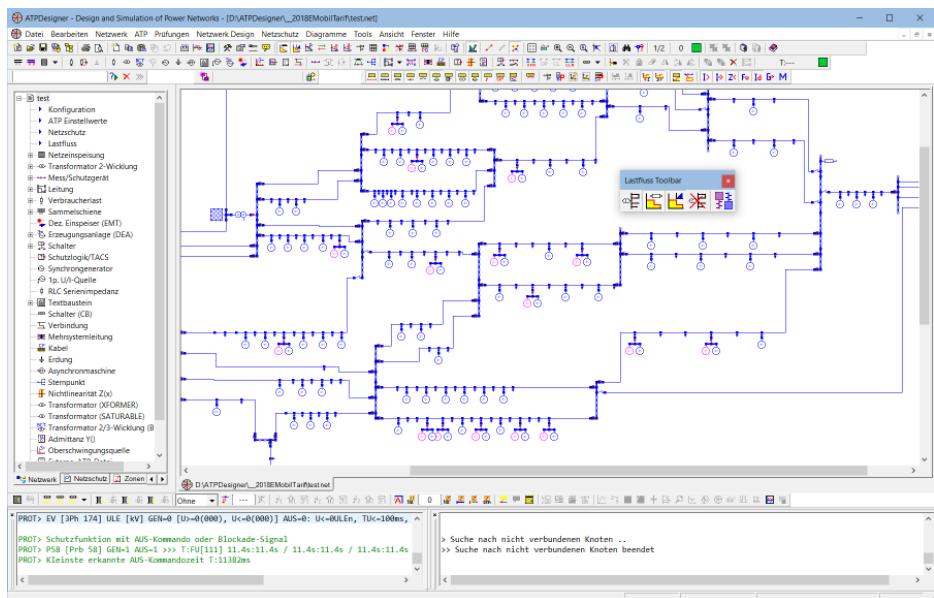


Einführung in ATPDesigner

Band 3: Netzberechnung

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



Inhalt Band 3.2

14	Lastflussberechnung mit Flexibilitäten	11
14.1	Was ist eine Flexibilität ?	11
14.2	Nachbildung von Flexibilitäten in ATPDesigner.....	12
14.3	Lastflussberechnungen nach der Brute-Force-Methode.....	13
14.3.1	Analyse des Netzzustandes – Grenzwerte der Flexibilitätsanalyse.....	14
14.3.2	Flexibilitäten: Elektromobile (Brute-Force).....	14
14.3.3	Flexibilitäten: Solarstromanlagen (Brute-Force).....	15
14.4	Lastfluss: Lastprofile 	15
14.4.1	Verfügbarkeit der Lastprofildateien kontrollieren	19
14.4.2	Berechnung und Speicherung eines Fahrplans mit Lastprofilen.....	20
14.4.3	Ausgabe der Ergebnisse als Bericht (XML-Datei [21]).....	21
14.4.4	Ausgabe der Ergebnisse als Bericht (XML-Datei)	23
14.4.5	Anzeige eines berechneten Fahrplans in einem Diagramm	23
14.4.6	Betriebsarten der Lastflussberechnung mit Lastprofilen.....	25
14.4.6.1	Lastflussberechnung mit Lastprofilen: Ein definiertes Jahr.....	25
14.4.6.2	Lastflussberechnung mit Lastprofilen: Ein definierter Tag	26
14.4.6.3	Lastflussberechnung mit Lastprofilen: Eine definierte Uhrzeit.....	26
14.4.7	Ausgabe der Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik	26
14.4.8	Verarbeitung der anlagenspezifischen Lastprofile mit ID	26
14.5	Hinweise zur Interpretation der 15min-Intervalle und Zeitstempel.....	28
14.5.1	Wechsel von Sommerzeit nach Winterzeit am 31.10. zum 01.11.....	28
14.5.2	Wechsel von Winterzeit nach Sommerzeit und umgekehrt	28
14.6	Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile nach VDEW [23].....	29
14.7	Anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID).....	31
14.7.1	Erzeugungsanlage (DEA): Anlagenspezifisches Lastprofil mit ID	32
14.7.2	Verbraucherlast: Anlagenspezifisches Lastprofil mit ID	33
14.7.3	Leitung: Anlagenspezifischen Lastprofil mit ID	34
14.7.4	Transformator 2-Wicklung: Anlagenspezifischen Lastprofil mit ID.....	34
14.7.5	Lastprofile für Wärmepumpen HP(ID).....	34
14.7.5.1	Grundlagen zu temperaturabhängigen Lastprofile	34
14.7.5.2	Lastprofil für Wärmepumpen HP(ID) – Einstellwerte und Dateiformat.....	36
14.7.6	Lastprofil für Elektromobile EMOB(ID)	40
14.8	Allgemeines und anlagenspezifisches Lastprofil PVGIS (Prognose)	41
14.8.1	Verwendung des PVGIS-Lastprofils im Format PVGIS-SARAH	42
14.9	Lastfluss: Prognose	43
14.9.1	Start einer zeitreihenbasierten Lastflussberechnung mit JSON-Prognosedatei.	46
14.9.2	Lastflussberechnungen mit Prognosewerten über FileWatcher	47
14.9.3	Format der JSON-Prognosedatei	48
14.9.3.1	Bezeichner zur Identifikation der Sektion der JSON-Prognosedatei.....	49
14.9.3.2	Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei.....	50

14.9.3.3	JSON-Datei: Sektion Header.....	55
14.9.3.4	JSON-Datei: Sektion 15min-Zitreih als Prognose.....	56
14.9.3.5	JSON-Datei: Sektion Liste der E-Mail-Adressen.....	59
14.9.3.6	JSON-Datei: Sektion Einstellwerte und Eigenschaften von Netzwerkelementen.....	59
14.9.3.7	JSON-Datei: Sektion Automatisierter Start eines Verarbeitungsprozesses	60
14.9.3.8	JSON-Datei: Export einer JSON-Prognosedatei	60
14.9.3.9	JSON: Fehlermeldungen des JSON-Parsers	63
14.9.4	Fahrplan und Fahrplanmessgeräte - Ausgabe der Ergebnisse in eine Datei ...	65
14.9.4.1	Automatische Benachrichtigung durch eine E-Mail.....	65
14.9.5	Anwendung der JSON-Prognosedatei: Erzeugungsanlage (DEA)	66
14.9.6	Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung in einer JSON-Datei	67
14.9.7	Anwendung der JSON-Prognosedatei: Verbraucherlast.....	68
14.10	Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM).....	69
14.10.1	Ausführen der Funktion Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)	69
14.10.2	Definition der Struktur der .CSV-Datei mit RLM-Messdaten.....	70
14.10.3	Methode zur Berechnung der Standardlastprofile (SLP) aus RLM-Messdaten...	73
14.10.4	Beispiele für OBIS-Kennzahlen.....	73
14.11	Lastfluss: Lastprofile erzeugen (JSON).....	74
14.12	Verwendung eines Fahrplanmessgerätes	75
14.13	E-Mobile: Fahrplanberechnung 	77
14.13.1	Nachbildung des zeitlichen Ladeverhaltens von E-Mobilen	79
14.13.1.1	Nachbildung des Ladeverhalten über die Worst-Case-Situation	79
14.13.1.2	Nachbildung des Ladeverhaltens mittels Gleichzeitigkeitsfaktor.....	79
14.13.1.3	Nachbildung des Ladeverhaltens mit durchschnittlichen Ladeprofilen...	83
14.14	Flexibilitäten: Wirkungsbereich von Einspeiseanlagen 	85
14.14.1	Wichtige Regeln zur Ermittlung des Wirkungsbereiches	85
14.14.2	Flexibilitäten: Flexibilitätsranking	86
14.14.3	Flexibilitäten: Flexibilitätsreichweite.....	87
14.14.4	Ausgabe von Flexibilitätsranking und -reichweite als Tabelle.....	87
14.14.5	Ermittlung des Wirkungsbereichs und physikalischer Hintergrund.....	88
14.14.6	Vorgehensweise zur Ermittlung des Wirkungsbereichs von Flexibilitäten.....	89
14.14.7	Darstellung des Wirkungsbereiches von Flexibilitäten in der Netzgrafik.....	92
14.14.8	Ergebnisdarstellung nach Ermittlung des Wirkungsbereichs.....	93
14.14.8.1	Ausgabe der Ergebnisse in .CSV-Dateien im Projektverzeichnis	95
14.14.8.2	Farbliche Kennzeichnung der Flexibilitätsreichweite in der Netzgrafik	96
14.15	Flexibilitäten: Importdatei (.CSV)	97
14.16	Lastflussberechnung E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking 	99
14.16.1	Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen.....	100
14.16.2	Grundlagen Netzauslastungsanalyse und -diagnose für Ladestationen.....	103
14.16.3	Ergebnisse der initialen Lastflussberechnung (Referenznetzzustand).....	103
14.16.4	Ergebnisse der Lastflussberechnung für E-Mobil Ladestationen	104
14.16.5	Ausgabe der Ergebnisse in einen Bericht (XML-Datei).....	104
14.16.6	Anzeige der Netzauslastung in der Netzgrafik.....	106

15	Messwertskalierte Lastflussberechnung.....	108
15.1	Messwertskalierte Lastflussberechnung in ATPDesigner	111
15.1.1	Randbedingungen der Messwertskalierten Lastflussberechnung.....	113
15.1.2	Vorgehensweise des Verfahrens	114
15.1.3	Ausgabe des Verfahrens zur Kontrolle der iterativen Skalierung.....	117
15.2	Nachbildung der Verbraucherlasten.....	119
15.3	Nachbildung der Einspeiseanlage als Erzeugungsanlage (DEA)	120
15.4	Verarbeitung der Messdaten eines Messortes.....	120
15.4.1	Ermittlung Start- und Endzeit, Anforderungen an die zeitliche Abfolge	121
15.4.2	Ermittlung Zeitbereich: Verwendung der Lastprofile nach VDEW.....	122
15.4.3	Ermittlung Zeitbereich: Verwendung einer JSON-Prognosedatei	123
15.5	Bereich – Messort, Verbraucherlast, Erzeugungsanlage gruppieren.....	123
15.6	Einstellwerte der Messwertskalierten Lastflussberechnung	123
15.7	Was ist ein FileWatcher ?.....	125
15.7.1	Anzeige des Status des FileWatcher.....	126
15.7.2	Aktivierung und Deaktivierung des FileWatcher mit Hilfe der LED	126
15.8	Durchführung zur Messwertskalierten Lastflussberechnung.....	126
15.9	Manueller Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung.....	128
15.10	Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung durch FileWatcher.....	130
15.11	Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung durch den Webserver.....	131
15.12	Ausgabe der Ergebnisse zur Messwertskalierten Lastflussberechnung	131
15.13	Definition des Dateiformates der Messwerte.....	134
15.13.1	Fehlernachricht: Unterschiedliche ID für Messwert oder Messstelle	134
15.13.2	Format .CSV-Datei: Messwerte als Eingangsdaten.....	135
15.13.3	Format .CSV-Datei: Ergebnisse des Verfahrens als Ausgangsdaten.....	136
15.14	Ausgabe der Berechnungsergebnisse als Bericht.....	138
16	N-1 Netzzustandsanalyse.....	142
16.1	Vorgehensweise und Ziel der N-1 Netzzustandsanalyse	142
16.1.1	Stufe 1 der N-1 Netzzustandsanalyse.....	143
16.1.2	Stufe 2 der N-1 Netzzustandsanalyse	144
16.2	(n-1) – Kriterium der N-1 Netzzustandsanalyse	144
16.3	Einstellwerte der N-1 Netzzustandsanalyse.....	144
16.4	Arbeitsweise des Verfahrens.....	146
16.4.1	Modell für Verbraucherlasten	146
16.4.2	Ersatzmodell für Erzeugungsanlagen (DEA)	147
16.4.3	Einfaches topologisches Suchverfahren.....	147
16.5	Eine N-1 Netzzustandsanalyse durchführen.....	148
16.6	Ergebnisse der N-1 Netzzustandsanalyse in einem Bericht	149
17	Netzauslastungsanalyse	152
17.1	Schritt 1: Nachbildung der Netztopologie.....	152
17.2	Schritt 2: Validierung des Netzes im Netzberechnungsprogramm	152

17.3	Schritt 3: Überprüfung der Kurzschlussbelastbarkeit	153
17.4	Schritt 4: Überprüfung des Netzschatzkonzeptes	153
17.5	Schritt 5: Definition und Nachbildung verschiedener Szenarien.....	153
17.6	Schritt 6: Erstellen einer Bewertungsmetrik.....	154
17.7	Schritt 7: Bewertung der Stromauslastung für jedes Szenario.....	154
17.8	Schritt 8: Bewertung der Netzspannung für jedes Szenario.....	155
17.9	Schritt 9: Ermittlung des Handlungsbedarfs [Bd. 2] für jedes Szenario.....	155
17.10	Schritt 10: Zusammenfassung der Ergebnisse	157
17.11	Ausgabe der Ergebnisse der Netzauslastungsanalyse in einem Bericht.....	157
18	Automatisierte Netzberechnung als gesicherter Cloud-Service	159
18.1	Verarbeitung der JSON-Prognosedatei.....	160
19	Lastflussberechnung und Netzauslastungsanalyse.....	161
19.1	Netzzustandsanalyse	161
19.2	Netzzustandsdiagnose.....	161
19.2.1	Lastmodellierung	162
19.2.2	Lastaufbereitung	162
19.2.3	Lastkalibrierung.....	162
19.3	Normative Grundlagen.....	163
19.3.1	DIN EN 50160.....	164
19.3.2	DIN VDE 0276-1000.....	165
19.3.3	VDE 0532-76-1.....	165
19.3.4	BDEW-Ampelkonzept.....	167
19.4	Netzzustandsanalyse und Lastmodellierung.....	168
19.5	Rückfallebenen der Lastmodellierung: <i>Lastfluss: Prognose</i>	169
19.6	Rückfallebenen der Lastmodellierung: <i>Lastfluss: Lastprofil</i>	169
19.7	Rückfallebenen der Lastmodellierung: <i>Lastflussberechnung</i>	170
20	Netzautomatisierung	172
20.1	Beispiel: Steuerung des Teillastfaktors einer <i>Erzeugungsanlage (DEA)</i>	172
21	Prüfung von Netzschatzkonzepten	173
21.1	Prüfung von Netzschatzkonzepten und Lastflussberechnung.....	176
21.2	Schutzprüfung mit Kaskadenanalyse	176
21.3	Erkennen von Schutzversagern mit Kriterium 1	178
21.4	Erkennen einer spannungslosen Leitung mit Kriterium 2.....	178
21.5	Kaskadenanalyse - Ergebnisse der Schutzanalyse intern speichern	179
21.6	Automatische Schutzprüfung – Kurzschluss	180
21.6.1	Prüfbericht PROTKASK mit Bild des Stromnetzes und Prüfergebnissen.....	181
21.6.2	Automatische Schutzprüfung – Mess/Schutzgerät.....	183
21.6.3	Einstellungen zur Schutzprüfung – <i>Min, Max, Step, Iacc.</i>	183
21.6.4	Automatische Schutzprüfung – Leitungen.....	185
21.6.4.1	Ausfallsichere Speicherung der Ergebnisse in einer SQL-Datenbank....	188
21.6.5	Automatische Schutzprüfung – Sammelschiene	190

22	Elektrischer Versorgungsbereich		192
23	Erkennung von Inselnetzen		194
23.1	Arbeitsweise des Verfahrens zur Erkennung von Inselnetzen		195
24	Netzengpassanalyse		198
24.1	Vollständige kombinatorische Methode		200
24.2	Fitness des Stromnetzes – Maß zur Identifikation kritischer Netzzustände		201
24.3	Brute-Force-Methode		202
24.4	Genetischer Algorithmus		203
24.4.1	Mutationsoperatoren		203
24.4.2	Rekombinationsoperatoren		204
24.4.3	Selektionsoperator		204
24.4.4	Das Verfahren der simulierten Evolution		204
24.4.5	Angewendete Hyperparametersätze		205
24.5	Parametrierung der Netzengpassanalyse		205
24.5.1	Parametrierung der Brute-Force-Methode		207
24.5.2	Parametrierung der Vollständigen kombinatorischen Methode		208
24.5.3	Parametrierung des genetischen Algorithmus		208
24.6	Ausführen einer Netzengpassanalyse		209
24.6.1	Einstellwerte <i>Fitness</i> des Stromnetzes, Skalierungsfaktor der <i>Fitness</i>		210
24.7	Bericht zur Netzengpassanalyse		211
24.7.1	Einbinden der Individuen		212
24.7.2	Erkennen von Netzengpässen – Überlastungen von Leitungen		212
25	Lastflussberechnung mit dem Verfahren nach Newton-Raphson		214
25.1	Mathematische Beschreibung des Verfahrens		215
25.2	Leistungsflussberechnung nach Newton-Raphson in ATPDesigner		216
25.3	Anwendung der Lastflussberechnung mit Newton-Raphson		219
25.4	Vorgehensweise und Anforderungen des Verfahrens		221
25.5	Hinweise zur Parametrierung der Betriebsmittel		224
25.5.1	Newton-Raphson: Verbraucherlast		225
25.5.2	Newton-Raphson: Erzeugungsanlage (DEA)		226
25.5.3	Newton-Raphson: Transformator 2-Wicklung		227
25.5.4	Newton-Raphson: Leitung		229
25.5.5	Newton-Raphson: Verbindung (Messleitungen)		229
25.5.6	Newton-Raphson: Netzeinspeisung		230
25.5.7	Newton-Raphson: Sammelschiene, Mess/Schutzgerät, Schalter		230
25.6	Auswertung der Ergebnisse der Lastflussberechnung		231
25.7	Verfahren Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten und Newton-Raphson		233
26	Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten		235
26.1	Begriffe und Definitionen		240
26.2	Prognose mit Flexibilitäten - Berechnung von Fahrplänen für Flexibilitäten		242

26.3 Berechnung der Blindleistung von Flexibilitäten.....	243
26.4 Präventives Netzengpassmanagement.....	245
26.5 Datenmanagement des Verfahrens	246
26.6 Einstelldialog Prognose mit Flexibilitäten.....	247
26.7 Prognose mit Flexibilitäten – Vom Verfahren unterstützte Flexibilitäten.....	250
26.7.1 Generisches Modell: Ladestation für E-Mobile	251
26.7.2 Generisches Modell: Dezentrale Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen).....	252
26.7.3 Generisches Modell: Monodirektionale und bidirektionale Batteriespeicher	254
26.7.4 Generisches Modell: Wärmepumpe.....	257
26.8 Start des Verfahrens Prognose mit Flexibilitäten	259
27 Webservice: http-Webserver mit REST-API zur Netzberechnung	263
27.1 Webservice: Realisierung des Webserver mit Multithreading.....	264
27.2 Webservice: http-basiertes REST-API.....	265
27.3 Webservice: Aktivieren und Deaktivieren des Webservers 	266
27.4 REST-API: http-Request GET - Abrufen von vorhandenen Daten.....	268
27.4.1 http-Response GET/?ID1=1.....	274
27.4.2 http-Response GET/?ID1=4.....	274
27.4.3 http-Response GET/?ID1=5.....	275
27.4.4 http-Response GET/?ID1=6.....	276
27.4.5 http-Response GET/?ID1=7.....	276
27.4.6 http-Response GET/?ID1=8.....	277
27.5 REST-API: POST – Auftrag (Task) ausführen mit einer JSON-Datei [28].....	280
27.5.1 http-Request POST: Inhalt (Content) im JSON-Dateiformat.....	283
27.5.2 http-Request POST: Verwendung einer JSON-Datei im http-Request.....	284
27.5.2.1 JSON-Prognosedatei.....	284
27.5.2.2 Kombinierte JSON-Prognose- und JSON-Flexibilitätspotentialdatei.....	285
27.5.2.3 Paralleler Betrieb von FileWatcher und Web Server.....	286
27.5.3 http-Request POST: Unbekannte task im Objekt tasklist	287
27.5.4 http-Request POST: http-Response 504 timeout.....	287
27.5.5 http-Request POST: http-Response 504 unknown calculation process	287
27.5.6 http-Request POST: http-Response 200 OK.....	287
27.5.7 http-Request POST: JSON-Objekt tasklist der JSON-Prognosedatei.....	288
27.6 REST-API: POST – Auftrag (TASK) ausführen mit einer CSV-Datei.....	292
27.6.1 http-Request POST: Inhalt (Content) im CSV-Dateiformat.....	293
28 SQL-Datenbank: Speicherung der Ergebnisse von Netzberechnungen.....	294
28.1 SQL: Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung)	296
28.1.1 SQL-Tabelle: Verbraucherlast	297
28.1.2 SQL-Tabelle: Mess/Schutzgerät	297
28.1.3 SQL-Tabelle: Erzeugungsanlage (DEA)	298
28.1.4 SQL-Tabelle: Leitung	299
28.1.5 SQL-Tabelle: Ergebnisse LF-Berechnung.....	301

28.1.6	SQL: Export der SQL-Datenbank in eine JSON-Datei	303
28.2	SQL: Fallgenerator.....	305
28.3	SQL: Prüfung von Netzschatzkonzepten – Schutzprüfung Leitungen.....	305
28.3.1	SQL: Export der SQL-Datenbank für Netzschatz (JSON)	307
29	KI-System – Künstliche Intelligenz und Neuronale Netze in ATPDesigner	310
30	Anwendungsbeispiele	312
30.1	Messwertanzeige, Schriftarten für Toolbars, Lizenzverzeichnis, etc.....	312
30.2	Farbschema auswählen - ATPDesigner Dark Mode	313
30.3	Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen	316
30.3.1	Erstellen des Stromnetzes im Zeichenbereich von ATPDesigner	325
30.3.2	Öffnen des Einstelldialogs eines Netzwerkelementes.....	328
30.3.3	Netzeinspeisung 110kV.....	328
30.3.4	Einspeisetransformator 110/20kV.....	329
30.3.5	Mess- und Schutzgeräte im Stromnetz.....	331
30.3.6	Sammelschiene am Einspeisetransformator.....	332
30.3.7	Erzeugungsanlage (DEA) als PQ-Knoten	333
30.3.7.1	Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb) ...	337
30.3.8	Verbraucherlast als PQ-Knoten	337
30.3.9	Lastflussberechnung - Einstellwerte	340
30.3.10	Lastflussberechnung - Starten.....	341
30.3.11	Suchen von Netzwerkelementen in der Netzgrafik.....	341
30.3.12	Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner	343
30.3.13	Ergebnisse der Lastflussberechnung in einem Bericht.....	348
30.4	Netzauslastungsanalyse mit Lastprofilen einer JSON-Prognosedatei.....	352
30.5	Web basierte Lastflussberechnung mit dem Webserver mit REST-API.....	367
30.5.1	Aktivieren des Webservers.....	368
30.5.2	Webserver parametrieren.....	368
30.5.3	Start des Webservers mit REST-API.....	370
30.5.4	Beispiel: Lastflussberechnung ausführen und Netzzustand ermitteln.....	373
30.5.5	Beispiel: Auslesen der topologischen Daten des Stromnetzes	378
30.6	Automatische Identifikation der Nennspannung.....	379
30.7	Erzeugungsanlage mit Parkregler in einem 20-kV-Stromverteilnetz.....	382
30.7.1	Parkregler - Einstelldialog Mess/Schutzgerät, Registerkarte Parkregler (DEA)	383
30.8	Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb)	384
30.8.1	Erzeugungsanlage (DEA) – Vorgehensweise Kurzschlussstromberechnung ..	386
30.8.1.1	Berechnung des stationären Netzzustandes im fehlerfreien Normalbetrieb	
387		
30.8.1.2	Berechnung des stationären Netzzustandes im Kurzschlussbetrieb	387
30.8.2	Erzeugungsanlage (DEA) – Einstellungen für den LVRT-Betrieb.....	388
31	Liste von Funktionen, Methoden und Verfahren.....	395
32	Bibliothek für Netzwerkelemente – Network Library 	396

32.1	Einfügen eines Betriebsmittels aus dem Netz in die Bibliothek	397
32.2	Einfügen eines Betriebsmittels aus dem Netz in die Bibliothek	398
32.3	Einfügen eines Betriebsmittels aus der Bibliothek ins Netz.....	398
32.4	Einfügen eines Betriebsmittels aus der Bibliothek ins Netz (Drag & Drop).....	399
33	Informationen von ATPDesigner in der Registry	400
34	Textdatei startup - Einstellungen für das ATP	401
35	Stromnetze aus dem Setup von ATPDesigner	403
35.1	Stromnetze für Lastflussberechnung.....	403
35.1.1	Stromnetze des SimBench-Projektes www.simbench.de.....	405
35.1.2	Stromnetz: Netz01_20kVMitWindpark.....	406
35.1.3	Stromnetz: Netz02_20kVUMZstat	409
35.1.4	Stromnetz: Netz05_20kVMitEMobil	410
35.1.5	Stromnetz: Netz06_20kVFlexAnalyse	411
35.1.6	Stromnetz: Netz08_20kVTrafoDiffSchutzPDIFF	412
35.1.7	Stromnetz: Netz09_SimBench1_400V_Iaendlich.....	414
35.1.8	Stromnetz: Netz10_SimBench2_400V_Iaendlich.....	416
35.1.9	Stromnetz: Netz11_SimBench3_400V_Iaendlich.....	418
35.1.10	Stromnetz: Netz12_SimBench4_400V_halbstaedtisch.....	420
35.1.11	Stromnetz: Netz13_SimBench5_400V_halbstaedtisch.....	422
35.1.12	Stromnetz: Netz14_400VMitPVAnlage	425
35.1.13	Stromnetz: Netz16_110kVNetzMitNetzschatzUndDEA	426
35.1.14	Stromnetz: Netz17_20kVMitWindparkMitParkregler	429
35.1.15	Stromnetz: Netz18_20kVMitDistanzschatz.....	430
35.1.16	Stromnetz: Netz19_20kV-LtgTrafoDiffSchutzPDIFF	431
35.1.17	Stromnetz: Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei.....	432
35.1.18	Stromnetz: Netz21_DEA_PQKennlinie_Untererregt_Parkregler.....	438
35.1.19	Stromnetz: Netz22_20kVNetzDistanzschatzUndHHSicherungen	439
35.1.20	Stromnetz: Netz23_20kVNetzUMZSchutz_DEAimLVRTBetrieb.....	441
35.1.21	Stromnetz: Netz24_20kVMitPVAnlage	442
35.2	Stromnetze für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge.....	443
35.2.1	Stromnetz: Netz03_20kVUMZdyn	444
35.2.2	Stromnetz: Netz04_20kVUMZdynMitDEA.....	446
35.2.3	Stromnetz: Netz07_20kVMessungUdiffdyn	449
36	Typkennung der Netzwerkelemente	452

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

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

14 Lastflussberechnung mit Flexibilitäten

Im Hauptmenü **Prüfungen** können im Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten** unterschiedliche Verfahren zur Berechnung der Auswirkungen von Flexibilitäten auf Stromnetze sowie dem Einsatz von Flexibilitäten zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Stromnetzbetriebes verwendet werden.

