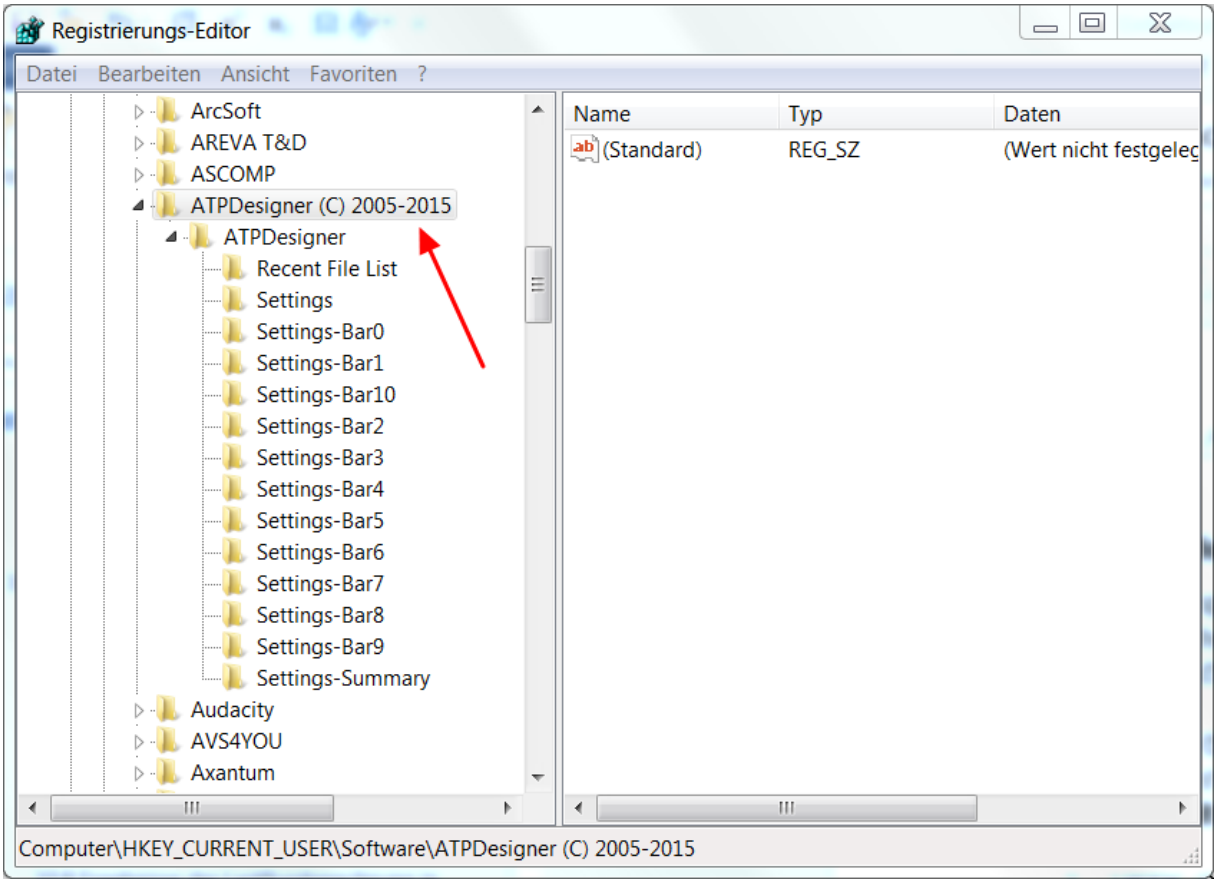


Abbildung 459: Registry-Eintrag von ATPDesigner

14 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, IEC60909-0:2001, Juli 2001
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] TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber TC2007, 2007

[7] Digitaler Differentialschutz: Grundlagen und Anwendungen
Gerhard Ziegler, Siemens, 2. Auflage

15 Formelzeichen

Phase-to-Ground Voltages $\underline{V}_{AG}$, $\underline{V}_{BG}$, $\underline{V}_{CG}$	Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, $\underline{U}_{L3}$
Phase-to-Phase Voltages $\underline{V}_{AB}$, $\underline{V}_{BC}$, $\underline{V}_{CA}$	Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{L1L2}$, $\underline{U}_{L2L3}$, $\underline{U}_{L3L1}$
Phase Currents $\underline{I}_{A}$, $\underline{I}_{B}$, $\underline{I}_{C}$	Leiter Ströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$, $\underline{I}_{L3}$
Phase-to-Phase Currents $\underline{I}_{AB}$, $\underline{I}_{BC}$, $\underline{I}_{CA}$	Leiter-Leiter-Ströme $\underline{I}_{L1L2}$, $\underline{I}_{L2L3}$, $\underline{I}_{L3L1}$
Neutral Displacement Voltage $\underline{V}_{NG}$	Verlagerungsspannung $\underline{U}_{NE}$
Residual Current $\underline{I}_{G}$	Summenstrom $\underline{I}_{E}$
Zero-Sequence Voltage $\underline{V}_{0}$	Nullspannung $\underline{U}_{0}$
Zero-Sequence Current $\underline{I}_{0}$	Nullstrom $\underline{I}_{0}$