14.1 Was ist eine Flexibilität ?

Das BMWi-geförderte Projekt **Designtz Baukasten Energiewende - Von Einzellösungen zum effizienten Energiesystem der Zukunft** (Laufzeit 2016-2020) hat im gemeinsamen Abschlussbericht u.a. folgendes zum Begriff der Flexibilität festgehalten.

Eine **Flexibilität** ist „die Möglichkeit, dem Energiesystem auf Anforderung eine Leistungsänderung zu einem definierten Zeitpunkt, an einem definierten Ort zur Verfügung stellen zu können.“

„Der Begriff **Flexibilität** beschreibt im Energiesystem die Möglichkeit einer dynamischen Anpassung des Erzeugungs- oder Verbrauchs- oder Speicherverhaltens durch ein externes Signal. Eine Einheit, bei der Verbrauch und/oder Einspeisung auf Basis externer Anforderung verändert werden kann.“

„**Netzflexibilität** beschreibt die Fähigkeit, Betriebsmitteleigenschaften eines Energieversorgungsnetzes gezielt zu beeinflussen. Eine Netzflexibilität ist insbesondere die Möglichkeit, die Übertragungskapazität eines Netzes zu verändern. Implizit betrifft dies auch die Verbesserung der Spannungsqualität. Die Netzflexibilität kann einerseits durch alternative Kombination der bereits vorhandenen Netzbetriebsmittel erfolgen (z.B. Trennstellenverlagerung). Andererseits können Betriebsmittel gezielt optimiert werden (z.B. Trafokühlung oder Heizung in Gasdruck-Mess- und Regelstationen). Abhängigkeiten und Restriktionen in der Zeit sind im Optimierungsfall möglich. Die Betriebsmittelloptimierung ist mit zusätzlichen Kosten verbunden, die sich als einmalige Investitions- und allgemeine Betriebskosten sowie u.U. zusätzlich als Betriebskosten je Abruf darstellen. Solche Netzflexibilitäten können längerfristig im Voraus (z.B. Trennstellenverlagerung) oder kurzfristig (z.B. durch umgebungsbedingte Parameter im Freileitungsmonitoring) entstehen und angeboten werden. Netzbetreiber setzen die Netzflexibilität zunächst intern ein um den Netzbetrieb zu optimieren. (Gegenwärtig werden eher langfristige Allokationen auf Optionsbasis verwendet.) Freie Netzflexibilität, kann der Designtzkaskade zur Verfügung gestellt werden, sofern dies nicht den sicheren Netzbetrieb beeinflusst. Einerseits ist es durch solche Netzflexibilitäten möglich Transaktionen zu realisieren, die im Netznorm Zustand zu unzulässigen Netzzuständen führen. Andererseits könnte Netzflexibilität künftig bedarfsoorientiert anstelle von (Prosumer-) Flexibilität eingesetzt werden.“

„**Netzdienliche Flexibilität** umfasst über die Designtzkaskade allokierte ortsbezogene Flexibilität außerhalb des direkten Zugriffs eines Netzbetreibers. Netzdienliche Flexibilität wird eingesetzt, um die Netzbetriebsparameter (z.B. Spannung und Strom bzw. Druck und Durchfluss) im zulässigen Bereich zu halten. Dies umfasst (Prosumer-)Flexibilität sowie Netzflexibilität. Netzdienliche Flexibilität wird entweder durch einen topologischen Punkt definiert, an dem Prosumerflexibilität wirkt oder durch zwei topologische Punkte zwischen denen die Übertragungskapazität mit Hilfe von Netzflexibilität beeinflusst wird.“

Ein **Flexibilitätspotential** ist die „technisch realisierbare Leistungsänderung gegenüber dem Fahrplan der technischen Anlage; mögliches Volumen, der zur Verfügung stehenden Flexibilität.“

14.2 Nachbildung von Flexibilitäten in ATPDesigner

Flexibilitäten werden mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] nachgebildet. Darüber hinaus können die Wirkleistungen von **Verbraucherlasten** auch durch Standardlastprofile (SLP) [23] oder Prognosewerte ermittelt werden. In der Registerkarte **Lastprofil** des Einstelldialogs kann z.B. die Betriebsart der Erzeugungsanlage z.B. Elektromobil oder Solarstromanlage eingestellt werden.

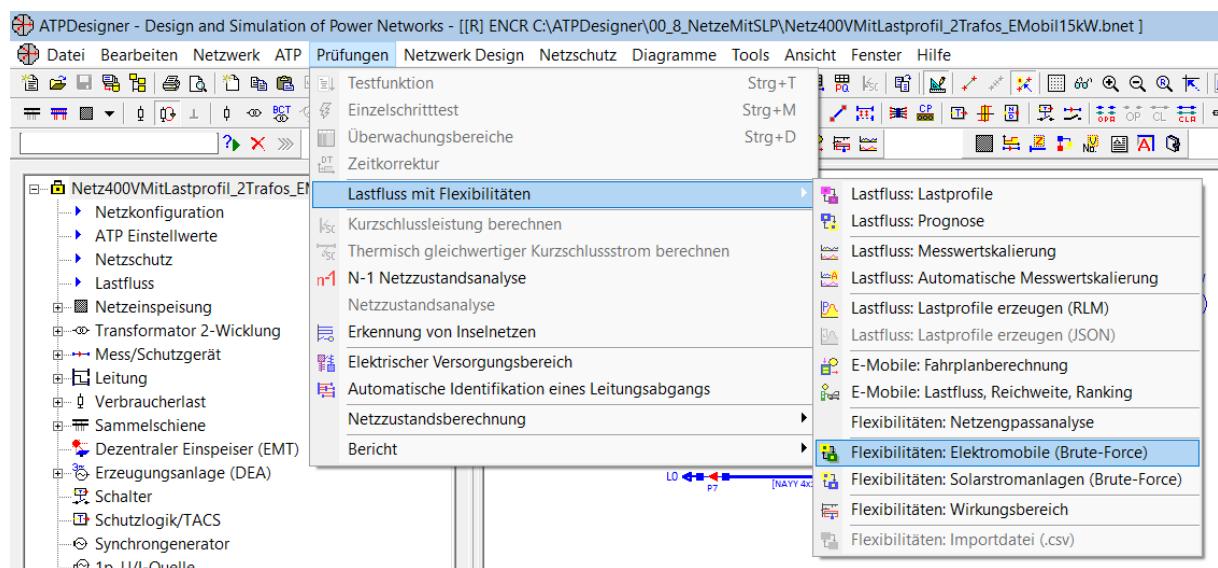


Abbildung 1: Hauptmenü **Lastfluss mit Flexibilitäten** und zugehörige Menüpunkte

Nachfolgend sind die Bedeutungen der Menüpunkte kurz erläutert.

Menüpunkt	Bedeutung
<u>Lastfluss: Lastprofile</u>	Netzauslastungsanalyse durch Lastflussberechnung unter Verwendung von Lastprofilen für Bezugs- und Einspeiseanlagen
<u>Lastfluss: Prognose</u>	Netzauslastungsanalyse durch Lastflussberechnung unter Verwendung von Prognosedaten für Bezugs- und Einspeiseanlagen
<u>Lastfluss: Messwertskalierung</u>	Netzauslastungsanalyse durch Lastflussberechnung mit Hilfe von Messwerten zur automatisierten Skalierung der Bezugsleistung von Verbraucherlasten
<u>Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)</u>	Die Funktion erlaubt es RLM-Messdaten einzulesen und in VDEW-Lastprofile in drei .CSV-Dateien für Winter, Sommer und Übergangszeit umzuwandeln.
<u>Lastfluss: Lastprofile erzeugen (JSON)</u>	Diese Funktion erlaubt es, Mess- oder Prognosedaten im .JSON-Format einzulesen und in VDEW-Lastprofile in .CSV-Dateien umzuwandeln.
<u>Fahrplanberechnung für E-Mobile</u>	Berechnung eines Fahrplans unter Berücksichtigung des tariflichen und/oder ereignisorientierten Ladeverhaltens von E-Mobilen

<u>Flexibilitäten: Elektromobile (Brute-Force)</u>	Lastflussberechnung nach der Brute-Force-Methode mit 2^N kombinatorischer Variation der Elektromobile
<u>Flexibilitäten: Solarstromanlagen (Brute-Force)</u>	Lastflussberechnung nach der Brute-Force-Methode mit 2^N kombinatorischer Variation der Solarstromanlagen
<u>Flexibilitäten: Wirkungsbereich</u>	Ermittlung des Flexibilitätsreichweite und -rankings
<u>Flexibilitäten: Importdatei (.CSV)</u>	Automatisierte Abarbeitung von sogenannten Netznutzungsfällen

14.3 Lastflussberechnungen nach der Brute-Force-Methode

Die Analysefunktion für Flexibilitäten führt für alle 2^N -EIN/AUS-Kombinationen der N aktivierte Flexibilitäten des ausgewählten Typs eine Lastflussberechnung durch und bewertet den Auslastungsgrad von Betriebsmitteln wie z.B. der Leitungen und das Anrege- und Auslöseverhalten der Netzschatzgeräte. Während der Ausführung der 2^N -Lastflussberechnungen werden keine Einstellwerte der Flexibilitäten verändert. Die Brute-Force-Methode stellt sicher, dass alle EIN/AUS-Kombinationen der Flexibilitäten des ausgewählten Typs berechnet und die Auswirkungen auf das Netz und den Netzschatz untersucht werden können. Nachteilig wirkt sich hier die mit der Anzahl Flexibilitäten eines Typs sehr schnell ansteigende Anzahl von Lastflussberechnungen aus.

<p>Grenzwerte</p> <table border="1"> <tr><td>I > [%]</td><td>80</td></tr> <tr><td>U > [%]</td><td>105</td></tr> <tr><td>U < [%]</td><td>95</td></tr> </table> <p>Anzahl Flexibilitäten = 2</p> <p>Flexibilitätsanalyse Nr. 1: 11</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Name des Netzwerkelements</th> <th>Betriebsart</th> <th>Akt./Ina.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>[3Ph 5] 11kW (PV)</td><td>Solarstromanlage (DEA)</td><td>Aktiviert</td></tr> <tr><td>[3Ph 6] 11kW (PV)</td><td>Solarstromanlage (DEA)</td><td>Aktiviert</td></tr> </tbody> </table> <p>Maximaler Laststrom Imax = 92.208%</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Name des Netzwerkelements</th> <th>Ilmax [A]</th> <th>Ilmax [%]</th> <th>Imax [A]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>[Line 4]</td><td>30.0296</td><td>30.3232</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5</td><td>94.0522</td><td>92.208</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7</td><td>63.6366</td><td>62.3692</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8</td><td>46.7411</td><td>45.8246</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6</td><td>18.2206</td><td>17.8633</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9</td><td>31.2372</td><td>30.6247</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 10]</td><td>30.9296</td><td>30.3232</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 11]</td><td>30.9296</td><td>30.3232</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 12]</td><td>18.2206</td><td>17.8633</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8</td><td>18.2206</td><td>17.8633</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6</td><td>16.3005</td><td>15.9858</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9</td><td>17.4238</td><td>17.0822</td><td>102</td></tr> </tbody> </table> <p>Ergebnisse der Netzschatzanalyse</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Name des Netzwerkelements</th> <th>Schutzfunktion</th> <th>GEN</th> <th>GEN</th> <th>AUS</th> <th>AUS</th> <th>Ergebnis</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>[Prb 2] P2</td><td>Sicherung</td><td>0</td><td>---</td><td>0</td><td>---</td><td></td></tr> <tr><td>[Prb 3] P3</td><td>Sicherung</td><td>0</td><td>---</td><td>0</td><td>---</td><td></td></tr> </tbody> </table> <p>Flexibilitätsanalyse Nr. 2: 01</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Name des Netzwerkelements</th> <th>Betriebsart</th> <th>Akt./Ina.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>[3Ph 5] 11kW (PV)</td><td>Solarstromanlage (DEA)</td><td>Deaktiviert</td></tr> <tr><td>[3Ph 6] 11kW (PV)</td><td>Solarstromanlage (DEA)</td><td>Aktiviert</td></tr> </tbody> </table> <p>Maximaler Laststrom Imax = 92.182%</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Name des Netzwerkelements</th> <th>Ilmax [A]</th> <th>Ilmax [%]</th> <th>Imax [A]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>[Line 4]</td><td>37.4712</td><td>36.7364</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5</td><td>94.0257</td><td>92.182</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7</td><td>63.5987</td><td>62.3517</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8</td><td>46.5987</td><td>45.7621</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6</td><td>18.3768</td><td>18.0165</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9</td><td>39.5871</td><td>38.8109</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 10]</td><td>37.4712</td><td>36.7364</td><td>102</td></tr> </tbody> </table>	I > [%]	80	U > [%]	105	U < [%]	95	Name des Netzwerkelements	Betriebsart	Akt./Ina.	[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert	[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert	Name des Netzwerkelements	Ilmax [A]	Ilmax [%]	Imax [A]	[Line 4]	30.0296	30.3232	102	[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	94.0522	92.208	102	[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.6366	62.3692	102	[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.7411	45.8246	102	[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.2206	17.8633	102	[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	31.2372	30.6247	102	[Line 10]	30.9296	30.3232	102	[Line 11]	30.9296	30.3232	102	[Line 12]	18.2206	17.8633	102	[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	18.2206	17.8633	102	[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	16.3005	15.9858	102	[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	17.4238	17.0822	102	Name des Netzwerkelements	Schutzfunktion	GEN	GEN	AUS	AUS	Ergebnis	[Prb 2] P2	Sicherung	0	---	0	---		[Prb 3] P3	Sicherung	0	---	0	---		Name des Netzwerkelements	Betriebsart	Akt./Ina.	[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert	[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert	Name des Netzwerkelements	Ilmax [A]	Ilmax [%]	Imax [A]	[Line 4]	37.4712	36.7364	102	[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	94.0257	92.182	102	[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.5987	62.3517	102	[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.5987	45.7621	102	[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.3768	18.0165	102	[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	39.5871	38.8109	102	[Line 10]	37.4712	36.7364	102	<p>Ergebnisse der Brute-Force-Methode mit 2^N kombinatorischer Variation der Elektromobile</p> <table border="1"> <tr><td>[Line 11]</td><td>37.4712</td><td>36.7364</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 12]</td><td>37.4712</td><td>36.7364</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8</td><td>4.7601e-08</td><td>4.6667e-08</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6</td><td>16.3011</td><td>15.9814</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9</td><td>17.4233</td><td>17.0817</td><td>102</td></tr> </table> <p>Ergebnisse der Netzschatzanalyse</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Name des Netzwerkelements</th> <th>Schutzfunktion</th> <th>GEN</th> <th>GEN</th> <th>AUS</th> <th>AUS</th> <th>Ergebnis</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>[Prb 2] P2</td><td>Sicherung</td><td>0</td><td>---</td><td>0</td><td>---</td><td></td></tr> <tr><td>[Prb 3] P3</td><td>Sicherung</td><td>0</td><td>---</td><td>0</td><td>---</td><td></td></tr> </tbody> </table> <p>Flexibilitätsanalyse Nr. 3: 10</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Name des Netzwerkelements</th> <th>Betriebsart</th> <th>Akt./Ina.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>[3Ph 5] 11kW (PV)</td><td>Solarstromanlage (DEA)</td><td>Aktiviert</td></tr> <tr><td>[3Ph 6] 11kW (PV)</td><td>Solarstromanlage (DEA)</td><td>Deaktiviert</td></tr> </tbody> </table> <p>Maximaler Laststrom Imax = 108.75%</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Name des Netzwerkelements</th> <th>Ilmax [A]</th> <th>Ilmax [%]</th> <th>Imax [A]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>[Line 4]</td><td>30.9658</td><td>30.5386</td><td>103</td></tr> <tr><td>[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5</td><td>110.925</td><td>108.75</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7</td><td>63.9454</td><td>62.6916</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8</td><td>46.9792</td><td>46.058</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6</td><td>18.2259</td><td>17.9685</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9</td><td>31.6793</td><td>31.0581</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 10]</td><td>30.9658</td><td>30.5386</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 11]</td><td>30.9658</td><td>30.5386</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 12]</td><td>30.9658</td><td>30.5386</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8</td><td>18.2259</td><td>17.9685</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6</td><td>4.8025e-08</td><td>4.7084e-08</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9</td><td>17.4216</td><td>17.08</td><td>102</td></tr> </tbody> </table> <p>Ergebnisse der Brute-Force-Methode mit 2^N kombinatorischer Variation der Solarstromanlagen</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Name des Netzwerkelements</th> <th>Schutzfunktion</th> <th>GEN</th> <th>GEN</th> <th>AUS</th> <th>AUS</th> <th>Ergebnis</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>[Prb 2] P2</td><td>Sicherung</td><td>0</td><td>---</td><td>0</td><td>---</td><td></td></tr> <tr><td>[Prb 3] P3</td><td>Sicherung</td><td>0</td><td>---</td><td>0</td><td>---</td><td></td></tr> </tbody> </table> <p>Flexibilitätsanalyse Nr. 4: 00</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Name des Netzwerkelements</th> <th>Betriebsart</th> <th>Akt./Ina.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>[3Ph 5] 11kW (PV)</td><td>Solarstromanlage (DEA)</td><td>Deaktiviert</td></tr> <tr><td>[3Ph 6] 11kW (PV)</td><td>Solarstromanlage (DEA)</td><td>Deaktiviert</td></tr> </tbody> </table> <p>Maximaler Laststrom Imax = 108.719%</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Name des Netzwerkelements</th> <th>Ilmax [A]</th> <th>Ilmax [%]</th> <th>Imax [A]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>[Line 4]</td><td>37.2967</td><td>36.5654</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5</td><td>110.893</td><td>108.719</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7</td><td>63.9273</td><td>62.6739</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8</td><td>46.966</td><td>46.0451</td><td>102</td></tr> <tr><td>[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6</td><td>18.3823</td><td>18.0218</td><td>102</td></tr> </tbody> </table>	[Line 11]	37.4712	36.7364	102	[Line 12]	37.4712	36.7364	102	[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	4.7601e-08	4.6667e-08	102	[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	16.3011	15.9814	102	[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	17.4233	17.0817	102	Name des Netzwerkelements	Schutzfunktion	GEN	GEN	AUS	AUS	Ergebnis	[Prb 2] P2	Sicherung	0	---	0	---		[Prb 3] P3	Sicherung	0	---	0	---		Name des Netzwerkelements	Betriebsart	Akt./Ina.	[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert	[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert	Name des Netzwerkelements	Ilmax [A]	Ilmax [%]	Imax [A]	[Line 4]	30.9658	30.5386	103	[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	110.925	108.75	102	[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.9454	62.6916	102	[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.9792	46.058	102	[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.2259	17.9685	102	[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	31.6793	31.0581	102	[Line 10]	30.9658	30.5386	102	[Line 11]	30.9658	30.5386	102	[Line 12]	30.9658	30.5386	102	[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	18.2259	17.9685	102	[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	4.8025e-08	4.7084e-08	102	[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	17.4216	17.08	102	Name des Netzwerkelements	Schutzfunktion	GEN	GEN	AUS	AUS	Ergebnis	[Prb 2] P2	Sicherung	0	---	0	---		[Prb 3] P3	Sicherung	0	---	0	---		Name des Netzwerkelements	Betriebsart	Akt./Ina.	[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert	[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert	Name des Netzwerkelements	Ilmax [A]	Ilmax [%]	Imax [A]	[Line 4]	37.2967	36.5654	102	[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	110.893	108.719	102	[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.9273	62.6739	102	[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.966	46.0451	102	[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.3823	18.0218	102
I > [%]	80																																																																																																																																																																																																																																																																																													
U > [%]	105																																																																																																																																																																																																																																																																																													
U < [%]	95																																																																																																																																																																																																																																																																																													
Name des Netzwerkelements	Betriebsart	Akt./Ina.																																																																																																																																																																																																																																																																																												
[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert																																																																																																																																																																																																																																																																																												
[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert																																																																																																																																																																																																																																																																																												
Name des Netzwerkelements	Ilmax [A]	Ilmax [%]	Imax [A]																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 4]	30.0296	30.3232	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	94.0522	92.208	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.6366	62.3692	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.7411	45.8246	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.2206	17.8633	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	31.2372	30.6247	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 10]	30.9296	30.3232	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 11]	30.9296	30.3232	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 12]	18.2206	17.8633	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	18.2206	17.8633	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	16.3005	15.9858	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	17.4238	17.0822	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
Name des Netzwerkelements	Schutzfunktion	GEN	GEN	AUS	AUS	Ergebnis																																																																																																																																																																																																																																																																																								
[Prb 2] P2	Sicherung	0	---	0	---																																																																																																																																																																																																																																																																																									
[Prb 3] P3	Sicherung	0	---	0	---																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Name des Netzwerkelements	Betriebsart	Akt./Ina.																																																																																																																																																																																																																																																																																												
[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert																																																																																																																																																																																																																																																																																												
[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert																																																																																																																																																																																																																																																																																												
Name des Netzwerkelements	Ilmax [A]	Ilmax [%]	Imax [A]																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 4]	37.4712	36.7364	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	94.0257	92.182	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.5987	62.3517	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.5987	45.7621	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.3768	18.0165	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	39.5871	38.8109	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 10]	37.4712	36.7364	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 11]	37.4712	36.7364	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 12]	37.4712	36.7364	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	4.7601e-08	4.6667e-08	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	16.3011	15.9814	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	17.4233	17.0817	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
Name des Netzwerkelements	Schutzfunktion	GEN	GEN	AUS	AUS	Ergebnis																																																																																																																																																																																																																																																																																								
[Prb 2] P2	Sicherung	0	---	0	---																																																																																																																																																																																																																																																																																									
[Prb 3] P3	Sicherung	0	---	0	---																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Name des Netzwerkelements	Betriebsart	Akt./Ina.																																																																																																																																																																																																																																																																																												
[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert																																																																																																																																																																																																																																																																																												
[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert																																																																																																																																																																																																																																																																																												
Name des Netzwerkelements	Ilmax [A]	Ilmax [%]	Imax [A]																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 4]	30.9658	30.5386	103																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	110.925	108.75	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.9454	62.6916	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.9792	46.058	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.2259	17.9685	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	31.6793	31.0581	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 10]	30.9658	30.5386	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 11]	30.9658	30.5386	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 12]	30.9658	30.5386	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	18.2259	17.9685	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	4.8025e-08	4.7084e-08	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	17.4216	17.08	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
Name des Netzwerkelements	Schutzfunktion	GEN	GEN	AUS	AUS	Ergebnis																																																																																																																																																																																																																																																																																								
[Prb 2] P2	Sicherung	0	---	0	---																																																																																																																																																																																																																																																																																									
[Prb 3] P3	Sicherung	0	---	0	---																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Name des Netzwerkelements	Betriebsart	Akt./Ina.																																																																																																																																																																																																																																																																																												
[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert																																																																																																																																																																																																																																																																																												
[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert																																																																																																																																																																																																																																																																																												
Name des Netzwerkelements	Ilmax [A]	Ilmax [%]	Imax [A]																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 4]	37.2967	36.5654	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	110.893	108.719	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.9273	62.6739	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.966	46.0451	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											
[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.3823	18.0218	102																																																																																																																																																																																																																																																																																											

Abbildung 2: Ausgabe der Ergebnisse in einem Bericht (.XML-Datei) [21]

Die Ergebnisse der Brute-Force-Methode werden in einem **Bericht** (.XML-Datei) [21] [Bd. 1] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Die vorherige Abbildung zeigt beispielhaft

einen Teil des Berichtes. Der Dateiname des Berichtes ist wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_BRFO2N.xml

14.3.1 Analyse des Netzzustandes – Grenzwerte der Flexibilitätsanalyse

Die Funktion zur Analyse des Netzzustandes bewertet Leiterströme und die Netzspannung. Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte, der nach dem Start der Analysefunktion geöffnet wird.

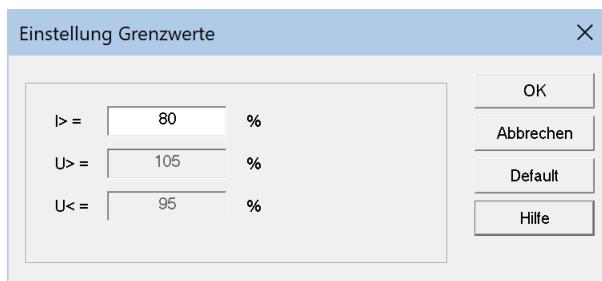


Abbildung 3: Einstelldialog für die Eingabe der Grenzwerte

Einstellwert	Bedeutung
I>	Anregeschwelle zum Erkennen einer unzulässig hohen Strombelastung
U>	Anregeschwelle zum Erkennen einer unzulässig hohen Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung
U<	Anregeschwelle zum Erkennen einer unzulässig geringen Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung
OK	Start der Analyse des Netzzustandes
Abbrechen	Abbruch ohne Start der Analysefunktion

14.3.2 Flexibilitäten: Elektromobile (Brute-Force)

Es wird ein Flexibilitätstest für Elektromobile nach der [Brute-Force-Methode](#) ausgeführt. Die Flexibilitäten werden mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet. In der Registerkarte **Lastprofil** muss die Betriebsart **Elektromobil** eingestellt werden.

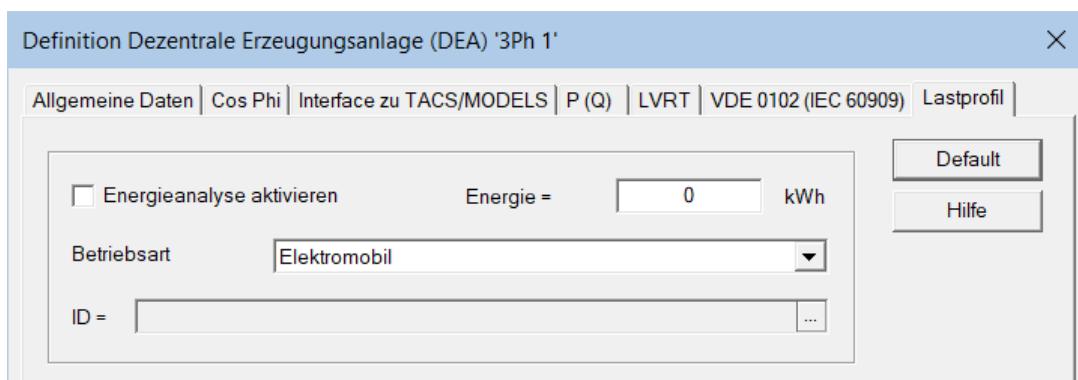


Abbildung 4: Flexibilitätstest (Brute-Force) für Elektromobile

14.3.3 Flexibilitäten: Solarstromanlagen (Brute-Force)

Es wird ein Flexibilitätstest für Solarstromanlagen nach der [Brute-Force-Methode](#) ausgeführt. Die Flexibilitäten werden mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet. In der Registerkarte **Lastprofil** muss die Betriebsart **Solarstromanlage (DEA)** eingestellt werden.

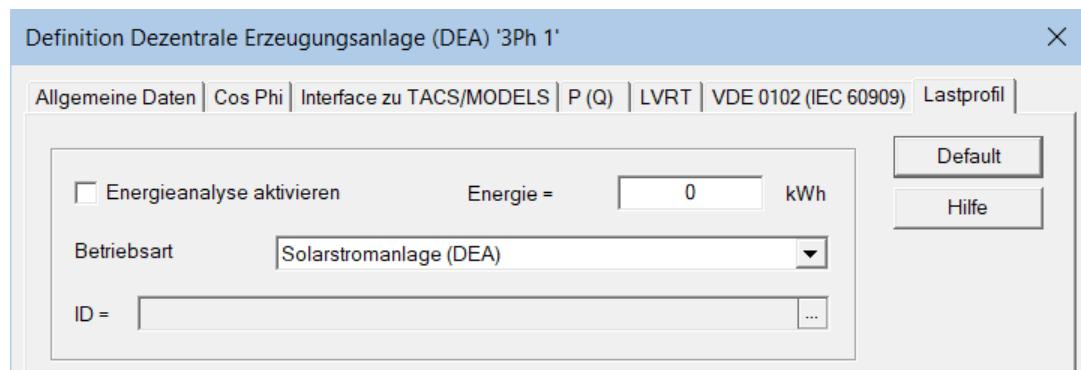


Abbildung 5: Flexibilitätstest (Brute-Force) für Elektromobile

14.4 Lastfluss: Lastprofile

ATPDesigner bietet die Möglichkeit jeder **Verbraucherlast**, **Erzeugungsanlage (DEA)** sowie den internen Verbraucherlasten jeder **Leitung** und jedes **Transformators 2-Wicklung** ein Last- bzw. Erzeugungsprofil als 15min-Zeitreihe nach VDEW [23] zuzuordnen. Es können die VDEW-Standardlastprofile oder auch anwenderspezifische Lastprofile, die in Anlehnung an die VDEW-Standardlastprofile definiert sind, verwendet werden. Wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen, welche als .CSV-Dateien in definierten Verzeichnissen hinterlegt sind, durchgeführt, erfolgt für jedes 15min-Intervall innerhalb des betrachteten Zeitbereiches eine Lastflussberechnung.

⇒ Zeitreihenberechnung

Im Folgenden wird die Lastflussberechnung mit Lastprofilen auch als Zeitreihenberechnung bezeichnet.

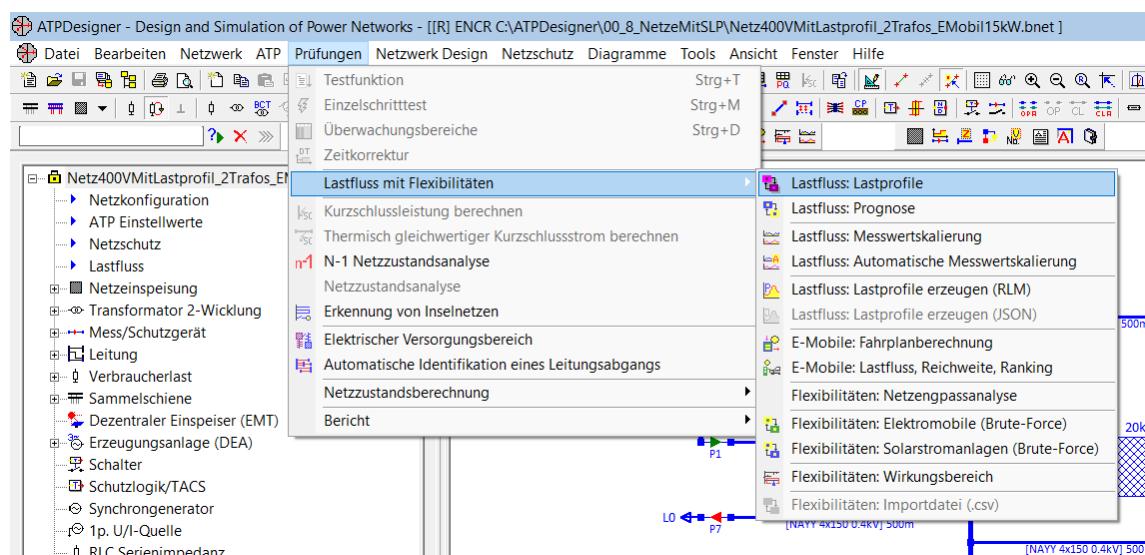


Abbildung 6: Einstelldialog zum Start einer Lastflussberechnung mit Lastprofilen öffnen

Der Einstelldialog zum Einstellen des Zeitbereiches der Zeitreihenberechnung kann im Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten** mit **Lastfluss: Lastprofile** geöffnet werden. Der betrachtete Zeitbereich kann im nachfolgend dargestellten Einstelldialog definiert werden. Alternativ kann der Einstelldialog mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar Button  geöffnet werden. Der Einstelldialog wird nachfolgend angezeigt.

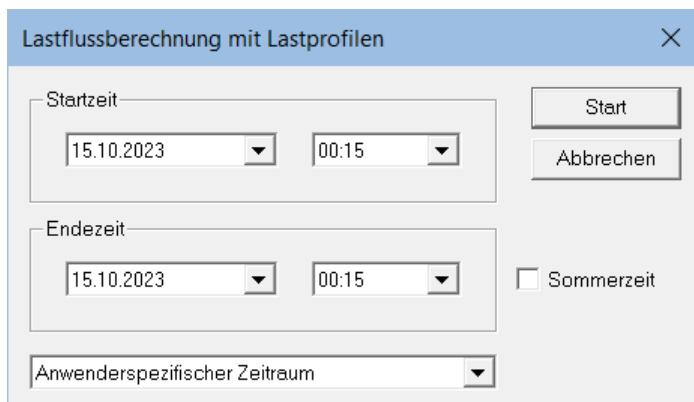


Abbildung 7: Lastflussberechnung mit Lastprofilen – Einstelldialog des Zeitbereiches

Einstellung und Anwendung der Lastprofile für **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)**, interne Verbraucherlasten für **Leitungen** und **Transformator 2-Wicklung** sind in den Kapiteln zur Beschreibung der Netzwerkelemente enthalten [Bd. 2].

Einstellwert	Bedeutung
Anwenderspezifischer Zeitraum	Der Anwender stellt mit der Startzeit und der Endezeit einen zusammenhängenden Zeitraum ein.
Ein definiertes Jahr	Der Anwender wählt das gesamte Kalenderjahr aus. Es wird für das gesamte Jahr Winterzeit angenommen.
Ein definierter Tag	Der Anwender wählt einen Tag mit Hilfe der Startzeit aus. Die Endezeit wird automatisch angepasst.
Eine definierte Uhrzeit	Der Anwender wählt mit Hilfe der Startzeit ein 15min-Intervall aus. Die Endezeit wird automatisch angepasst.
Start	Lastflussberechnung mit Lastprofilen starten
Abbrechen	Einstelldialog schließen, ohne die Lastflussberechnungen zu starten
Sommerzeit	Für den eingestellten Zeitraum wird Sommerzeit angenommen, sonst Winterzeit. Diese Annahme gilt auch, wenn innerhalb des eingestellten Zeitraumes ein Wechsel Sommer-/Winterzeit stattfindet.

Abbildung 8: Einstellwerte und Betriebsarten der Lastflussberechnung mit Lastprofilen

Hinsichtlich der Lastprofildateien wird zwischen allgemeinen und anwenderspezifischen Lastprofildateien und anlagenspezifischen Lastprofildateien unterschieden.

- **Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile**

Die [allgemeinen und anwenderspezifischen Lastprofildateien](#) sind in Anlehnung an die Spezifikation nach VDEW [23] definiert. Für die drei Zeitbereiche Winter (W), Sommer (S) und Übergang (U) werden jeweils eine, d.h. in Summe drei Dateien mit

.CSV-Format im **Lastprofilverzeichnis**, das im Einstelldialog **Programmeinstellungen** eingestellt werden kann, gespeichert.

- **Anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID)**

Für ein einzelnes Netzwerkelement kann ein [anlagenspezifisches Lastprofil](#) mit Anlagen-Identifier (ID) im Sinne eines Einspeise- oder Bezugsprofilsprofs in Anlehnung an VDEW [23] definiert und verwendet werden.

Die [Ergebnisse der Lastflussberechnung mit Lastprofilen](#), d.h. der Zeitreihenberechnung werden projektspezifisch in einem Unterverzeichnis des **Projektverzeichnis**, in dem die .NET-Datei gespeichert ist, als Textdateien gespeichert. Optional können die [Ergebnisse als Bericht in einer XML-Datei](#) in das **Projektverzeichnis** ausgegeben werden.

Es muss hier beachtet werden, dass Lastprofile nach VDEW [23] eine Zeitreihe von Wirkleistungen für jeweils ein 15min-Intervall darstellen.

- ⇒ Die Wirkleistungswerte sind nach VDEW [23] auf die Energie von 1000kWh/a bezogen.

Es ist daher erforderlich, die Jahresenergiemenge E der Bezugs- oder Einspeiseanlage mit Hilfe der entsprechenden Einstellwerte der Netzwerkelement einzustellen. Die Wirkleistung $P_{15\text{min}}(t)$ der Bezugs- oder Einspeiseanlage berechnet sich für ein 15min-Intervall wie nachfolgend dargestellt.

Fehler! Es ist nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen.

- E : Jahresenergiemenge in kWh
- $P_{15\text{minLP}}(t)$: Wirkleistung für das 15min-Intervall des Lastprofils

Eine Ausnahme hiervon stellt das Lastprofil **Elektromobil (Kürzel: EMOB(ID))** für das Netzwerkelement **Verbraucherlast** bzw. die internen Verbraucherlasten der Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** [Bd. 2] dar. Anstelle der Jahresenergiemenge E muss dort die Nennwirkleistung (Ladeleistung) P angegeben werden, mithilfe derer die Wirkleistung $P_{15\text{min}}(t)$ für ein 15min-Intervall wie nachfolgend dargestellt berechnet wird.

Fehler! Es ist nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen.

- P : Nenn-Ladeleistung eines Elektromobils in kW
- $p_{15\text{minLP}}(t)$: bezogene Wirkleistung für das 15min-Intervall des Lastprofils in p.u., eingelesen aus der .CSV-Datei

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Einstellwerte der **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2], die zur Verwendung eines Lastprofils eingestellt werden müssen.

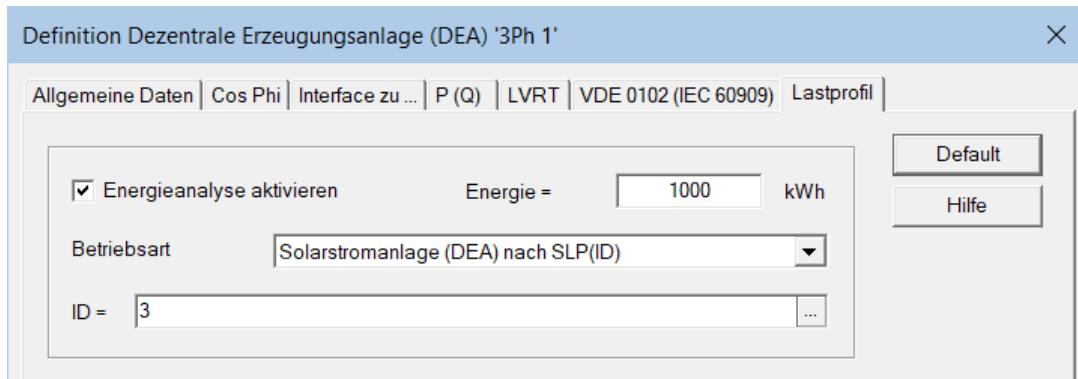


Abbildung 9: Erzeugungsanlage (DEA) - Einstellwerte für Verwendung von Lastprofile

Einstellwert	Bedeutung
Energieanalyse aktivieren	Einstellwert aktivieren, um die interne Verarbeitung der Lastprofile zu aktivieren
Energie	Die Jahresenergiemenge E wird nach VDEW [23] benötigt, um mit den Lastprofilen die Wirkleistung $P_{15\text{min}}(t)$ für jedes 15min-Intervall zu berechnen.
Betriebsart	Es muss eine Betriebsart zur Verarbeitung von Lastprofilen z.B. „...SLP“ oder „...SLP(ID)“ ausgewählt werden.
ID	Eindeutiger Anlagen-Identifier zur Identifikation der zugehörigen .CSV-Datei, die das Lastprofil als Zeitreihe von 15min-Intervallen beinhaltet

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Einstellwerte der **Verbraucherlast** [Bd. 2, die zur Verwendung eines Lastprofils eingestellt werden müssen.

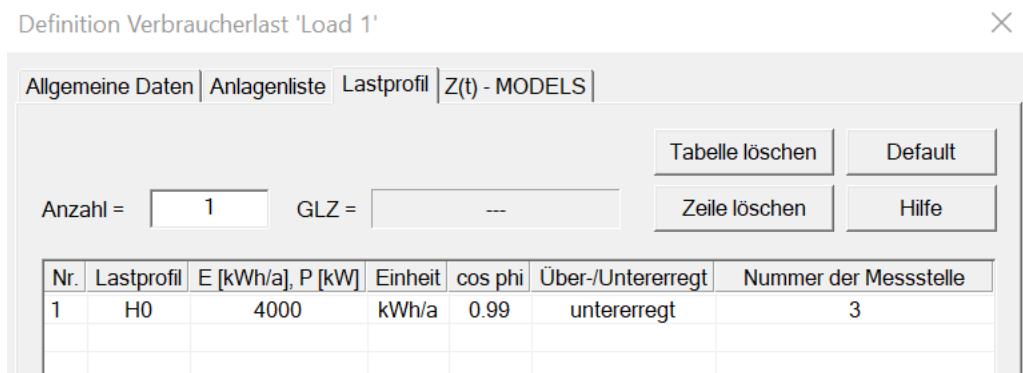


Abbildung 10: Verbraucherlast - Einstellwerte für Verwendung von Lastprofile

Einstellwert	Bedeutung
Anzahl	Anzahl der Messstellen mit Anlagen mit Lastprofilen
Lastprofil	Typ des Lastprofils in Anlehnung an VDEW [23], z.B. H0 oder G0 oder ein Lastprofil mit Anlagen-Identifier ID
E [kWh/a], P [kW]	Jahresenergieverbrauch oder Wirkleistung
cos phi	Verschiebungsfaktor Fehler! Es ist nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen.
Über-/Untererregt	Betriebsweise übererregt oder untererregt der Anlage Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet.

Nummer der Messstelle

Eindeutiger **Anlagen-Identifier** zur Identifikation der zugehörigen .CSV-Datei, die das Lastprofil als Zeitreihe von 15min-Intervallen beinhaltet

14.4.1 Verfügbarkeit der Lastprofildateien kontrollieren

Nach dem Öffnen des Einstelldialogs **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** werden vor dem Start der Lastflussberechnung die in ATPDesigner implementierten allgemeinen und anwenderspezifischen Lastprofildateien eingelesen unabhängig davon, ob das zugehörige Lastprofil im Stromnetz tatsächlich verwendet wird. Das Ergebnis des Einlesens der Lastprofildateien wird im **Meldungsfenster** [Bd. 1] angezeigt. In der nachfolgenden Abbildung sind die Textelemente erkennbar. Kann ein Lastprofil nicht eingelesen werden erfolgt eine entsprechende Ausgabe in **roter Farbe**, im Erfolgsfall in **grüner Farbe**.

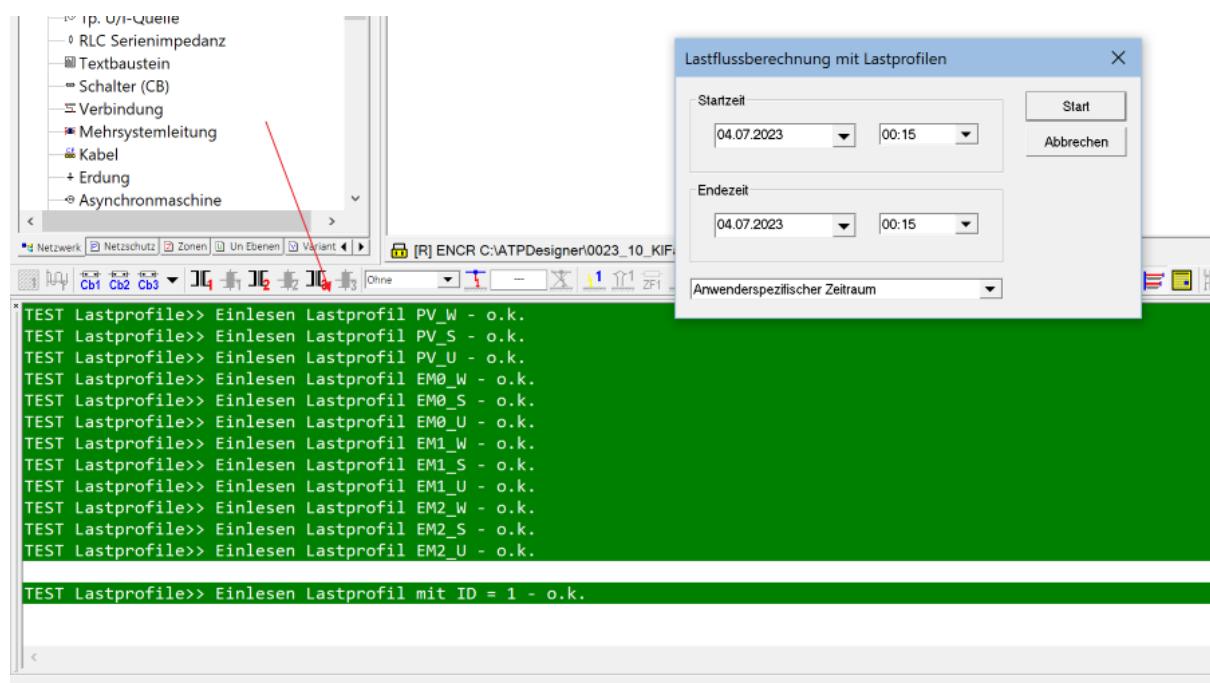


Abbildung 11: Verfügbarkeit der Lastprofildateien kontrollieren

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Meldungen, nachdem Lastprofile erfolgreich eingelesen wurden.

```
* TEST Lastprofile> Fahrplanberechnung mit Lastprofilen gestartet
TEST Lastprofile>> Anzahl Verbraucherlast = 3
TEST Lastprofile>> Anzahl Erzeugungsanlage (DEA) = 2
TEST Lastprofile>> Anzahl Leitung mit aktiver interner Verbraucherlast = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl Transformator 2-Wicklung mit aktiver interner Verbraucherlast = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl Lastprofile (ID) für Erzeugungsanlagen = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl PVGIS Lastprofile für Erzeugungsanlagen = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl Lastprofile (ID) für Lasten = 1
TEST Lastprofile>> Anzahl Forcast Lastprofile (ID-JSON) = 0

TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil H0_W - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil H0_S - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil H0_U - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G0_W - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G0_S - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G0_U - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G1_W - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G1_S - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G1_U - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G2_W - o.k.
```

Abbildung 12: Lastprofildateien: Ausgabe der Ergebnisse des Einlesens (Auszug)

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft die Fehlermeldung dargestellt, die ausgegeben wird, wenn z.B. eine Lastprofildatei nicht vorhanden ist. Ist eine Lastprofildatei vorhanden aber inhaltlich fehlerhaft wird ebenfalls eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben und die Status-LED in der Toolbar auf **Rot** gesetzt.

⇒ In allen Fällen wird die Lastflussberechnung mit Lastprofilen nicht ausgeführt.

```
* TEST Lastprofile> Fahrplanberechnung mit Lastprofilen gestartet
TEST Lastprofile>> Anzahl Verbraucherlast = 3
TEST Lastprofile>> Anzahl Erzeugungsanlage (DEA) = 2
TEST Lastprofile>> Anzahl Leitung mit aktiver interner Verbraucherlast = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl Transformator 2-Wicklung mit aktiver interner Verbraucherlast = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl Lastprofile (ID) für Erzeugungsanlagen = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl PVGIS Lastprofile für Erzeugungsanlagen = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl Lastprofile (ID) für Lasten = 1
TEST Lastprofile>> Anzahl Forcast Lastprofile (ID-JSON) = 0

TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil H0_W - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil H0_S - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil H0_U - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G0_W - o.k.
TEST Lastprofile>> Vorsicht !!!Die Lastprofildatei kann nicht geöffnet werden. 'C:\ATPDESIGNER\EXE\LoadProfiles\LoadProfile_G0_S.CSV'
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G0_S - fehlerhaft
TEST Lastprofile>> Standardastprofile konnten nicht eingelesen werden.
```

Abbildung 13: Fehlermeldung - Lastprofildatei konnte nicht eingelesen werden

14.4.2 Berechnung und Speicherung eines Fahrplans mit Lastprofilen

Mit Hilfe eines [Fahrplanmessgerätes](#) und der Lastprofile kann ein Fahrplan für den Messort des Fahrplanmessgerätes berechnet und als .CSV-Datei gespeichert werden. Dazu ist wie folgt beschrieben vorzugehen. Stellvertretend für Netzwerkelemente, die mit Lastprofilen parametriert werden können, wird nachfolgend das Netzwerkelement **Verbraucherlast** verwendet.

- Für jede **Verbraucherlast** [Bd. 2], deren zeitliches Bezugsverhalten durch ein Lastprofil definiert werden soll, muss im Einstelldialog der **Verbraucherlast** in der Registerkarte **Lastprofil** ein Lastprofil und die Energie eingestellt werden. Die Verwendung der Nummer der Messstelle ist optional.

Definition Lastimpedanz 'Load 1'

Allgemeine Daten	Lastprofil	Z(t) - MODELS	
Anzahl =	<input type="text" value="1"/>		
Nr.	Lastprofil	Energie [kWh/a]	Nummer der Messs...
1	H0	4000	0

- Für jede Verbraucherlast, deren zeitliches Bezugsverhalten durch ein Lastprofil definiert werden soll, muss im Einstelldialog der **Verbraucherlast** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** die Betriebsart **Lastprofil (Y)** eingestellt werden.

Definition Lastimpedanz 'Load 1'

Allgemeine Daten	Lastprofil	Z(t) - MODELS
Impedanz		
Name	<input type="text" value="150kW, 50kvar"/>	
Betriebsart	<input type="text" value="Lastprofil (Y)"/>	

- Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** [Bd. 2] kann ein Fahrplanmessgerät an einem Netzknoten eingebaut werden.
- In dem Einstelldialog **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** ist ein Zeitbereich oder Zeitpunkt einzustellen (Abbildung 7). Danach ist mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Start** die Fahrplanberechnung zu starten.
- Datum und Zeit des aktuell berechneten 15min-Zeitintervalls wird in der Toolbar angezeigt.



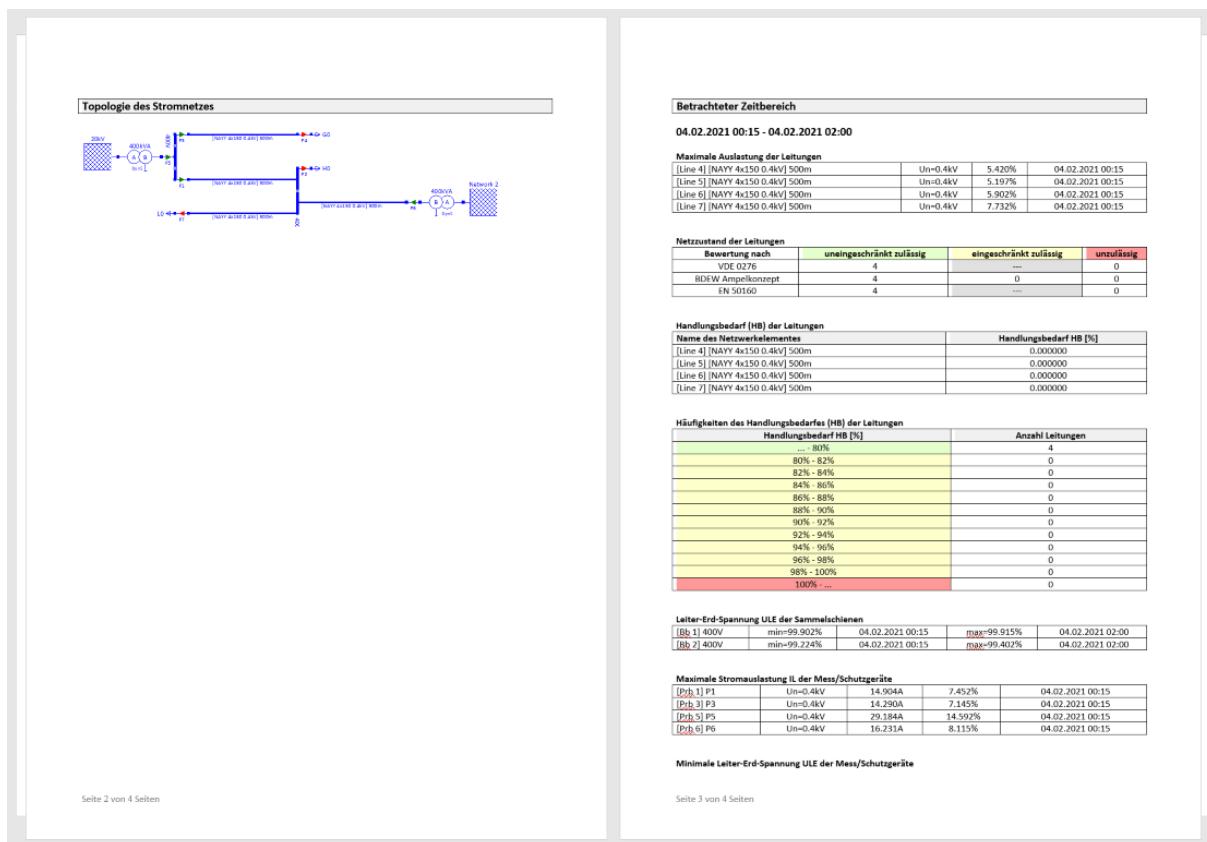
Die Ergebnisse werden als .CSV-Datei im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** gespeichert. Die Dateinamen enthalten zur zeitlichen Zuordnung das Datum und die Uhrzeit. Der Inhalt der Dateien, d.h. der Fahrplan kann mit ATPDesigner in einem Diagramm angezeigt werden.

14.4.3 Ausgabe der Ergebnisse als Bericht (XML-Datei [21])

Nach erfolgreicher Durchführung der **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** werden die Ergebnisse in einem Bericht (XML-Datei [21]) im **Projektverzeichnis** ausgegeben. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_LFPROF.xml

⇒ Verzeichnis: **Projektverzeichnis**



14.4.4 Ausgabe der Ergebnisse als Bericht (XML-Datei)

Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Bericht** kann der im Texteditor enthaltene Ausgabetext in einer XML-Datei [21] gespeichert und direkt z.B. in Word eingelesen und weiterverarbeitet werden.

14.4.5 Anzeige eines berechneten Fahrplans in einem Diagramm

ATPDesigner führt für jedes 15min-Intervall des eingestellten Zeitbereiches eine Lastflussberechnung aus und gibt eine Auswahl der von den **Fahrplanmessgeräten** berechneten Daten in einer .CSV-Datei aus, die im Unterverzeichnis **Results** des Projektverzeichnisses (Verzeichnis der .NET-Datei) gespeichert wird. Nachfolgend ist der Dateiname der .CSV-Datei, welche den zeitlichen Verlauf des Fahrplans enthält, angeführt.

- **Dateiname der .NET-Datei**
20200608_RiferenznetzSmartGridEMobile.NET
- **Dateiname der Ergebnisdatei mit dem berechneten Fahrplan**
20200809004421_20200608_RiferenznetzSmartGridEMobile.CSV

Die .CSV-Datei kann als **Diagramm** mit dem Dialog **Öffnen** im Hauptmenü **Datei** geöffnet werden. Als Dateifilter ist **.CSV-Datei (*.CSV)** auszuwählen. Der Dateiname der .CSV-Datei enthält **Datum und Uhrzeit** der Erstellung sowie den Dateinamen der .NET-Datei.

Die in der Datei enthaltenen Signale in einem Auswahldialog angezeigt und ausgewählt werden. Nach einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **OK** werden die ausgewählten Signale in einem **Diagramm** dargestellt.

```

1 ##Fahrplan
2 ## Zeitstempel[s];Prb 164;P[MW] P_Goldammerwegl_11;Q[Mvar] P_Goldammerwegl_11;S[MVA] P_Goldamme:
P_Goldammerwegl_11;phi.L12[°] P_Goldammerwegl_11;ULL.L23[p.u.] P_Goldammerwegl_11;phi.L23[°] P_
P_Goldammerwegl_11;PL3[MW] P_Goldammerwegl_11;QL1[Mvar] P_Goldammerwegl_11;QL2[Mvar] P_Goldamme:
P169;ULL.L12[p.u.] P169;phi.L12[°] P169;ULL.L23[p.u.] P169;phi.L23[°] P169;ULL.L31[p.u.] P169;p
P169;Uhrzeit [hh:mm];Netzzustand;Datum[tt.mm.jjjj];
3 1596924900;164;0.0126121;1.05032e-05;0.0126121;0.0847051;0.0847051;0.0847051;0.994952;-30.2297;
0.0405627;0.201979;0.201979;0.999543;-30.1689;0.999543;-150.169;0.999543;89.8311;0.013;
4 1596925800;164;0.012493;1.03491e-05;0.012493;0.0838864;0.0838864;0.0838864;0.99518;-30.2178;0.9
3544;0.190978;0.190978;0.190978;0.999568;-30.1597;0.999568;-150.16;0.999568;89.8403;0.0127848;0
5 1596926700;164;0.0123891;1.02111e-05;0.0123891;0.0831721;0.0831721;0.0831721;0.995379;-30.2075;
364237;0.181361;0.181361;0.181361;0.99959;-30.1516;0.99959;-150.152;0.99959;89.8484;0.0121412;0

```

Abbildung 15: Aufbau der .CSV-Datei für Fahrpläne

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft der Einstelldialog zur Auswahl der im Diagramm anzuzeigenden berechneten Signale dargestellt.

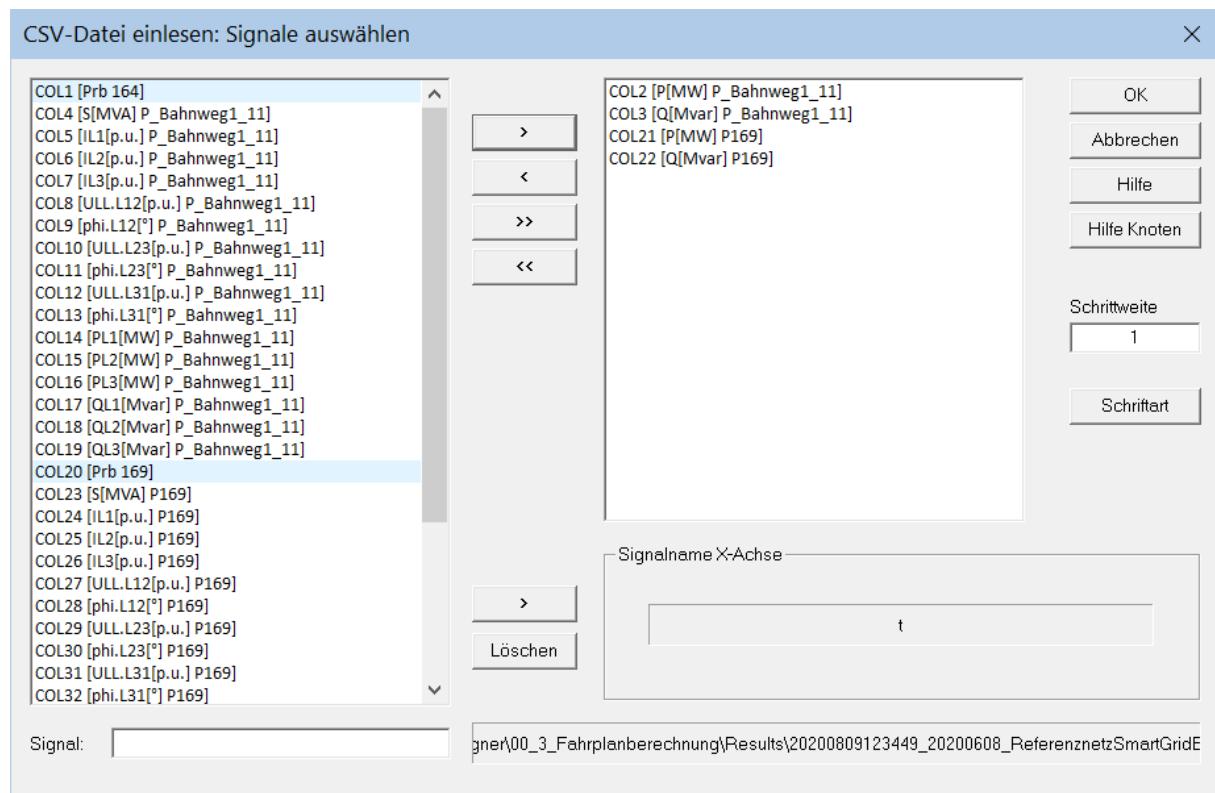


Abbildung 16: Auswahlliste der berechneten Signale eines Fahrplans

Bezeichner	Bedeutung
COLx	Nummer der Spalte in der .CSV-Datei
S [MVA]	Scheinleistung
P [MW]	Wirkleistung
Q [Mvar]	Blindleistung
IL123 [p.u.]	Betrag der Grundschwingungskomponente der Leiterströme bezogen auf den Einstellwert I_n des Fahrplanmessgerätes
ULL [p.u.]	Betrag der Grundschwingungskomponente der Leiter-Leiter-Spannungen bezogen auf den Einstellwert U_n des Fahrplanmessgerätes
phi.Lxy [°]	Absoluter Phasenwinkel der Grundschwingungskomponente der Leiter-Leiter-Spannungen
PL1, PL2, PL3 [MW]	Leiterselektive Wirkleistung
QL1, QL2, QL3 [Mvar]	Leiterselektive Blindleistung

Nach der Auswahl von Signalen werden diese wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt als **Diagramm** dargestellt.

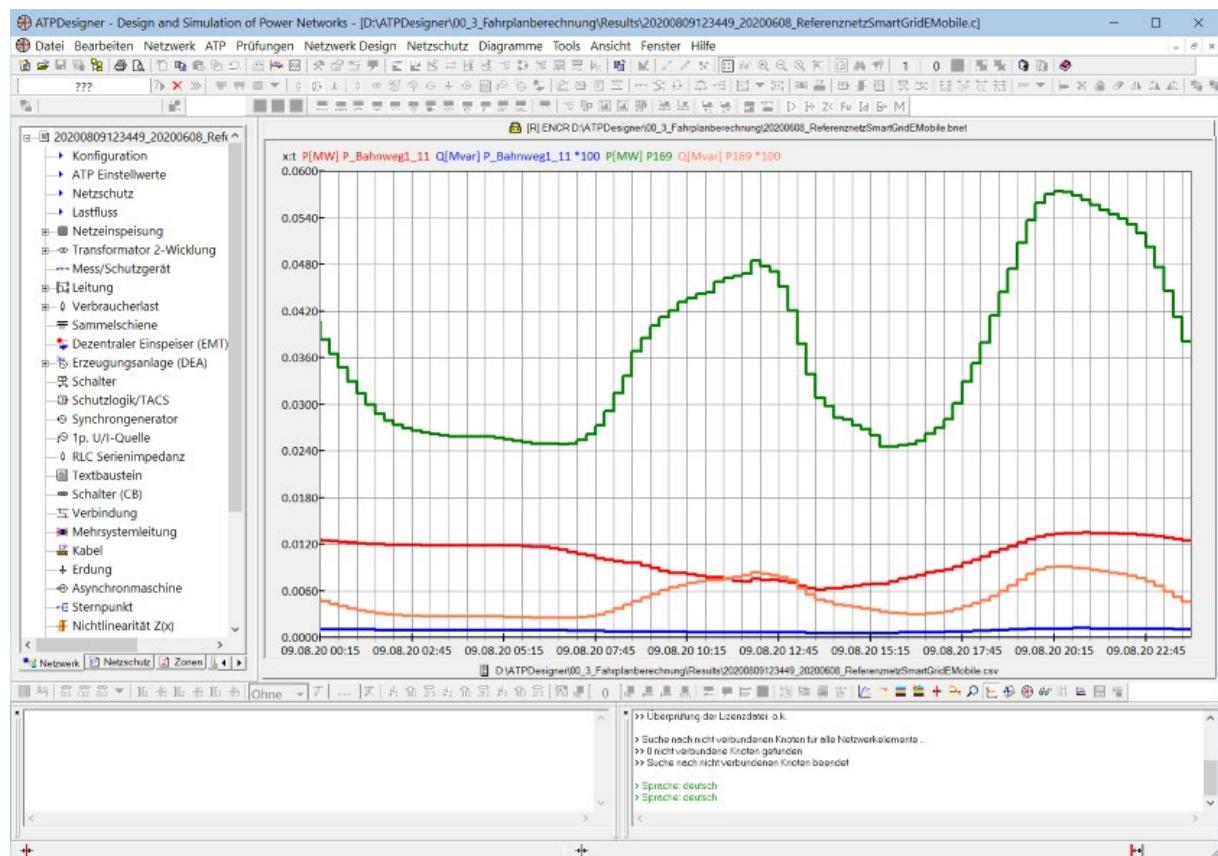


Abbildung 17: Darstellung eines Fahrplans in einem Diagramm

14.4.6 Betriebsarten der Lastflussberechnung mit Lastprofilen

Nachfolgend werden die einzelnen Betriebsarten und hier insbesondere spezielle Eigenschaften kurz erläutert.

14.4.6.1 Lastflussberechnung mit Lastprofilen: Ein definiertes Jahr

Mit der Betriebsart Ein definiertes Jahr wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen für ein vollständiges Kalenderjahr durchgeführt. Würde jetzt tatsächlich für jedes 15min-Zeitintervall eine Lastflussberechnung durchgeführt, so müssten in Summe 365 Tage x 96 15min-Zeitintervalle = 35.040 Lastflussberechnungen erfolgen. Um die Anzahl von Lastflussberechnungen erheblich zu reduzieren, kann die Spezifikation der VDEW-Standardlastprofile [23], die für alle Lastprofile verwendet wurde, verwendet werden. Die Spezifikation sieht vor, dass das Kalenderjahr in die drei Zeitbereiche Winter, Übergangszeit und Sommer sowie jede Kalenderwoche in fünf Werkstage und je einen Samstag und Sonntag unterteilt wird. Dadurch ergeben sich die folgende Anzahl von Lastflussberechnungen.

- 96 x 15min-Zeitintervalle je Tag x 3 Tage x 3 Zeitbereiche = 864 Berechnungen

Mit Hilfe dieser geringen Anzahl von 15min-Zeitintervall Lastflussberechnungen kann eine Netzauslastungsanalyse oder auch einer Verlustenergieberechnung für das komplette Kalenderjahr ausgeführt werden.

- ⇒ Da für die Betriebsart **Ein definiertes Jahr** nicht für alle 15min-Zeitintervalle eine Lastflussberechnung durchgeführt wird, wird kein zeitlicher Fahrplan in der .CSV-Datei gespeichert.

14.4.6.2 Lastflussberechnung mit Lastprofilen: Ein definierter Tag

Für die Betriebsart wird zusätzlich zu der Ergebnisdatei (Abbildung 14) auch der berechnete Fahrplan als Zeitfunktion gespeichert. Da es sich um eine Fahrplanberechnung für einen vollständigen Tag handelt, wird für jedes Betriebsmittel der **Belastungsgrad m nach VDE 0276** [11] berechnet und ausgegeben.

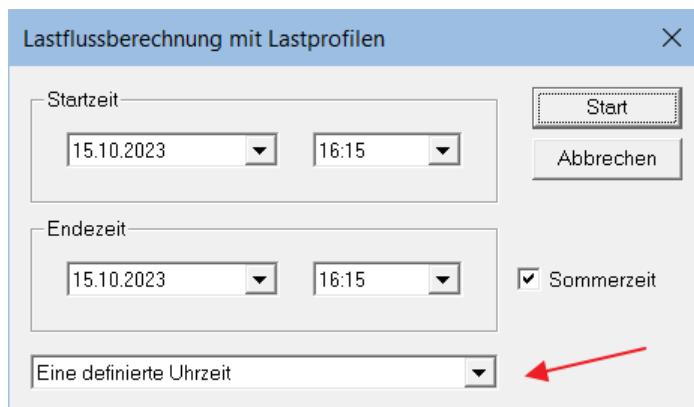
14.4.6.3 Lastflussberechnung mit Lastprofilen: Eine definierte Uhrzeit

In dieser Betriebsart wird nur für ein einziges 15min-Zeitintervall, das vom Anwender eingestellt werden kann, eine Lastflussberechnung durchgeführt. Die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden in der Netzgrafik und in den Tooltips an der Position des Mausursors angezeigt.

14.4.7 Ausgabe der Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik

Wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen ausgeführt, werden die Ergebnisse der Lastflussberechnungen nur in der Betriebsart **Eine definierte Uhrzeit** in der Netzgrafik angezeigt. In dieser Betriebsart wird nur eine einzige Lastflussberechnung für ein vom Anwender ausgewähltes 15min-Intervall ausgeführt.

- ⇒ In der Betriebsart **Eine definierte Uhrzeit** kann für ein vom Anwender einstellbares 15min-Intervall eine Lastflussberechnung mit Anzeige der Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik ausgeführt werden.



14.4.8 Verarbeitung der anlagenspezifischen Lastprofile mit ID

Wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) ausgeführt, so werden die anlagenspezifischen Lastprofile mit ID wie folgt erläutert durch ATPDesigner verarbeitet.

1. Durch Auswertung der Nummer der Messstelle der **Verbraucherlast**, bzw. die ID der **Erzeugungsanlage (DEA)** werden die .CSV-Dateien der Lastprofile mit **Anlagen-Identifier (ID)** identifiziert.

2. Es werden nur Netzwerkelemente bzgl. der Lastprofile mit **Anlagen-Identifier (ID)** ausgewertet, die elektrisch nicht deaktiviert sind.
3. Vor dem Einlesen der Lastprofilwerte wird geprüft, ob der **Anlagen-Identifier (ID)** in dem Dateinamen und dem internen Header der .CSV-Datei identisch sind. Wird keine Identität festgestellt, wird die Zeitreihenberechnung abgebrochen.
4. Es ist möglich, mehrere CSV-Dateien für Lastprofile mit ID mit gleichem **Anlagen-Identifier (ID)** aber unterschiedlichem Dateinamen zu verwenden, z.B. mit ID=123 und den Dateinamen 123_fileA.CSV und 123_fileB.CSV. Wenn im Header der beiden .CSV-Dateien die ID=123 verwendet wird, ist die Datenkonsistenz zwischen Dateinamen und Header gegeben und die Zeitreihenberechnung wird ausgeführt. Beide .CSV-Dateien werden von ATPDesigner eingelesen und in einer internen Liste gespeichert.

Während der Zeitreihenberechnung ermittelt ATPDesigner den **Anlagen-Identifier (ID)** für ein Netzwerkelement, z.B. aus der **Nummer der Messstelle** einer **Verbraucherlast** und sucht in der internen Liste das erste Vorkommen eines Lastprofils mit der ID. Dieses Lastprofil wird verwendet. Alle weiteren Lastprofile mit gleicher ID werden ignoriert.

In obigem Beispiel mit zwei verschiedenen .CSV-Dateien aber gleichem **Anlagen-Identifier (ID)** wird daher immer nur eine der CSV-Dateien ausgewertet, alle weiteren .CSV-Dateien mit gleichem **Anlagen-Identifier (ID)** ignoriert.

⇒ Es ist darauf zu achten, dass ein **Anlagen-Identifier (ID)** nur für eine einzige .CSV-Datei, d.h. nur für ein einziges anlagenspezifisches Lastprofil verwendet wird.

14.5 Hinweise zur Interpretation der 15min-Intervalle und Zeitstempel

Ein 15min -Intervall wird nach VDEW [23] immer durch die Uhrzeit im Format hh:mm Uhr am Ende des 15min-Intervalls definiert, d.h. der Zeitstempel 00:00 Uhr definiert das Zeitintervall]23:45 Uhr, 00:00 Uhr] nach VDEW [23]. Hier ergibt sich ein Konflikt zu der Definition der Weltzeit im UTC-Format¹. Eine Zeitangabe nach UTC besteht aus Uhrzeit und Kalenderdatum als vollständige Datumsangabe. Im UTC-Format beginnt der Tag mit der Uhrzeit 00:00 Uhr, d.h. das erste 15min-Intervall ist [00:00 Uhr, 00:15 Uhr[.

- ⇒ Die Kennzeichnung des letzten 15min-Intervalls eines Tages nach VDEW [23] ist 00:00 Uhr, kennzeichnet aber nach UTC den Beginn des ersten 15min-Intervalls des neuen Tages.

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner verwendet für 15min-Intervalle von Lastprofilen sowohl den Zeitstempel nach VDEW [23] als auch Zeitstempel im UTC-Format. Daher muss der oben beschriebene Konflikt zwischen VDEW [23] und UTC in der internen Verarbeitung der Lastprofil berücksichtigt werden.

14.5.1 Wechsel von Sommerzeit nach Winterzeit am 31.10. zum 01.11.

Bei Verwendung der Methode [Lastfluss: Lastprofile](#) sowie für [Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile nach VDEW \[23\]](#) und [Anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier \(ID\)](#) wird das 15min-Intervall **31.10.2023 [23:45 Uhr; 00:00 Uhr]** in Anlehnung an VDEW [23] mit dem Zeitstempel **31.10.2023 00:00 Uhr** definiert, obwohl nach UTC¹ die Uhrzeit 00:00 Uhr bereits dem 01.11.2023 zugeordnet werden muss. Bei Verwendung von Unix-Zeitstempel² für UTC, wie beispielsweise in der [JSON-Prognosедatei](#) gemäß [Lastfluss: Prognose](#), wird dem Zeitintervall dementsprechend der Zeitstempel **1698793200** (entspricht **01.11.2023 00:00 Uhr**) zugeordnet. Unix-Zeitstempel für UTC werden in die Zeitstempel nach VDEW [23] softwareintern konvertiert, sodass alle Zeitstempel passend zugeordnet werden.

- ⇒ Werden Datum und Uhrzeit von ATPDesigner z.B. in Berichten verwendet, wird grundsätzlich die Zuordnung von Mitternacht zum vorangehenden Tag (also hier 31.10. 00:00 Uhr) nach VDEW [23] gewählt. Bei Angaben im Unix-Format für UTC wird der gleiche Zeitpunkt dem Folgetag (also hier 01.11. 00:00 Uhr) zugeordnet.

14.5.2 Wechsel von Winterzeit nach Sommerzeit und umgekehrt

Bei Anwendung von Zeitreihen, beispielsweise mit [Lastfluss: Lastprofile](#) und [Lastfluss: Prognose](#) wird intern für jeden Zeitpunkt ermittelt, ob Sommer- oder Winterzeit vorliegt. Effekte der Zeitumstellung werden berücksichtigt.

So hat wie in folgender Abbildung dargestellt der letzte Sonntag im März in Deutschland nur 23 Stunden (Zeitumstellung auf Sommerzeit) und der letzte Sonntag im Oktober hat 25 Stunden (Zeitumstellung auf Winterzeit). Bei Umstellung auf Sommerzeit im März **entfallen die rot markierten Zeitintervalle**, auf 01:45 Uhr Winterzeit folgt 03:00 Uhr

¹ Die koordinierte Weltzeit (Coordinated universal time), kurz UTC ist die heute gültige, 1972 eingeführte Weltzeit.

² Anzahl Sekunden seit dem 01.01.1970 00:00 Uhr

Sommerzeit. Bei Umstellung auf Winterzeit im Oktober **werden die blau markierten Zeitintervalle wiederholt**, auf 02:45 Sommerzeit folgt 02:00 Uhr Winterzeit. **Unix-Zeitstempel für UTC sind hier eindeutig** und unterscheiden sich zwischen 02:00 Uhr Sommerzeit und 02:00 Winterzeit. Die Zeitstempel von Lastprofilen nach VDEW [23] enthalten 24 Stunden, also 96 15min-Intervalle. Hier werden an Tagen der Zeitumstellung die rot markierten Intervalle nicht berücksichtigt bzw. die blau markierten Intervalle werden zweimal verwendet. **JSON-Prognosedateien** für diese Tage sollten allerdings 92 (23 Stunden) bzw. 100 (24 Stunden) Zeitstempel für 15min-Intervalle enthalten.

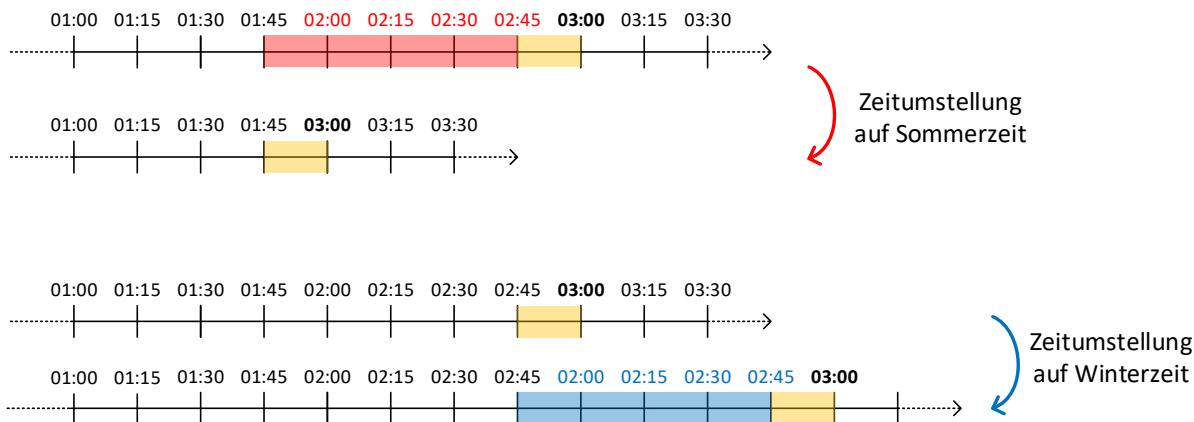


Abbildung 18 Zeitumstellung Winter-/Sommerzeit und umgekehrt

Es ist zu beachten, dass Sommer-/Winterzeit im Sinne der Zeitumstellung **nicht** bedeutet, dass Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile nach VDEW [23] für die Zeiträume **Sommer bzw. Winter** verwendet werden. Im Zeitraum **Übergang** treten sowohl Tage mit Sommerzeit nach UTC als auch Tage mit Winterzeit nach UTC auf.

14.6 Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile nach VDEW [23]

Die .CSV-Dateien, die zur Verarbeitung von Lastprofilen, d.h. von Einspeise- oder Bezugsprofilen entsprechend der Spezifikation von Standardlastprofilen (SLP) nach VDEW [23] verwendet werden, müssen in dem Verzeichnis **Lastprofilverzeichnis** gespeichert werden, das im Einstelldialog **Programmeinstellungen** (Hauptmenü **Tools**, Menüpunkt **Programmeinstellungen**) [Bd. 2] eingestellt werden kann. Der Aufbau der .CSV-Dateien für Lastprofile ist für alle Lastprofile gleich. In der Grundeinstellung wird das Verzeichnis

C:\ATPDesigner\Exe\LoadProfiles

als **Lastprofilverzeichnis** verwendet. Es müssen insgesamt drei .CSV-Dateien für ein Lastprofil getrennt nach Sommer (S), Winter (W) und Übergangszeit (U) verwendet werden.

```
(Kunde-)Name:;;
(Kanal-)Beschreibung:;;
(Kanal-)Ident3:;H0;
Summe (kWh):;1000;
Sommerzeit;kW
Werktag 00:15;0,08636;
Werktag 00:30;0,07696;
Werktag 00:45;0,06884;
```

Werktag 01:00;0,06244;
 Werktag 01:15;0,05804;
 Werktag 01:30;0,05528;

Abbildung 19: Aufbau einer .CSV-Datei für Lastprofile nach VDEW [23]

Der Zeitraum für Sommer, Winter und Übergangszeit gestalten sich nach VDEW [23] wie nachfolgend in der Tabelle dargestellt.

Zeitraum	Bedeutung
Sommer	15.05. – 14.09.
Übergang	21.03. – 14.05. und 15.09. – 31.10.
Winter	01.11. – 20.03.

Der Aufbau der Dateinamen für die zu den jeweiligen Zeiträumen gehörenden drei .CSV-Dateien ist wie folgt beschrieben.

Dateiname	Bedeutung
LoadProfile_x_y.CSV	<p>x : Abkürzung für ein Standard-Lastprofil nach VDEW [23] oder für ein anwenderspezifisches Lastprofil:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ EM0..2 : Elektromobile (siehe Verbraucherlast [Bd. 2]) ▪ AL0..2 : anwenderspezifische Lastprofile ▪ PV : Solarstromanlage ▪ WP : Windpark <p>y : S = Sommer, W = Winter, U = Übergangszeit</p>

Es ist darauf zu achten, dass die Verwendung der Lastprofile in den Einstelldialogen der Betriebsmittel **Verbraucherlast**, Registerkarte **Lastprofil** und **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Lastprofil** eingestellt werden muss. Darüber hinaus können die Lastprofile auch in den Einstelldialogen der internen Verbraucherlasten der Betriebsmittel **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** eingestellt werden.

Nach VDEW [23] werden folgende Standardlastprofile unterstützt.

- **G0, G1, G2, G3, G4, G5, G6**
- **H0 mit und ohne Dynamisierung**
- **L1, L2**

Die Menge der Standardlastprofile können durch anwenderspezifische Lastprofile z.B. für PV-Anlagen oder Elektromobile ergänzt werden. Anwenderspezifischen Lastprofile müssen bzgl. Inhalt und Struktur der Dateien identisch zu den Standardlastprofilen aufgebaut sein. Es ist insbesondere darauf zu achten, dass Identifier, Bezugsenergie und physikalische Einheit im Kopfzeilenbereich korrekt sind.

- **PV**
- **WP**
- **EM0, EM1, EM2**
- **AL0, AL1, AL2**

Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile können immer dann verwendet werden, wenn keine anlagenspezifischen Lastprofile vorliegen.

14.7 Anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID)

Für die Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)**, **Verbraucherlast** sowie die internen Verbraucherlasten von **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** kann ein anlagen-spezifisches Lastprofil als Einspeise- oder Bezugsprofil in Anlehnung an VDEW [23] definiert und verwendet werden. Für ein anlagenspezifisches Lastprofil ist nur eine einzige .CSV-Datei für Sommer, Winter und die Übergangszeit zu verwenden. Das 3-spaltige Dateiformat des anwenderspezifischen Lastprofils ist angelehnt an das nach VDEW [23] definierte Dateiformat der Standardlastprofile. Das Lastprofil enthält ebenfalls Leistungswerte in kW, die auf eine Jahresenergiemenge von 1000 kWh bezogen sind.

- ⇒ Der **Anlagen-Identifier (ID)** muss wie nachfolgend dargestellt im Header der .CSV-Datei verwendet werden, um das anwenderspezifische Lastprofil eindeutig mit einem Netzwerkelement z.B. einer **Verbraucherlast** durch dessen **Nummer der Messstelle** zu verbinden.
- ⇒ Der **Anlagen-Identifier (ID)** darf maximal 20 Zeichen verwenden.

```
(Kunde-)Name:;;
(Kanal-)Beschreibung:;;
(Kanal-)Ident3:;Anlagen-Identifier (ID);
Summe (kWh):;;
kW;Winter;Sommer;Uebergang
Werktag 00:15;0,08636;0,08636;0,07696
Werktag 00:30;0,07696;0,05528;0,06244
Werktag 00:45;0,06884;0,06244;0,08636
Werktag 01:00;0,06244;0,07696;0,05528
Werktag 01:15;0,05804;0,05528;0,05804
Werktag 01:30;0,05528;0,08636;0,07696
..
Werktag 00:00;0;0;0
Samstag 00:15;2,51;2,51;2,52
Samstag 00:30;5,01;5,01;5,02
Samstag 00:45;7,51;7,51;7,52
Samstag 01:00;10,01;10,01;10,02
..
Samstag 23:45;237,51;237,51;237,52
Samstag 00:00;0;0;0
Sonntag 00:15;2,52;2,51;2,52
Sonntag 00:30;5,02;5,01;5,02
Sonntag 00:45;7,52;7,51;7,52
Sonntag 01:00;10,02;10,01;10,02
Sonntag 01:15;12,52;12,51;12,52
..
Sonntag 23:30;235,02;235,01;235,02
Sonntag 23:45;237,52;237,51;237,52
Sonntag 00:00;1;1;1
```

Abbildung 20: Aufbau der .CSV-Datei für anlagenspezifische Lastprofile mit ID

Im Unterschied an die Dateistruktur der allgemeinen und anwenderspezifischen Lastprofile nach VDEW [23] werden die Zeitreihen für Sommer, Winter und Übergangszeit in einer einzigen .CSV-Datei gespeichert.

- ⇒ Der Header muss 5 Zeilen umfassen.
- ⇒ Es ist Datenkonsistenz erforderlich, d.h. es müssen für Werktag, Samstag und Sonntag jedes der 96 15min-Intervalle definiert werden.
- ⇒ Zu jedem 15min-Intervall müssen für Sommer, Winter und Übergangszeit der Wert der Wirkleistungswerte durch Semikolon (Trennzeichen) getrennt angegeben werden.
- ⇒ Ist zwischen zwei Trennzeichen der Wirkleistungswerte „;“ kein Zahlwert enthalten, so wird der Wert der Wirkleistung für das 15min-Intervall von der Lastflussberechnung mit Lastprofilen zu $P = 0\text{ kW}$ angenommen und für dieses 15min-Intervall das Netzwerkelement deaktiviert.
- ⇒ Der **Anlagen-Identifier (ID)** darf maximal 20 Zeichen verwenden.

14.7.1 Erzeugungsanlage (DEA): Anlagenspezifisches Lastprofil mit ID

Mit dem Einstellwert **ID** im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Lastprofil** ist es möglich, ein anlagenspezifisches Lastprofil einer einzigen **Erzeugungsanlage (DEA)** zuzuordnen. Die anlagenspezifischen Lastprofile müssen in dem Unterverzeichnis **PVProfiles** des **Projektverzeichnisses** der zugehörigen .NET-Datei gespeichert sein. Hier ist das **Erstellen eines Projektes** [Bd. 1] erforderlich.

Projektverzeichnis \ PVProfiles

- ⇒ Es muss darauf geachtet werden, dass die Anzahl 15min-Intervalle für Werktag, Samstag und Sonntag identisch sind, da sonst keine Lastflussberechnung mit Lastprofilen durchgeführt werden kann.
- ⇒ Damit die anlagenspezifischen Lastprofile mit ID in der Lastflussberechnung mit Lastprofilen berücksichtigt werden, muss der Einstellwert **Energieanalyse aktivieren** aktiviert und der Einstellwert **Energie >0** eingestellt sein.

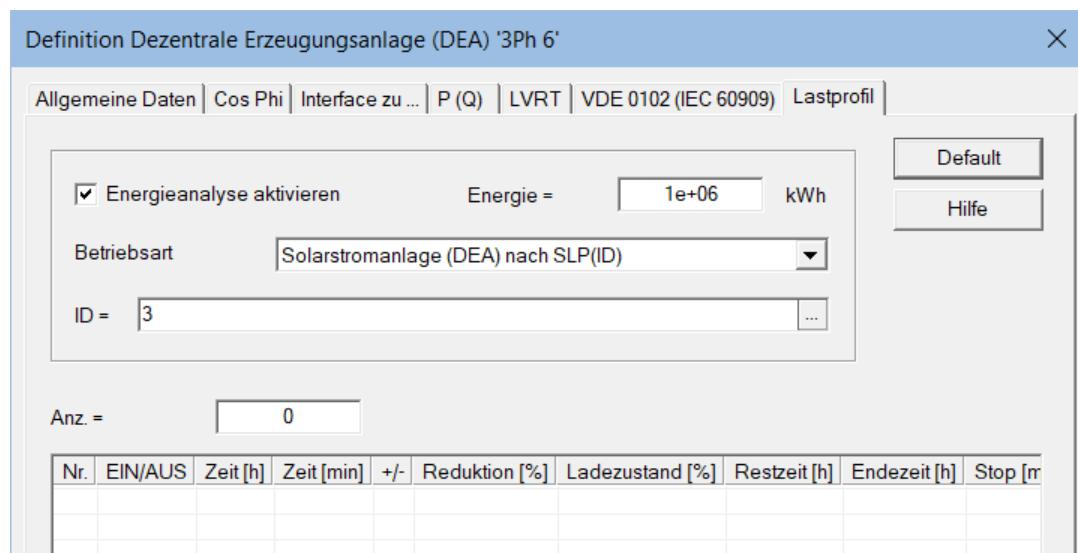


Abbildung 21: Einstellung des Anlagen-Identifiers (ID) in der Registerkarte **Lastprofil**

Dateiname	Bedeutung
ID_anwenderspezifisch.CSV	<p>ID : Einstellwert ID</p> <p>anwenderspezifisch: anwenderspezifischer Dateiname, kann beliebig vergeben werden, für die Zuordnung der Profile nicht relevant</p> <p>⇒ Die .CSV-Datei wird im Dateinamen mit einem eindeutigen Anlagen-Identifier (ID) gekennzeichnet, der im Header der .CSV-Datei als (Kanal-)Ident3: definiert sein muss.</p>

14.7.2 Verbraucherlast: Anlagenspezifisches Lastprofil mit ID

Mit dem Einstellwert **Nummer der Messstelle** im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**, Registerkarte **Lastprofil** ist es möglich, ein anlagenspezifisches Lastprofil einer einzigen **Verbraucherlast** zuzuordnen. Die anlagenspezifischen Lastprofile müssen in dem Unterverzeichnis **LoadProfiles** des **Projektverzeichnisses** der.NET-Datei gespeichert sein. Hier ist das **Erstellen eines Projektes** erforderlich.

Projektverzeichnis\LoadProfiles

Dateiname	Bedeutung
ID_anwenderspezifisch.CSV	<p>ID : Einstellwert Nummer der Messstelle</p> <p>anwenderspezifisch: anwenderspezifischer Dateiname, kann beliebig vergeben werden, für die Zuordnung der Profile nicht relevant</p> <p>⇒ Die .CSV-Datei wird im Dateinamen mit einem eindeutigen Anlagen-Identifier (ID) gekennzeichnet, der im Header der .CSV-Datei als (Kanal-)Ident3: definiert sein muss.</p>

In der nachfolgenden Abbildung ist ersichtlich, wie der **Anlagen-Identifier (ID)** mit dem Einstellwert **Nummer der Messstelle** die Anlagenkomponente (**Lastprofil**) der Tabelle mit der .CSV-Datei verbindet.

- **Beispiel:** 45_AnlagenspezifischesLastprofilmitID.CSV

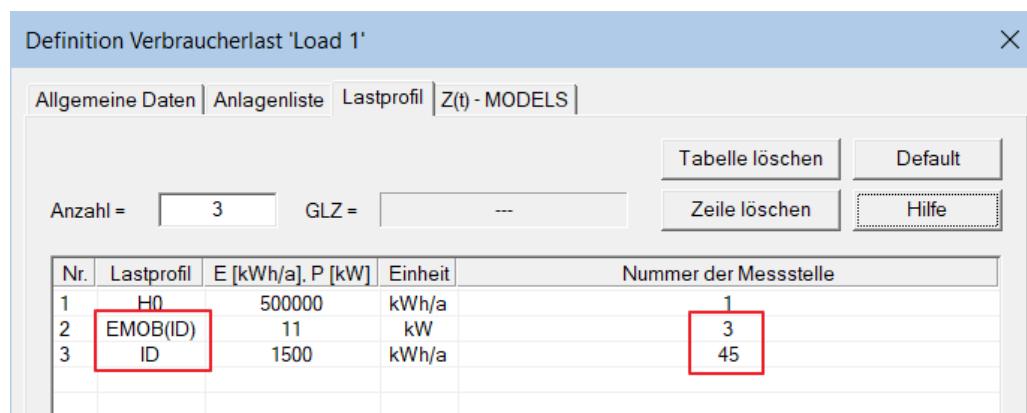


Abbildung 22: Einstellung des Anlagen-Identifiers (ID) in der Registerkarte **Lastprofil**

14.7.3 Leitung: Anlagenspezifischen Lastprofil mit ID

Die Einstellung der **internen Verbraucherlast** des Netzwerkelementes **Leitung** bzgl. des Lastprofils ist identisch mit der Einstellung des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** identisch.

14.7.4 Transformator 2-Wicklung: Anlagenspezifischen Lastprofil mit ID

Die Einstellung der **internen Verbraucherlast** des Netzwerkelementes **Transformator 2-Wicklung** bzgl. des Lastprofils ist identisch mit der Einstellung des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** identisch.

14.7.5 Lastprofile für Wärmepumpen HP(ID)

Das Lastprofil für Wärmepumpen **HP(ID)** kann für folgenden Netzwerkelemente verwendet werden.

- Netzwerkelement **Verbraucherlast**
- Interne Verbraucherlast eines Netzwerkelementes **Leitung**
- Interne Verbraucherlast eines Netzwerkelementes **Transformator 2-Wicklung**

Um die Temperaturabhängigkeit des Lastprofils einer Wärmepumpe in einer .CSV-Datei definieren zu können, wird ein spezifisches Format der .CSV-Datei definiert, das in den nachfolgenden Kapiteln näher erläutert wird.

14.7.5.1 Grundlagen zu temperaturabhängigen Lastprofile

Wärmepumpen und Nachspeicherheizungen sind witterungs- und insbesondere temperaturabhängige Verbraucher. Daher müssen die Standardlastprofile für beide Verbraucher temperaturabhängig definiert werden.

- ⇒ Inhalte des Kapitels wurde einer Vorgehensbeschreibung zur Bestimmung von Lastprofilen für Wärmepumpen und Nachspeicherheizungen nach [32] entnommen, der besseren Lesbarkeit aber nicht als Zitat gekennzeichnet. Es wird empfohlen, das Dokument [32] vollständig zu lesen.

Die Grundlage zur Erstellung des temperaturabhängigen Lastprofils ist die Temperaturenschar. Die Schar wird als Kurvenschar abgebildet und weist dabei eine Abhängigkeit von der Temperatur auf und bildet einen Temperaturbereich zwischen -17°C und +17°C in Schritten zu 1°C ab. Folgende Randbedingungen sind zu beachten.

- Für jede Temperatur ist einer Tabelle eine Scharkurve mit Werten in K/h für jede Viertelstunde hinterlegt.
- Die Bezugstemperatur für alle temperaturabhängigen Lastprofile beträgt 17°C.
- Das Lastprofil bleibt oberhalb von 17°C und unterhalb von -17°C unverändert.

Für die Bestimmung des Lastprofils aus der Temperaturenschar wird die **äquivalente Tagesmitteltemperatur $T_{m,\text{a}}$** benötigt. Für jede Temperatur ist eine Schar in K/h für jedes

15min-Intervall des Tages hinterlegt. Die äquivalente Tagesmitteltemperatur wird mittels der nachfolgend definierten Gleichung sowie den Temperaturwerten der vorangegangenen drei Tage ermittelt und stets aufgerundet.

Fehler! Es ist nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen.

- d: aktueller Tag
- (d-1): Tag vor dem aktuellen Tag
- etc.

Da die benötigten Temperaturdaten nicht immer verfügbar sind, kann als Alternative für jeden Tag eines Monats der Mittelwert der Tagesmitteltemperaturen aller Tage des Monats verwendet werden.

Darüber hinaus wird zur Bestimmung der Standartlastprofile die **Temperaturmesszahl TMZ** benötigt. Die berechnet sich aus der Differenz von Bezugstemperatur und der äquivalenten Tagesmitteltemperatur.

$$TMZ = T_{Bezug} - T_{m,\ddot{a}}$$

- T_{Bezug} : Bezugstemperatur, die vom Stromnetzbetreiber festgelegt wird
- $T_{m,\ddot{a}}$: Äquivalente Tagesmitteltemperatur

Auf Basis der Temperaturmesszahl wird für den betrachteten Tag die Schar ausgewählt. So entspricht eine Tagesmitteltemperatur von beispielsweise -12°C einer Temperaturmesszahl $TMZ = 29\text{ K}$ mit den zugehörigen Werten der 15min-Intervallen.

- Die Temperaturmesszahl liegt stets im Bereich zwischen 1 und 34 und ist ganzzahlig. Ergibt die Berechnung der Temperaturmesszahl einen Wert außerhalb dieses Bereichs so ist dieser für die folgenden Berechnungen nicht mehr zu berücksichtigen.
- ⇒ Die Summe der Viertelstundenwerte einer Temperaturmesszahl ist stets auf den vierfachen Wert der jeweiligen Temperaturmesszahl normiert.

Der **spezifische Verbrauch a** einer temperaturabhängigen Last, d.h. für eine Wärmepumpe wird auf folgende Weise bestimmt.

$$a \left[\frac{kWh}{K} \right] = \frac{\text{Jahresverbrauch}[kWh]}{\sum_{Jahr} TMZ[K]}$$

- ⇒ Der **Jahresverbrauch** einer Wärmepumpe ist i.a. für jede Wärmepumpe verschieden und wird z.B. von der Wämedämmung des Gebäudes bestimmt.
- ⇒ Die **Temperaturmesszahl TMZ** ist abhängig von der Örtlichkeit und ist i.a. für jede Wärmepumpe identisch.
- ⇒ Daraus folgt, dass i.a. der **spezifische Verbrauch a** von Wärmepumpen verschieden ist.

⇒ **Vereinfachend** wurde hier angenommen, dass der **spezifische Verbrauch a** verschiedener Wärmepumpen gleich ist.

Grundsätzlich wird bei temperaturabhängiger Last das Lastprofil P_{r0} in kW aus der Profilschar $P_{S0}(TMZ)$ und dem spezifischen Verbrauch a der Last ermittelt.

$$P_{r0} \left[\text{kW} \right] = P_{S0} (TMZ) \left[\frac{K}{h} \right] \cdot a \left[\frac{\text{kWh}}{K} \right]$$

Die Werte des Lastprofils P_{SLP} in kW berechnen sich aus den Werten P_{S0} der Schar einer bestimmten Temperaturmesszahl TMZ.

$$P_{SLP} \left[\text{kW} \right] = P_{r0} \left[\text{kW} \right] = P_{S0} (TMZ) \left[\frac{K}{h} \right] \cdot a \left[\frac{\text{kWh}}{K} \right]$$

- P_{S0} (TMZ) = Wert der Schar im betrachteten 15min-Intervall
- P_{SLP} = resultierende Wirkleistung des 15min-Intervalls
- a = spezifischer Jahresverbrauch

Die Daten für die Temperaturenschar sind Online auf den Homepages vieler Stromnetzbetreiber frei erhältlich.

14.7.5.2 Lastprofil für Wärmepumpen HP(ID) – Einstellwerte und Dateiformat

Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** sowie die internen Verbraucherlasten der Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** [Bd. 2] können für eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen als **Wärmepumpe HP(ID)** nach VDEW [23] parametert werden. Die Einstellwerte der Temperaturen des Lastprofils für Wärmepumpen sind im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** [Bd. 1] in der Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung** zu finden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- **Projektinformation**, Registerkarte **Netzwerk, Lastfluss**

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog. Die Einstellwerte für das Lastprofil **Wärmepumpe** sind in der Gruppe **Lastprofile: Wärmepumpe** enthalten.

Einstellwert	Bedeutung
Tsommer	Mittlere Temperatur im Sommer in °C
Tübergang	Mittlere Temperatur in der Übergangszeit in °C
Twinter	Mittlere Temperatur Winter in °C
Summe (TMZ)	Summe der Temperaturmesszahlen eines Jahres in K

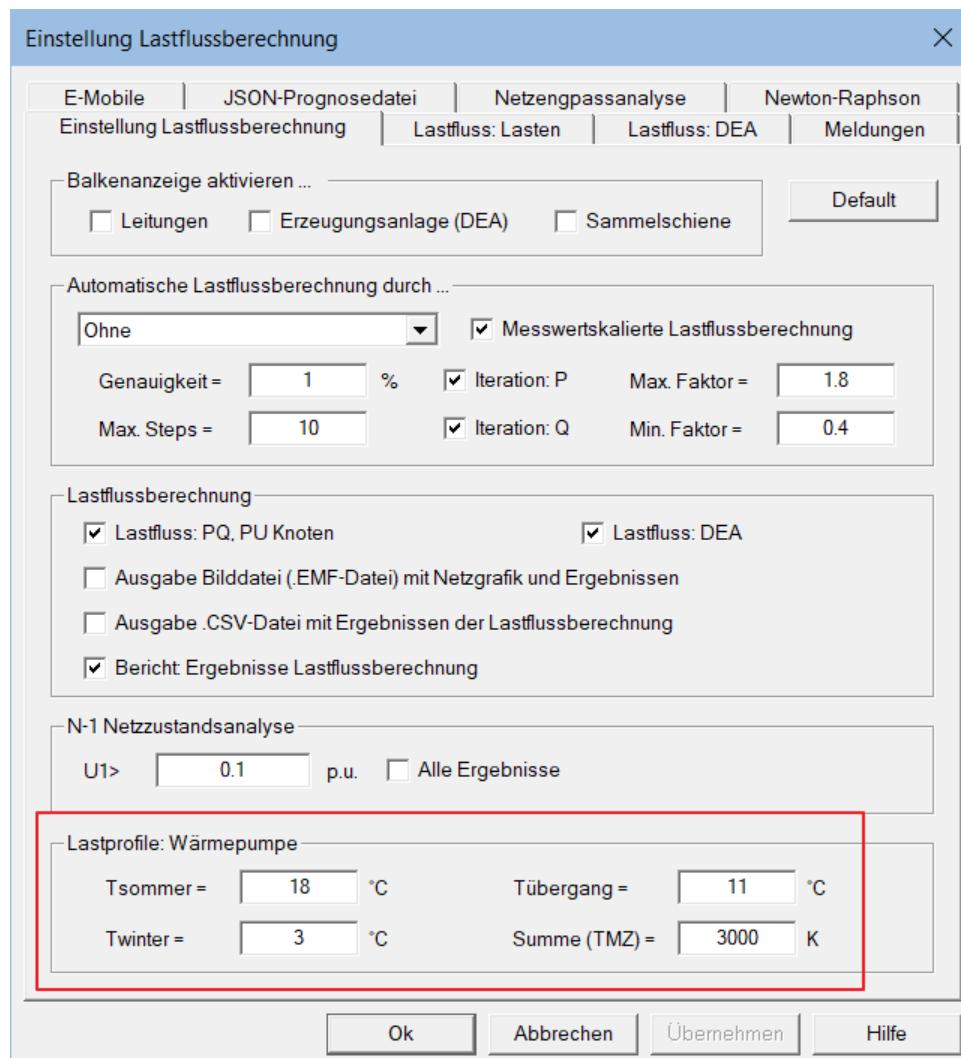


Abbildung 23: Einstelldialog Einstellungen Lastflussberechnung

Es ist für anlagenspezifische Lastprofile nur eine einzige .CSV-Datei für verschiedene Temperaturen zu erstellen und zu verwenden.

- Es kann für jede Wärmepumpe mit anlagenspezifischem Lastprofil eine eigene .CSV-Datei verwendet werden. Die Zuordnung muss über verschiedene **Anlagen-Identifier (ID)** im Dateinamen und in der Zeile **(Kanal-)Ident:** im Header erfolgen.
- Es ist auch möglich eine .CSV-Datei mehreren Wärmepumpen mit anlagenspezifischem Lastprofil zuzuordnen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Einstellung des **Jahresverbrauchs** der Wärmepumpe in der Spalte **E [kWh/a]**, **P [kW]** und des **Anlagen-Identifier (ID)** in der Spalte **Nummer der Messstelle**.

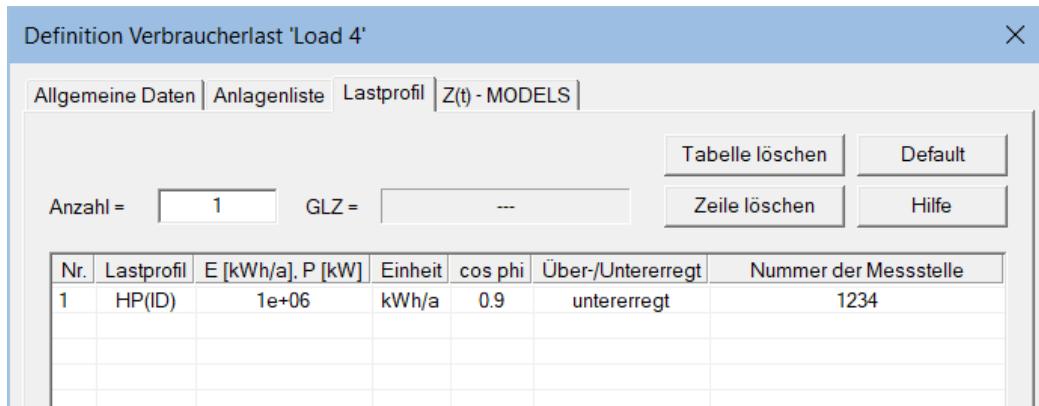


Abbildung 24: Einstellung von Jahresverbrauch und Anlagen-Identifier (ID)

Nachfolgend ist ein Auszug aus einer .CSV-Datei für Wärmepumpen abgebildet.

- (Kanal-)Beschreibung: **Temperaturen in °C**
- (Kanal-)Ident: **Anlagen-Identifier (ID)**

```
(Kunde-)Name:;;;;;;;;
(Kanal-)Beschreibung:;18;17;16;15;14;13;12;11;10;9;8;7;6;5;4;3;2;1;0;-1;-2;-3;-4;-5;-6;-7;-8;-9;-10;-11;-12
(Kanal-)Ident3:;1234;;;;;;;;
Summe (kWh):;1000;;;;;;;;
Sommerzeit;K/h;;;;;;;;
Werktag 00:15;0,043437121;0,073736222;0,104035322;0,131367199;0,174622309;0,214910195; ...
Werktag 00:30;0,043221042;0,072868833;0,102516623;0,129245121;0,173041491;0,213918568; ...
Werktag 00:45;0,043118136;0,071651227;0,100184318;0,125874255;0,170103334;0,21148926; ...
```

Folgende Regeln sind zu beachten.

- Die Einheit des spezifischen Wirkleistungsfaktors in der .CSV-Datei ist K/h. Die Verwendung des spezifischen Wirkleistungsfaktors zur Berechnung der Wirkleistung ist im Kapitel **Lastprofil HP(ID)** [Bd. 2] in erläutert.

$$P_{15\text{min}}(t) = \frac{E[\text{kWh}]}{\text{Summe(TMZ)}[K]} \cdot P_{15\text{minLP}}(t) \left[\frac{K}{h} \right]$$

- E [kWh] : Jahresenergiemenge in kWh
- Summe (TMZ) : Summe der Temperaturmesszahlen des Jahres in K
- $P_{15\text{minLP}}(t)$: spezifische Wirkleistungsfaktor für das 15min-Intervall des Lastprofils in K/h aus der .CSV-Datei des Lastprofils
- Die Temperaturen für jede Spalte nach **Werktag** sind in der Headerzeile **(Kanal-)Beschreibung:** in °C festgelegt. Es können beliebig viele Spalten für Temperaturen enthalten sein.
- Es muss für jede Temperatur in der Headerzeile eine in der Reihenfolge korrespondierende Spalte mit der Wirkleistung im Datenbereich vorhanden sein.

- Um eine der Temperaturen und die zugehörige Wirkleistung für ein Lastprofil einer Wärmepumpe verwenden zu können, muss im oben dargestellten Einstelldialog **Einstellungen Lastflussberechnung** die Temperatur wie im Header definiert als Einstellwert **Twinter**, **Tsommer** oder **Tübergang** eingestellt werden.
- Die Zeilen des Headers müssen mit einer genügenden Anzahl Semikolon „;“ so aufgefüllt werden, dass im Sinne des Formates der .CSV-Datei die gleiche Spaltenanzahl wie in der Headerzeile (**Kanal-)Beschreibung:** und im Datenbereich z.B. nach **Werktag** vorhanden sind.
- Die Temperaturen müssen wie in den Beispieldateien dargestellt in den Spalten von links nach rechts streng monoton absteigend angeordnet werden. Es darf je Temperatur nur eine einzige Spalte verwendet werden. Die Spalten werden durch ein Semikolon „;“ getrennt.
- Liegt eine Einstellwert einer Temperatur außerhalb des Temperaturbereiches im Header der .CSV-Datei, so wird das Einlesen der .CSV-Datei mit einer Fehlermeldung abgebrochen.
- Liegt der Einstellwert einer Temperatur zwischen den Temperaturen zweier Spalten der .CSV-Datei, so wird die Spalte der kleineren Temperatur verwendet, die zu einer größeren Wirkleistungsaufnahme der Wärmepumpe führt.

Die Zuordnung der anlagenspezifischen Lastprofile für Wärmepumpen erfolgt analog der Zuordnung eines anlagenspezifischen Lastprofils zu einer Verbraucherlast nach Kapitel 14.7.2.

```
(Kunde-)Name;;
(Kanal-)Beschreibung:;18;17;16;
(Kanal-)Ident3:;Anlagen-Identifier (ID);
Summe (kWh):;;
K/h;;
Werktag 00:15;0,043437121;0,073736222;0,104035322
Werktag 00:30;0,043221042;0,072868833;0,102516623
Werktag 00:45;0,043118136;0,071651227;0,100184318
Werktag 01:00;0,043143426;0,071123042;0,099102659
Werktag 01:15;0,043208451;0,071276402;0,099344353
Werktag 01:30;0,04325598;0,070068993;0,096882005
..
Werktag 00:00;0,044937335;0,075085075;0,105232815
Samstag 00:15;0,043437121;0,073736222;0,104035322
Samstag 00:30;0,043221042;0,072868833;0,102516623
Samstag 00:45;0,043118136;0,071651227;0,100184318
Samstag 01:00;0,043143426;0,071123042;0,099102659
Samstag 01:15;0,043208451;0,071276402;0,099344353
..
Samstag 23:45;0,04411216;0,076528754;0,108945349
Samstag 00:00;0,044937335;0,075085075;0,105232815
Sonntag 00:15;0,043437121;0,073736222;0,104035322
Sonntag 00:30;0,043221042;0,072868833;0,102516623
Sonntag 00:45;0,043118136;0,071651227;0,100184318
Sonntag 01:00;0,043143426;0,071123042;0,099102659
Sonntag 01:15;0,043208451;0,071276402;0,099344353
..
Sonntag 23:30;0,044407607;0,076868242;0,109328877
Sonntag 23:45;0,04411216;0,076528754;0,108945349
Sonntag 00:00;0,044937335;0,075085075;0,105232815
```

Abbildung 25: .CSV-Datei für anlagenspezifische Lastprofile für Wärmepumpen mit ID

Wird beispielhaft im Einstelldialog **Einstellungen Lastflussberechnung** der Einstellwert **Tübergang = 17°C** eingestellt, so wird aus der oben dargestellten .CSV-Datei die 2. **grüne** Spalte mit den Werten der Wirkleistung verwendet, um eine Zeitreihenberechnung für die Übergangszeit nach VDEW auszuführen.

Wird beispielhaft im Einstelldialog **Einstellungen Lastflussberechnung** der Einstellwert **Tübergang = 16,5°C** eingestellt, so wird aus der oben dargestellten .CSV-Datei die 3. **braune** Spalte mit den Werten der Wirkleistung verwendet.

14.7.6 Lastprofil für Elektromobile EMOB(ID)

Ladevorgänge von Elektromobilen können für eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen mit dem Netzwerkelement **Verbraucherlast** und den internen Verbraucherlasten der Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** [Bd. 2] als Anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID) nachgebildet werden. Es ist analog zu Kapitel 14.7 vorzugehen.

- ⇒ Die Leistungswerte der Lastprofile für **Elektromobile EMOB(ID)** werden nicht auf eine Jahresenergiemenge von 1000 kWh bezogen, sondern als **Leistungswerte in p.u.** angegeben und mit einer **einstellbaren Nennwirkleistung (Ladeleistung)** multipliziert.

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft den Aufbau einer .CSV-Lastprofildatei für Elektromobile mit ID. Zwischen 00:00 Uhr und 02:00 Uhr findet hier ein **Ladevorgang mit Nennleistung** statt, von 02:00 Uhr bis 04:00 Uhr bezieht das Elektromobil **keine Leistung** aus dem Stromnetz.

```
(Kunde-)Name:;;
(Kanal-)Beschreibung:;;
(Kanal-)Ident3:;Anlagen-Identifier (ID);;
Summe (kWh):--;;
1;Winter;Sommer;Uebergang
Werktag 00:15;1;1;1
Werktag 00:30;1;1;1
Werktag 00:45;1;1;1
Werktag 01:00;1;1;1
Werktag 01:15;1;1;1
Werktag 01:30;1;1;1
Werktag 01:45;1;1;1
Werktag 02:00;1;1;1
Werktag 02:15;0;0;0
Werktag 02:30;0;0;0
Werktag 02:45;0;0;0
Werktag 03:00;0;0;0
Werktag 03:15;0;0;0
Werktag 03:30;0;0;0
Werktag 03:45;0;0;0
Werktag 04:00;0;0;0
...
```

Abbildung 26: Aufbau der .CSV-Datei für Lastprofile für Elektromobile mit ID

14.8 Allgemeines und anlagenspezifisches Lastprofil PVGIS (Prognose)

Die Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen ist abhängig von Standort und Wetter. Um für spezifische Standorte von Photovoltaikanlagen verlässliche Daten zur Nachbildung der zeitabhängigen Einspeiseleistung zu erhalten, können Dienste von

- ⇒ **PVGIS Photovoltaic Geographical Information System**
[\(\[https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system_en\]\(https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system_en\)\)](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system_en)

verwendet werden. Der Dienst wird durch die Europäische Kommission zur Verfügung gestellt. PVGIS ist ein Online Tool mit verschiedenen Funktionen, zur Energieabschätzung, zur Ermittlung der Solareinstrahlung und zur Wetterdaten Analyse. Vorteile dieses Programms sind die kostenlose Verfügbarkeit und der vielfältige Funktionsumfang mit der Möglichkeit des Ergebnisexports.

- ⇒ „PVGIS provides information about solar radiation and photovoltaic (PV) system performance for any location in Europe and Africa, as well as a large part of Asia and America. It is available in English, French, Italian, Spanish and German.“

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, zeitliche Einspeiseprofile als 15min-Leistungswerte, die mit Hilfe PVGIS erzeugt und in einer Datei im JSON-Format [28] gespeichert wurden, als individuelles Einspeiseprofil einer **Erzeugungsanlage (DEA)** zuzuordnen und in Lastflussberechnungen mit Lastprofilen zu verwenden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Bedienoberfläche von PVGIS (siehe unter der Adresse https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/).

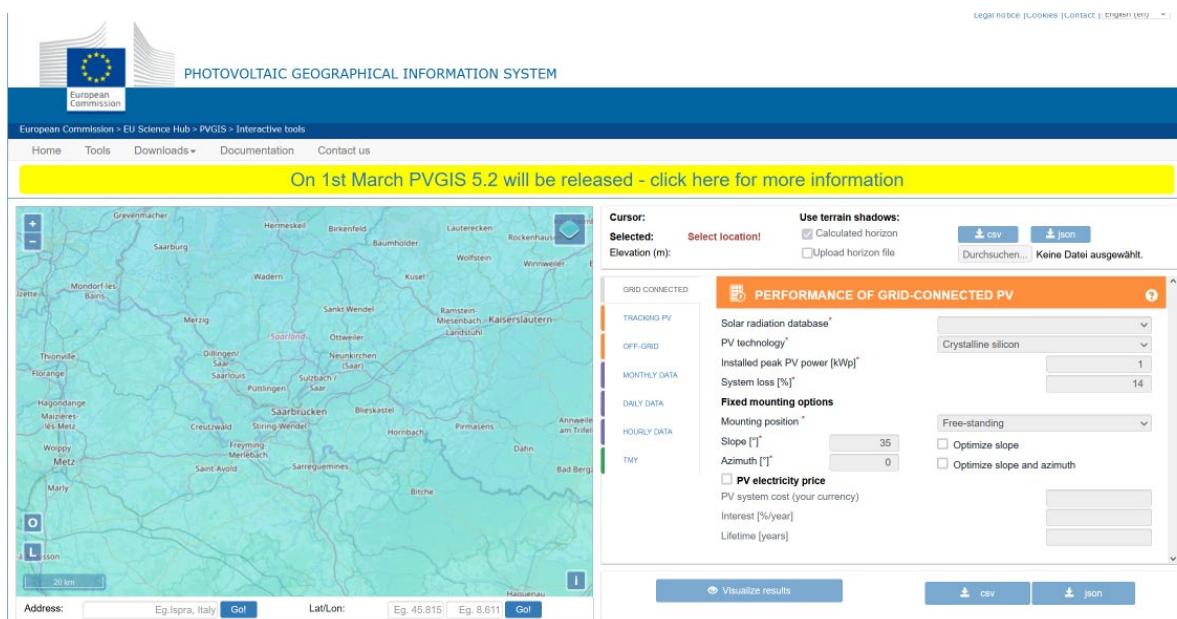


Abbildung 27: Bedienoberfläche von PVGIS (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)

14.8.1 Verwendung des PVGIS-Lastprofils im Format PVGIS-SARAH

Für eine Erzeugungsanlage kann das als Grundeinstellung hinterlegte Lastprofil im Sinne eines Einspeise- oder Bezugsprofils profils nach PVGIS verwendet werden. Das Dateiformat des Lastprofile entspricht dem Format nach PVGIS-SARAH. Das Lastprofil ist standardmäßig im **Projektverzeichnis**, Unterverzeichnis **LoadProfiles** zu finden.

Das Lastprofil, eine JSON – Datei, enthält stündliche Leistungswerte auf [1W] bezogen über das Jahr 2016. Die Zuordnung einer Erzeugungsanlage, dem Prognoseprofil erfolgt im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Lastprofil**.

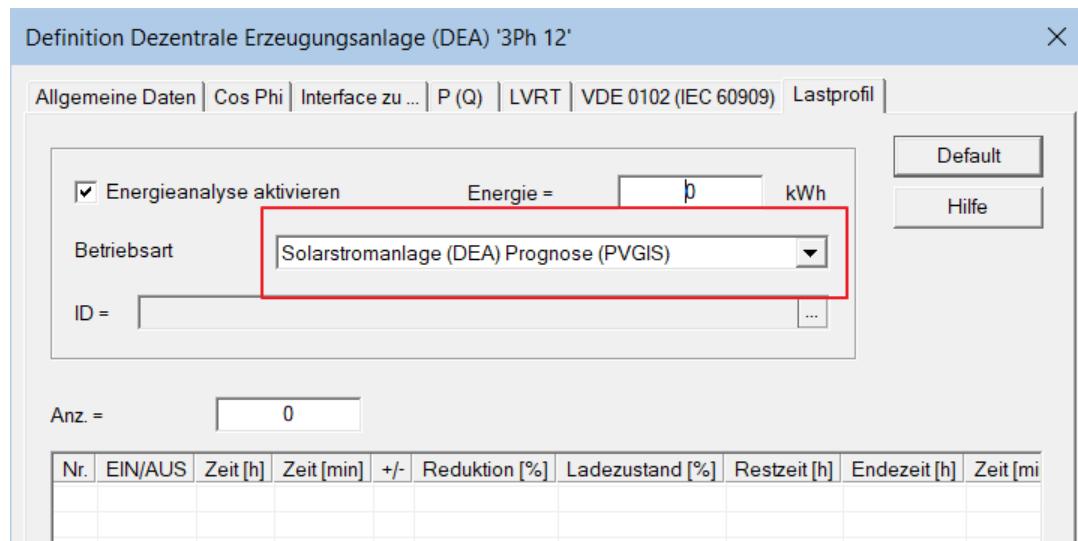


Abbildung 28: Einstellung des Lastprofil PVGIS in der Registerkarte *Lastprofil*

14.9 Lastfluss: Prognose

Die Funktion **Lastfluss: Prognose** bietet die Möglichkeit bei der Durchführung einer Lastflussberechnung anwender- und anlagenspezifische Verbrauchs- oder Einspeiseprognosen externer Prognoseservices zu verarbeiten. Die Funktion lässt sich manuell durch die Menüpunkte

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**
- Menüpunkt **Lastfluss: Prognose**

oder automatisiert mit Hilfe des [FileWatchers](#) oder des [Webservice](#) starten.

- ⇒ ATPDesigner sucht und verarbeitet für die Netzberechnungsmethode immer die zeitlich jüngste [JSON-Prognosedatei](#), die im Unterverzeichnis **Monitoring** im [Projektverzeichnis](#) [Bd. 1].

Das Unterverzeichnis **Monitoring** ist nicht einstellbar oder veränderbar durch den Anwender.

- ⇒ Der Zeitbereich, für den die Zeitreihenberechnung als Folge von Lastflussberechnungen für 15min-Intervalle ausgeführt wird, durch der Analyse der JSON-Objekte **timeseries** der [JSON-Prognosedatei](#) ermittelt.

Die Prognosewerte (Leistungswerte P und Q) für Netzwerkelemente mit den zugehörigen 15min-Intervallen und weiteren Informationen werden in der **JSON-Prognosedatei** im [JSON-Format](#) gespeichert.

- ⇒ Eine **JSON-Prognosedatei** wird von ATPDesigner durch die Dateierweiterung **.JSON** erkannt.

JSON (JavaScript Object Notation) ist ein objektorientiertes Datenformat, das in dem internationalen Standard *The JSON Data Interchange Syntax, Standard ECMA-404*⁴ definiert ist. Das Datenformat beinhaltet zusätzlich zu den Werten der Daten auch Textelemente, die die Daten erläutert. Daher werden Daten, die im JSON-Format gespeichert werden, als selbsterklärende Daten bezeichnet.

```
{
  "id": "Load 1;H0",
  "label": "Load 1;H0",
  "unit_1": "P[kW]",
  "unit_2": "Q[kvar]",
  "timeseries": [
    {
      "timestamp_s": 1691792100,
      "value_1": 89.840,
      "value_2": 0.000
    },
  ]
}
```

Wie in dem obigen Beispiel gezeigt ist der Wert **value_1** durch eine anwenderspezifische Definition mit dem Erklärungstext **unit_1** verbunden. Dadurch ergibt sich, dass der Wert von **value_1** eine Wirkleistung P in der Einheit kW ist.

Durch die objektorientierte Struktur einer JSON-Datei kann diese rückwärtskompatibel erweitert werden. Bestehende Objekte und Strukturen einer JSON-Datei bleiben erhalten und können um neue Objekte und Strukturen erweitert werden.

„Ohne Daten geht nichts. Aber noch wichtiger ist es heute, zu wissen, wie man mit einer Vielzahl unterschiedlicher Daten arbeitet. Programmierer, Entwickler und IT-Experten müssen Datenstrukturen aus jeder Sprache in Formate übertragen können, die von anderen Sprachen und Plattformen erkannt werden. JavaScript Object Notation (JSON) ist das Datenaustauschformat, das dies ermöglicht.“³

JSON ist als Datenformat für Entwickler beliebt geworden, da der Text für Menschen lesbar ist, leichtgewichtig ist, weniger Codierung erfordert und schneller verarbeitet werden kann, da keine Deserialisierung erforderlich ist.

...

JSON hat in der API-Code-Programmierung und bei Webdiensten an Bedeutung gewonnen, da es zu einem schnelleren Datenaustausch und schnelleren Ergebnissen bei Webdiensten beiträgt. Es reduziert auch die Impedanzunstimmigkeit zwischen Objekten im Anwendungscode und ihrer serialisierten Darstellung. Es ist textbasiert, leichtgewichtig und zeichnet sich durch ein einfach zu parsendes Datenformat aus, für das kein zusätzlicher Code zum Parsen erforderlich ist. Für Webdienste, die viele Daten zurückgeben und anzeigen müssen, ist JSON die ideale Wahl.“³

Hilfreiche Informationen zu dem Datenformat JSON sind u.a. unter folgenden Webadressen zu finden.

www.w3schools.com
www.json.org
www.ecma-international.org

„JSON is a lightweight, text-based, language-independent syntax for defining data interchange formats. It was derived from the ECMAScript programming language, but is programming language independent. JSON defines a small set of structuring rules for the portable representation of structured data.

The goal of this specification is only to define the syntax of valid JSON texts. Its intent is not to provide any semantics or interpretation of text conforming to that syntax. It also intentionally does not define how a valid JSON text might be internalized into the data structures of a programming language. There are many possible semantics that could be applied to the JSON syntax and many ways that a JSON text can be processed or mapped by a programming language. Meaningful interchange of information using JSON requires agreement among the involved parties on the specific semantics to be applied. Defining specific semantic interpretations of JSON is potentially a topic for other specifications. Similarly, language mappings of JSON can also be independently specified. For example, ECMA-262 defines mappings between valid JSON texts and ECMAScript's runtime data structures.“⁴

³ www.oracle.com

⁴ www.ecma-international.org, The JSON Data Interchange Syntax, Standard ECMA-404

Die JSON-Prognosedatei kann mehrere Sektionen enthalten, die nachfolgend näher erläutert werden. Es muss beachtet werden, dass die JSON-Prognosedatei von ATPDesigner nur verarbeitet wird, wenn mindestens eine der Sektion enthalten und aktiviert ist. Eine Sektion wird eindeutig durch ein JSON-Objekt definiert.

Sektion	JSON-Objekt
<u>Liste der Prognosedaten</u>	<code>timeseries</code>
<u>E-Mail Liste</u>	<code>emaillist</code>
<u>Taskliste (Liste der Verfahren)</u>	<code>tasklist</code>
<u>Netzwerkliste</u>	<code>netobjects</code>

Es soll schon hier darauf hingewiesen werden, dass die [Verarbeitung der JSON-Prognosedatei](#) selbst sowie jeder einzelnen oben genannten Sektion durch den Anwender aktiviert oder deaktiviert werden kann. Nachfolgend ist ein Ausschnitt des Einstelldialogs dargestellt und zeigt die Grundeinstellung (Default).

- ⇒ In der Auswahlliste muss **Prognose** eingestellt werden.

Die **Zeitverzögerung** dient dazu, bei automatischem Betrieb nach dem Start des [FileWatchers](#) durch das Betriebssystem das Suchen von ATPDesigner nach der zeitlich jüngsten **JSON-Prognosedatei** zeitlich etwas zu verzögern.

- ⇒ In Anwendungsfällen ohne Zeitverzögerung wurde die zeitlich jüngste **JSON-Prognosedatei** durch ATPDesigner nicht korrekt erkannt und führte zu einer Fehlermeldung („Could not find file in \Monitoring“). Ursache sind hier Betriebssystemprozesse beim Kopieren von Dateien in ein Verzeichnis.

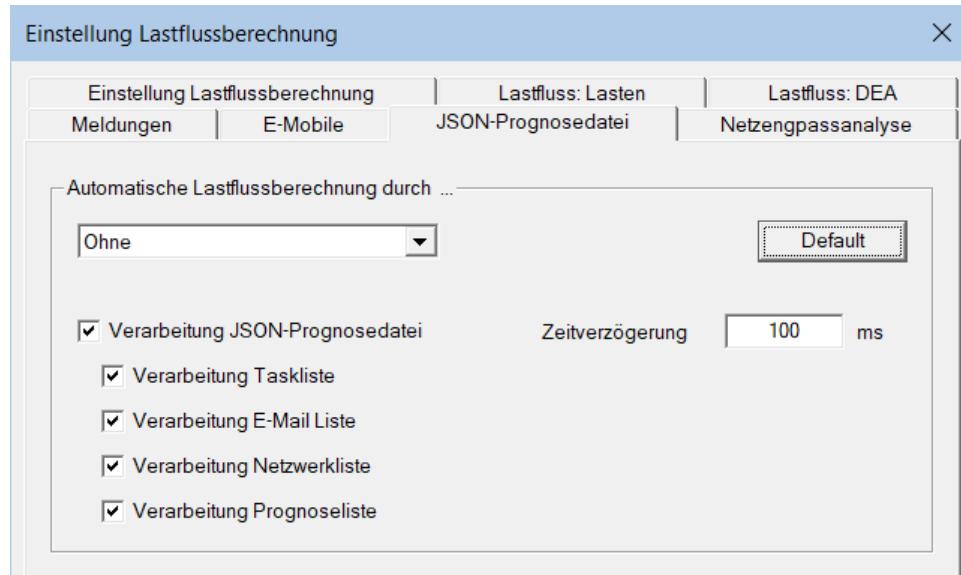


Abbildung 29: Registerkarte **JSON-Prognosedatei**, **Einstellung Lastflussberechnung**

In der **JSON-Prognosedatei** können eine oder mehrere 15min-Zeitreihen mit Leistungswerten in Anlehnung an die Definition der Standardlastprofile nach VDEW [23] enthalten sein. Jede 15min-Zeitreihe wird mit einer **Anlagenidentifikation (ID)** versehen und wird dadurch eindeutig einem Netzwerkelement zugeordnet.

- ⇒ Die **Anlagenidentifikation (ID)** entspricht inhaltlich dem **Anlagen-Identifier (ID)** für Lastprofile, der in .CSV-Dateien gespeichert werden.

Nach dem Einlesen der **JSON-Prognosedatei** identifiziert ATPDesigner automatisch den Zeitbereich, der sich durch die Zeitreihen ergibt und startet die Zeitreihenberechnung, d.h. die Lastflussberechnungen für jedes 15min-Intervall der Zeitreihe.

Der Dateiname der **JSON-Prognosedatei** kann vom Anwender frei definiert werden, da die **Anlagenidentifikation (ID)** zusammen mit den Werten der Prognose in der Prognosedatei enthalten sind.

- ⇒ Die **Dateierweiterung .JSON** ist verpflichtend, da ATPDesigner immer nach der jüngsten .JSON-Prognosedatei sucht.

Da der Zeitbereich implizit in der Prognosedatei definiert ist, erfolgt keine Abfrage des Zeitbereiches z.B. durch einen Eingabedialog wie bei anderen zeitreihenbasierten Lastflussberechnungen. Die Zeitreihenberechnung kann manuell oder automatisiert gestartet werden.

- ⇒ Der Zeitbereich der Zeitreihenberechnung wird durch Auswertung der JSON-Objekte **timeseries** in der JSON-Prognosedatei automatisch ermittelt. Einstellungen z.B. in dem JSON-Objekt **tasklist** werden nicht berücksichtigt.

14.9.1 Start einer zeitreihenbasierten Lastflussberechnung mit JSON-Prognosedatei

Die zeitreihenbasierten Lastflussberechnung mit einer JSON-Prognosedatei kann manuell oder automatisiert erfolgen.

1. Manueller Start der Zeitreihenberechnung

Der Start kann manuell über das Hauptmenü **Prüfungen** und dem Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten** mit **Lastfluss: Prognose** erfolgen. Bei der Berechnung wird automatisch die zeitlich jüngste im Unterverzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis** [Bd. 1] hinterlegte **JSON-Prognosedatei** eingelesen und ausgewertet. Der Zeitbereich der Zeitreihenberechnung wird automatisch aus den JSON-Objekten **timeseries** der **JSON-Prognosedatei** ermittelt. Daher erfolgt keine Abfrage des Zeitbereiches der Zeitreihenberechnung durch einen Dialog.

2. Automatisierter Start der Zeitreihenberechnung durch den **FileWatcher**

Der automatisierte Aufruf erfolgt dabei über ein Dateiinterface, realisiert in Form eines **FileWatcher**. Wird durch ATPDesigner eine neue **JSON-Prognosedatei** im Verzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis** [Bd. 1] erkannt, so wird die Zeitreihenberechnung gestartet. Der Zeitbereich der Zeitreihenberechnung wird automatisch aus den JSON-Objekten **timeseries** der **JSON-Prognosedatei** ermittelt. Der automatisierte Start der Zeitreihenberechnung eignet sich daher optimal, um Lastflussberechnungen durch externe Softwaresysteme z.B. durch Dateiübertragung über Kommunikationsverbindungen zu starten.

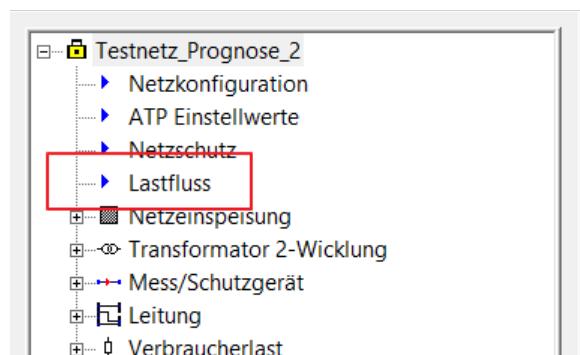
Liegen mehrere **JSON-Prognosedateien** in dem Verzeichnis **Monitoring**, so wird die zeitlich aktuellste Datei (Auswertung von Datum und Uhrzeit des Dateieintrages) eingelesen und als **JSON-Prognosedatei** verwendet.

14.9.2 Lastflussberechnungen mit Prognosewerten über FileWatcher

Um Lastflussberechnungen mit Prognosen automatisiert durchzuführen, muss wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt in der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch ...** der Einstellwert **Prognose** eingestellt werden.

- ⇒ Hauptmenü **ATP**
- ⇒ Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**

oder in den Registerkarten der **Projektinformationen** durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Eintrag **Lastfluss**.



Alternativ kann auch die Registerkarte **JSON-Prognosedatei** im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** verwendet werden.

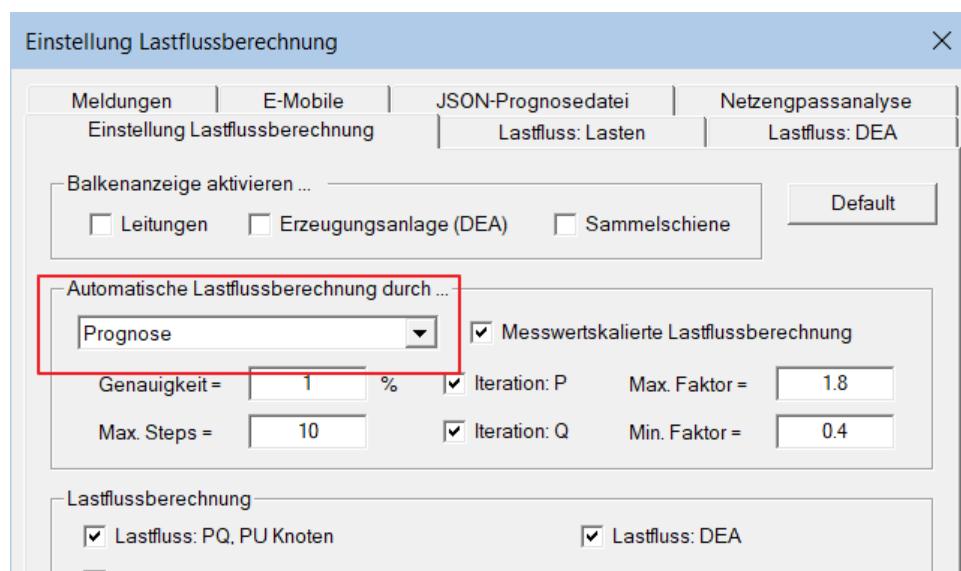


Abbildung 30: Aktivierung des FileWatcher für Funktion Lastfluss: Prognose

Das Netzberechnungsprogramm überwacht nach dem Schließen des Einstelldialogs das Verzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis** mit einem **FileWatcher**. Wird eine Änderung innerhalb des Verzeichnisses durch ATPDesigner erkannt, so wird falls vorhanden die zeitlich aktuelle **JSON-Prognosedatei** eingelesen, ausgewertet und die Lastflussberechnungen mit den Prognosewerten gestartet.

Die Lastflussberechnungen mit Prognosewerten kann auch wie schon beschrieben manuell gestartet werden. Auch hier wird die zeitlich aktuellste **JSON-Prognosedatei** eingelesen und ausgewertet.

14.9.3 Format der JSON-Prognosedatei

Die **JSON-Prognosedatei** beinhaltet die nachfolgenden Sektionen.

- Sektion [Header](#): Informationen zu Autor, Programmversion, Datendatei, usw.
- Sektion [15min-Zeitreihe als Prognose](#): Prognosedaten für z.B. Erzeugungsanlagen (DEA), die von ATPDesigner importiert werden,
- Sektion [Einstellwerte und Eigenschaften von Netzwerkelementen](#): Einstellwerte für Netzwerkelemente verändert oder Netzwerkelemente aktiviert oder deaktiviert werden,
- Sektion [Automatisierter Start eines Verarbeitungsprozesses](#): ein Verarbeitungsprozess wie z.B. eine Lastflussberechnung mit Zeitreihen wie z.B. Lastfluss: Lastprofile gestartet werden,
- Sektion [Liste der E-Mail-Adressen](#): eine Liste von E-Mail-Adressen definiert werden.

Nachfolgend ist beispielhaft ein Auszug aus einer **JSON-Prognosedatei** mit Header und dem Beginn einer Zeitreihe z.B. für 15min-Lastprofilwerte dargestellt, die mit dem JSON-Array **timeseries** beschrieben wird.

```
[
  {
    "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
    "date": "12.08.2023",
    "time": "23:53:42",
    "description": "Export JSON-Prognosedatei",
    "filetype": "forecast",
    "fileversion": "1",
    "fileformat": "1",
    "simulationtime": "16.10.2023 00:15 DST=1 - 16.10.2023 00:00 DST=1",
    "operationmode": "Ein definierter Tag",
    "program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.89 - 10.08.2023",
    "datafile": "C: NetzeMitSLP_Netz20kVLastDEAMitSLP.bnet"
  },
  {
    "id": "Load 1;H0",
    "label": "Load 1;H0",
    "unit_1": "P[kW]",
    "unit_2": "Q[kvar]",
    "timeseries": [
      {
        "timestamp_s": 1691792100,
        "value_1": 89.840,
        "value_2": 0.000
      },
      ...
    ]
  }
]
```

14.9.3.1 Bezeichner zur Identifikation der Sektion der JSON-Prognosedatei

Innerhalb der **JSON-Prognosedatei** sind die in der folgenden Tabelle angegebene Bezeichner von zentraler Bedeutung, da ATPDesigner die **JSON-Prognosedatei** nur dann verarbeitet, wenn mindestens eine Sektion mit dem zugehörigen Bezeichner in der **JSON-Prognosedatei** enthalten ist.

Sektion	Bedeutung
<u>emaillist</u>	Liste von E-Mail-Adressen
<u>timeseries</u>	Prognosedaten als Zeitreihe (Sektion 15min-Zeitreihe als Prognose)
<u>tasklist</u>	Liste der auszuführenden Verarbeitungsprozesse
<u>netobjects</u>	Einstellwerte und Eigenschaften von Netzwerkelementen ändern

14.9.3.2 Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei

Nachfolgend ist beispielhaft das Format der **JSON-Prognosedatei** [28] abgebildet. Das Beispiel besteht aus der Sektion Header und der Sektion 15min-Zeitreihe als Prognose, in der eine Anlage mit einer 15min-Zeitreihe abgebildet ist.

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei	Syntax	m/o
[Beginn der Prognosedatei	
{	---	m
"author": "PowerEngS",	Beginn des Headers	
"date": "23.08.2022",	---	m
"time": "13:08:20",	"Text"	o
"description": "JSON-Forecast File _PROG 17.06.2016 5:00 - 5:15",	"Text"	o
"filetype": "Prognose",	"Text"	o
"fileversion": "1",	"Text"	m
"fileformat": "1",	"Ganze Zahl"	m
"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.70 - 29.07.2022",	"Ganze Zahl"	m
"datafile": ".../Feldtestgebiet.bnet"	"Text"	o
"Text"	"Text"	o
}	Ende des Headers	
{	---	m
"Beginn der 1. Anlage		
---	---	m
"Text"	"Text"	m
"Text"	"Text"	o
"Text"	"Text"	m
"Beginn der Zeitreihe		
---	---	m
"Beginn des 1. Zeitstempels		
---	---	m
"timestamp": 1466132400000,	"Ganze Zahl"	m
"value_1": 0.0	Fließkommazahl	m
"Ende des 1. Zeitstempels		
---	---	m
"Beginn des 2. Zeitstempels		
---	---	m
"timestamp": 1466133300000,	"Ganze Zahl"	m
"value_1": 0.0	Fließkommazahl	m
"Ende des 2. Zeitstempels		
---	---	m
"Ende der Zeitreihe		
---	---	m
"Ende der 1. Anlage		
}	---	m

Struktur und Aufbau sowie die Bedeutung der Bestandteile der **JSON-Prognosedatei** werden nachfolgend detailliert erläutert. S wird hier darauf hingewiesen, dass mit Hilfe einer Exportfunktion eine **JSON-Prognosedatei** [Bd. 1] im Sinne einer Vorlage erstellt werden kann. Der Export wird nachfolgend erläutert. Ein Anwendungsbeispiel ist in Kapitel 30.4 enthalten.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export, Prognose (JSON)**

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei	Syntax	m/o
[Beginn der Prognosedatei	
{	---	m
"author": "Max Mustermann",	Beginn des Headers	
"date": "23.08.2022",	---	m
"time": "13:08:20",	"Text"	o
"description": "Prognosedatei",	"Text"	o
"filetype": "Prognose",	"Text"	o
"fileversion": "1",	"Text"	m
"fileformat": "1",	"Ganze Zahl"	m
"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.70 - 29.07.2022",	"Ganze Zahl"	m
"datafile": ".../Feldtestgebiet.bnet"	"Text"	o
"	"Text"	o
}	Ende des Headers	
	---	m

author	Autor der JSON-Datei
date	Datum der Erstellung
time	Zeit der Erstellung
description	Anwenderspezifische Beschreibung
filetype	Typ der JSON-Datei
fileversion	Version der JSON-Datei
fileformat	Version des Formates der JSON-Datei
simulationtime	Vom Anwender im Einstelldialog Lastflussberechnung mit Lastprofilen eingestellter Zeitbereich
operationmode	Betriebsart der Lastflussberechnung mit Lastprofilen
program_version	Programmversion von ATPDesigner
datafile	Dateiname und Pfad der .NET-Datei des Stromnetzes

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei	Syntax	m/o
[
{	Beginn der 1. Anlage	
"type": "21",	---	m
"id": "ID1",	"Text"	o
"label": "PV-Anlage X",	"Text"	m
"unit_1": "P[kW]",	"Text"	o
"unit_2": "Q[kvar]",	"Text"	m
"timeseries": [Beginn der Zeitreihe	
{	---	m
"timestamp": 1466132400000,	Beginn des 1. Zeitstempels	
"value_1": 50.0,	---	m
"value_2": 5.0	Ganze Zahl	m
,	Fließkommazahl	m
{	Fließkommazahl	o
"timestamp": 1466133300000,	Ende des 1. Zeitstempels	
"value_1": 10.5,	---	m
"value_2": 2.5	Ganze Zahl	m
}	Beginn des 2. Zeitstempels	
{	Fließkommazahl	m
"timestamp": 1466133300000,	Fließkommazahl	m
"value_1": 10.5,	Fließkommazahl	o
"value_2": 2.5	Ende des 2. Zeitstempels	
}	---	m
]	Ende der Zeitreihe	
	---	m

},	Ende der 1. Anlage	---	m
{	Beginn der 2. Anlage	---	m
" type ": "21",	"Text"	o	
" id ": "ID2",	"Text"	m	
" label ": "Windpark Y",	"Text"	o	
" unit_1<td>"Text"</td><td>m</td><td></td>	"Text"	m	
" timeseries ": [<u>Beginn der Zeitreihe</u>	---	<u>m</u>
{	<u>Beginn des 1. Zeitstempels</u>	---	<u>m</u>
" timestamp ": 1466132400000,	<u>Ganze Zahl</u>	m	
" value_1 ": 50.0	<u>Fließkommazahl</u>	m	
},	<u>Ende des 1. Zeitstempels</u>	---	<u>m</u>
{	<u>Beginn des 2. Zeitstempels</u>	---	<u>m</u>
" timestamp ": 1466133300000,	<u>Ganze Zahl</u>	m	
" value_1 ": 10.5	<u>Fließkommazahl</u>	m	
}	<u>Ende des 2. Zeitstempels</u>	---	<u>m</u>
]	<u>Ende der Zeitreihe</u>	---	<u>m</u>
},	Ende der 2. Anlage	---	m

type	Typ des Netzwerkelementes (optionale Angabe, kann ggf. entfallen)
id	Eindeutige Anlagenidentifikation (ID) (max. 20 Zeichen)
label	Anwenderspezifischer Name (max. 40 Zeichen)
unit_1	Einheit von value_1
unit_2	Einheit von value_2
timeseries	Sektion: Beginn der Zeitreihe
timestamp	Zeitstempel (Unix-Zeit ⁵) in ms
timestamp_s	Zeitstempel (Unix-Zeit ⁵) in s
value_1	Wert von unit_1
value_2	Wert von unit_2

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei	Syntax	m/o
{	Beginn der Sektion	
" tasklist ": [<u>Beginn der Taskliste</u>	m
{	<u>Beginn</u>	
" task ": "LFProfiles",	"Text"	m
" opmode ": "day",	"Text"	o
" datestart ": "02.07.2021",	"Text"	o
" dateend ": "02.02.2021"	"Text"	o
}	<u>Ende</u>	
]	<u>Ende der Taskliste</u>	

⁵ Epoch Unix Timestamp www.unixtimestamp.com

	---	m
},	Ende der Sektion	
	---	m

tasklist	Sektion: Liste der auszuführenden Prozesse (Taskliste)
Task	Bezeichner des Prozesses (Task)
opmode	Betriebsart z.B. für einen Tag
datestart	Datum des Startes im Format TT.MM.JJJ
dateend	Datum des Endes im Format TT.MM.JJJ

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei	Syntax	m/o
{	Beginn der Sektion	
"netobjects": [<u>Beginn der Netzobjekte</u>	
{	---	m
" refname ": " Load 1 ",	"Text"	m
" enabledtrue oder false	Boolean	m
},	Ende des 1. Netzobjektes	
{	---	m
" refname ": " 3Ph 1 ",	"Text"	m
" enabled ": true oder false ,	Boolean	m
" loadprofile ": " 02.07.2021 ",	"Text"	o
" pn ": 5.5	Fließkommazahl	o
}	Ende des 2. Netzobjektes	
]	---	m
}	<u>Ende der Netzobjekte</u>	
	---	m
	Ende der Sektion	
	---	m

netobjects	Sektion: Eigenschaften der Netzwerkelemente (Netzobjekte)
refname	Referenzname des Netzwerkelementes (Netzobjektes)
enabled	aktiviert oder deaktiviert
loadprofile_id	Eindeutige Anlagenidentifikation (ID) (max. 20 Zeichen)
pn	Wirkleistung P _n in kW

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei	Syntax	m/o
{	Beginn der Sektion	
"emaillist": [<u>Beginn der E-Mail-Liste</u>	
{	---	m
" enabled ": true oder false ,	Boolean	m
" name ": " Max Mustermann ",	"Text"	m
" attachment ": true oder false ,	Boolean	m
" email ": " max.mustermann@xxx.com ",	"Text"	m
" mode ": " forecast "	"Text"	m

<code>},</code>	<i>Ende des 1. E-Mail-Adr.</i>	
<code>{</code>	<i>---</i>	<i>M</i>
<code> "enabled": true oder false,</code>	<i>Beginn des 2. E-Mail-Adr.</i>	
<code> "name": "Max Mustermann",</code>	<code>"Text"</code>	<i>m</i>
<code> "attachment": true oder false,</code>	<code>Boolean</code>	<i>m</i>
<code> "email": "max.mustermann@xxx.com",</code>	<code>Boolean</code>	<i>m</i>
<code> "mode": "forecast"</code>	<code>"Text"</code>	<i>m</i>
<code>}</code>	<code>"Text"</code>	<i>m</i>
<code>]</code>	<i>Ende des 2. E-Mail-Adr.</i>	
<code>,</code>	<i>---</i>	<i>m</i>
	<i>Ende der E-Mail-Liste</i>	
	<i>---</i>	<i>m</i>
	Ende der Sektion	
	<i>---</i>	<i>m</i>

emaillist	Sektion: Liste der E-Mail-Adressen
enabled	E-Mail wird gesendet (= true)
name	Name des Empfängers
email	E-Mail-Adresse des Empfängers
mode	Betriebsart z.B. Prognose = forecast
attachment	Dateianhang wird angehängt (= true)

Abbildung 31: Definition und Struktur der JSON-Prognosedatei

Nachfolgend werden die verschiedenen Sektionen der **JSON-Prognosedatei** erläutert. Die Sektionen können einzeln oder in beliebiger Kombination verwendet werden.

14.9.3.3 JSON-Datei: Sektion Header

Die Sektion **Header** beinhaltet grundlegende Informationen über die vorliegende JSON-Datei.

Format des JSON-Headers	Syntax	m/o
Beginn des Headers		
{	---	m
"author": "PowerEngS",	"Text"	o
"date": "23.08.2022",	"Text"	o
"time": "13:08:20",	"Text"	o
"description": "Textelement",	"Text"	o
"filetype": "Text",	"Text"	m
"fileversion": "1",	"Ganze Zahl"	m
"fileformat": "1",	"Ganze Zahl"	m
"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.70 - 29.07.2022",	"Text"	o
"datafile": ".../Feldtestgebiet.bnet"	"Text"	o
Ende des Headers		
}	---	m

In der Spalte **m/o** wird angegeben, ob das Strukturelement verpflichtend erforderlich oder optional ist.

- **m** = mandatory = **verpflichtend**
- **o** = optional = **optional**

Bezeichner	Bedeutung	Syntax	m/o
author	Autor der JSON-Datei	"Text"	o
date	Datum in TT.MM.JJJJ	"Text"	o
time	Uhrzeit in HH:MM:SS	"Text"	o
description	Anwenderspezifische Beschreibung	"Text"	o
filetype	Typ der JSON-Datei <ul style="list-style-type: none"> ▪ Prognose <p>Bei anderen Verfahren, z.B. der Berechnung von Fahrplänen für Flexibilitäten, werden verschiedene Informationen über JSON-Dateien ausgetauscht.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Prognose → enthält die prognostizierten Werte für z.B. Bezugs- und Einspeiseleistung der Anlagen ▪ Flexibilitätspotential → enthält die verfügbare Flexibilität (z.B. mögliche Leistungsänderung) der Anlagen • Fahrplan → enthält die ermittelten Werte für z.B. Bezugs- und Einspeiseleistung der Anlagen auf Basis des geplanten Flexibilitätsabrufs 	"Text"	m

fileversion	Dateiversion: Ausgehend von der Grundstruktur können verschiedene Versionen für den Dateiaufbau festgelegt werden. Dies ermöglicht die Anpassung oder Ergänzung von Bezeichnern/Structurelementen o.ä. ▪ "1" = Format nach Kapitel 0	"Ganze Zahl"	m
fileformat	Dateiformat: Grundlegende Struktur der JSON-Datei ▪ "1" = Langes Format nach Kapitel 0 ▪ "2" = Kurzformat (noch zu definieren)	"Ganze Zahl"	m
program_version	Software-Version des verwendeten Programms, bspw. ATPDesigner	"Text"	o
datafile	Pfad zur JSON-Datei, bspw. der Netznachbildung (.BNET-Datei) des betrachteten Netzgebiets in ATPDesigner	"Text"	o
simulation-time	Vom Anwender im Einstelldialog Lastflussberechnung mit Lastprofilen eingestellter Zeitbereich, z.B. "simulationtime": "16.10.2023 0:15 DST=1 - 16.10.2023 0:0 DST=1"	"Text"	"O"
operation-mode	Betriebsart der Lastflussberechnung mit Lastprofilen, z.B. " Ein definierter Tag "	"Text"	"O"

14.9.3.4 JSON-Datei: Sektion 15min-Zitreie als Prognose

Wie in obiger Abbildung dargestellt können mit den nachfolgend aufgelisteten Befehlen beliebig viele Zeitreihen (JSON-Objekt **timeseries**) definiert werden. Eine Zeitreihe besteht aus einer zeitlich ansteigenden Folge von Structurelementen, die den Zeitstempel eines 15min-Intervalls im Unix-Format mit zugeordneten Daten enthalten. Die Bedeutung der Daten ist von dem Netzwerkelement wie z.B. der **Erzeugungsanlage (DEA)** abhängig, dem die Zeitreihe zugeordnet wird. Die Zuordnung zu den Netzwerkelementen erfolgt mit einer eindeutigen **Anlagenidentifikation (ID)**. Betrachtet werden

Verbraucherlasten im Verbraucherzählpfeilsystem

z.B. Haushalte, E-Mobile, Wärmepumpen, Speicher mit Bezugs-ID

- P>0 entspricht Wirkleistungsbezug
- P<0 entspricht Wirkleistungseinspeisung

Erzeugungsanlagen/Speicher mit Einspeise-ID

im Erzeugerzählpfeilsystem

- P>0 entspricht Wirkleistungseinspeisung
- P<0 entspricht Wirkleistungsbezug

Jede Zeitreihe muss mit einer eindeutigen **Anlagenidentifikation (ID)** gekennzeichnet werden und alle im Netzgebiet vorhandenen, über Prognosewerte nachgebildeten Anlagen/Messstellen müssen in der JSON-Datei vorhanden sein.

Bzgl. Inhalt und Struktur einer Zeitreihe sind folgende Regeln einzuhalten.

- Allen Anlagen muss die gleiche Zeitreihe zugeordnet werden.

- Eine Zeitreihe wird mit einer zeitlichen Schrittweite von 15min erstellt und muss beginnend mit dem ersten 15min-Zeitpunkt zeitlich aufsteigend aufgebaut sein.
- Jedem 15min-Zeitpunkt wird im Sinne eines 15min-Intervalls Daten z.B. eine Wirkleistung zugeordnet.
- Als Dezimaltrennzeichen werden Punkte verwendet

Die Prognosedaten werden von ATPDesigner ausgewertet. Für den in der JSON-Datei festgelegten Zeitbereiches, wird eine Zeitreihenberechnung mit einer Lastflussberechnung je 15min-Intervall durchgeführt.

Bezeichner	Bedeutung	Syntax	m/o
type	<u>Typkennung des Netzwerkelementes</u> Die Angabe der Zeile „type“ ist optional und kann entfallen oder als zusätzliche Information eingelesen werden. Die Zuordnung der Prognosewerte erfolgt ausschließlich über den Bezeichner id und unabhängig von der Typkennung.	„Ganze Zahl“	o
id	Eindeutige Kennzeichnung der Anlage (Anlagen-ID oder Anlagenidentifikation) als Identifikationsmerkmal ⇒ maximal 20 Zeichen	„Text“	m
label	Anwenderspezifischer Name der Anlage ⇒ maximal 40 Zeichen	„Text“	o
unit_1	Spezifiziert die Größe, die über value_1 angegeben wird. Kann sich abhängig vom Netzwerkelement unterscheiden. Für Verbraucherlasten und Erzeugungsanlagen (DEA) <ul style="list-style-type: none"> ▪ P[kW] bei filetype “Prognose” Bei Erweiterung des Verfahrens oder in anderen Verfahren ist z.B. die alternative Angabe einer Scheinleistung über “S[kVA]” denkbar.	„Text“	m
unit_n	$n \in \mathbb{N}, n > 1$ Spezifiziert die Größe, die durch den Bezeichner value_n angegeben wird. Kann sich abhängig vom Netzwerkelement unterscheiden. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Q[kvar] bei filetype “Prognose” Bei Erweiterung des Verfahrens oder in anderen Verfahren sind hier zusätzliche Angaben möglich. Für die Blindleistung Q sollte unit_2 und value_2 verwendet werden. unit_2 value_2 “Q[kvar]” prognostizierte Blindleistung einer Anlage (Bezug oder Einspeisung)	„Text“	o
timeseries	Startkennung der Zeitreihe	---	m
timestamp	Datum und Uhrzeit eines 15min-Intervalls im Unix-Format (UCT) in Millisekunden	Ganze Zahl	m

timestamp_s	Datum und Uhrzeit eines 15min-Intervalls im Unix-Format (UCT) in Sekunden Wird rechtsbündig angegeben, d.h. 00:15 Uhr entspricht dem Intervall 00:00-00:15 Uhr.		
value_1	<p>Wert der Anlage mit der id für das 15min-Intervall gemäß timestamp in der in unit_1 definierten Größe</p> <p>unit_1 value_1 P[kW] prognostizierte Wirkleistung einer Anlage (Bezug oder Einspeisung)</p> <p>Als Datentypen werden vom JSON-Parser Zahlen der Datentypen double, int und int64 in eine Fließkommazahl konvertiert. In allen anderen Fällen wird die Verarbeitung der JSON-Prognosedatei mit einer Fehlermeldung im Meldungsfenster abgebrochen.</p> <p>⇒ Eine Zahl ohne führende Null, z.B. .1234 wird nicht als Fließkommazahl erkannt und führt zum Abbruch der Verarbeitung der JSON-Prognosedatei.</p>	Fließ-kommazahl	m
value_n	<p>$n \in \mathbb{N}, n > 1$</p> <p>Wert der Anlage mit dem Bezeichner id für das 15min-Intervall gemäß timestamp in der in unit_n definierten Größe</p> <p>Bei Erweiterung des Verfahrens oder in anderen Verfahren sind hier zusätzliche Angaben möglich.</p> <p>Für die Blindleistung Q sollte unit_2 und value_2 verwendet werden.</p> <p>unit_2 value_2 Q[kvar] prognostizierte Blindleistung einer Anlage (Bezug oder Einspeisung)</p> <p>Als Datentypen werden vom JSON-Parser Zahlen der Datentypen double, int und int64 in eine Fließkommazahl konvertiert. In allen anderen Fällen wird die Verarbeitung der JSON-Prognosedatei mit einer Fehlermeldung im Meldungsfenster abgebrochen.</p> <p>⇒ Eine Zahl ohne führende Null, z.B. .1234 wird nicht als Fließkommazahl erkannt und führt zum Abbruch der Verarbeitung der JSON-Prognosedatei.</p>	Fließ-kommazahl	o

14.9.3.5 JSON-Datei: Sektion Liste der E-Mail-Adressen

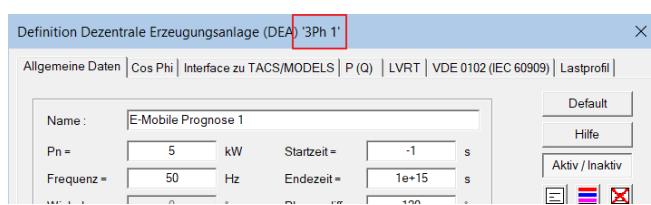
Mit den nachfolgend aufgelisteten Befehlen können E-Mails mit den Berechnungsergebnissen als Anhang nach Ausführung der Berechnungen versendet werden.

Bezeichner	Bedeutung	Syntax	m/o
emaillist	Bezeichner der Sektion: Liste der E-Mails mit Optionen	---	m
enabled	<ul style="list-style-type: none"> ▪ true = E-Mail wird versendet ▪ false = E-Mail wird nicht versendet ▪ Grundeinstellung = true Es wird der Einstellwert EIN der Tabelle der E-Mail Konfigurationsliste verändert. 	true, false	o
name	Name des Adressaten	"Text"	m
email	E-Mail Adresse z.B. willi.mustermann@xxx.com	"Text"	m
mode	<ul style="list-style-type: none"> ▪ forecast = Menüpunkt Lastfluss: Prognose ▪ scaledLF = Menüpunkte Lastfluss: Messwert-skalierung und Lastfluss: Automatische Messwertskalierung ▪ LFProfiles = Menüpunkt Lastfluss: Lastprofile 	"Text"	m
attachment	<ul style="list-style-type: none"> ▪ true = Es werden optional an die E-Mail Dateien mit Ergebnissen angehängt ▪ false = sonst ▪ Grundeinstellung = false 	true, false	o

14.9.3.6 JSON-Datei: Sektion Einstellwerte und Eigenschaften von Netzwerkelementen

Mit den nachfolgen aufgelisteten Befehlen können Eigenschaften der Netzwerkelemente und deren Einstellwerte verändert werden.

Bezeichner	Bedeutung	Syntax	m/o
netobjects	Bezeichner der Sektion: Liste der E-Mails mit Optionen	---	m
refname	Referenzname des Netzwerkelementes Der Referenzname eines Netzwerkelementes ist in der Kopfzeile des Einstelldialogs '...' enthalten. In der nachfolgenden Abbildung ist der Referenzname 3Ph 1 . Auf Leerzeichen etc. muss geachtet werden.	"Text"	m
enabled	<ul style="list-style-type: none"> ▪ true = E-Mail wird versendet ▪ false = E-Mail wird nicht versendet <p>Es wird der Einstellwert EIN der Tabelle der E-Mail Konfigurationsliste verändert.</p>	true, false	m



14.9.3.6.1 JSON-Datei: Optionen für Erzeugungsanlage (DEA)

Die nachfolgenden Strukturelemente werden nur verarbeitet, wenn Einstellwerte einer **Erzeugungsanlage (DEA)** verändert werden.

Bezeichner	Bedeutung	Syntax	m/o
loadprofile_id	Eindeutige Kennzeichnung der Anlage (Anlagen-Identifier ID oder Anlagenidentifikation ID) als Identifikationsmerkmal Mit diesem Einstellwert wird die Prognosezeitreihe aus der JSON-Prognosedatei (Bezeichner id) definiert.	"Text"	o
pn	Nennwirkleistung in kW, Registerkarte Allgemeine Daten des Einstelldialogs	"Text"	o

14.9.3.7 JSON-Datei: Sektion Automatisierter Start eines Verarbeitungsprozesses

Mit den nachfolgen aufgelisteten Befehlen kann automatisiert ein Verarbeitungsprozess (Task), d.h. eine Berechnungsmethode wie z.B. eine **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** gestartet werden.

Bezeichner	Lastflussberechnung mit Lastprofilen	Syntax	m/o
tasklist	Bezeichner der Sektion: Liste der auszuführenden Prozesse (Taskliste)	---	m
task	Bezeichner des Prozesses (Task): LFProfiles ▪ Hauptmenü Prüfungen, Lastfluss mit Flexibilitäten ▪ Menüpunkt Lastfluss: Lastprofile	"Text"	m
opmode	Betriebsart des Prozesses (Task) ▪ day = Lastflussberechnung für einen Tag, d.h. 96 15min-Intervalle	"Text"	o
datestart	Datum des Startes des Prozesses ▪ day : Datum des Tages	"Text" TT.MM.JJJJ	o
dateende	Datum des Endes des Prozesses ▪ day : ohne Bedeutung	"Text" TT.MM.JJJJ	o

Bezeichner	Lastflussberechnung	Syntax	m/o
tasklist	Bezeichner der Sektion: Liste der auszuführenden Prozesse (Taskliste)	---	m
task	Bezeichner des Prozesses (Task): loadflow ▪ Hauptmenü ATP ▪ Menüpunkt Netzberechnung starten (Strg + E)	"Text"	m
netfile	Verzeichnis und Name der .NET-Datei , z.B. C:\\ATPDesigner\\Data\\network_15.bnet	"Text"	o

14.9.3.8 JSON-Datei: Export einer JSON-Prognosedatei

Der Anwender kann mit Hilfe einer Exportfunktion eine **JSON-Prognosedatei** auf Basis eines vorhandenen Stromnetzes, indem z.B. ein Netzwerkelement **Verbraucherlast** mit

Lastprofilen parametriert ist, im Sinne einer syntaktisch korrekten Vorlagendatei (Template) erstellen. Näheres zu der Exportfunktion ist in [Bd. 1] erläutert.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export, Prognose (JSON)**

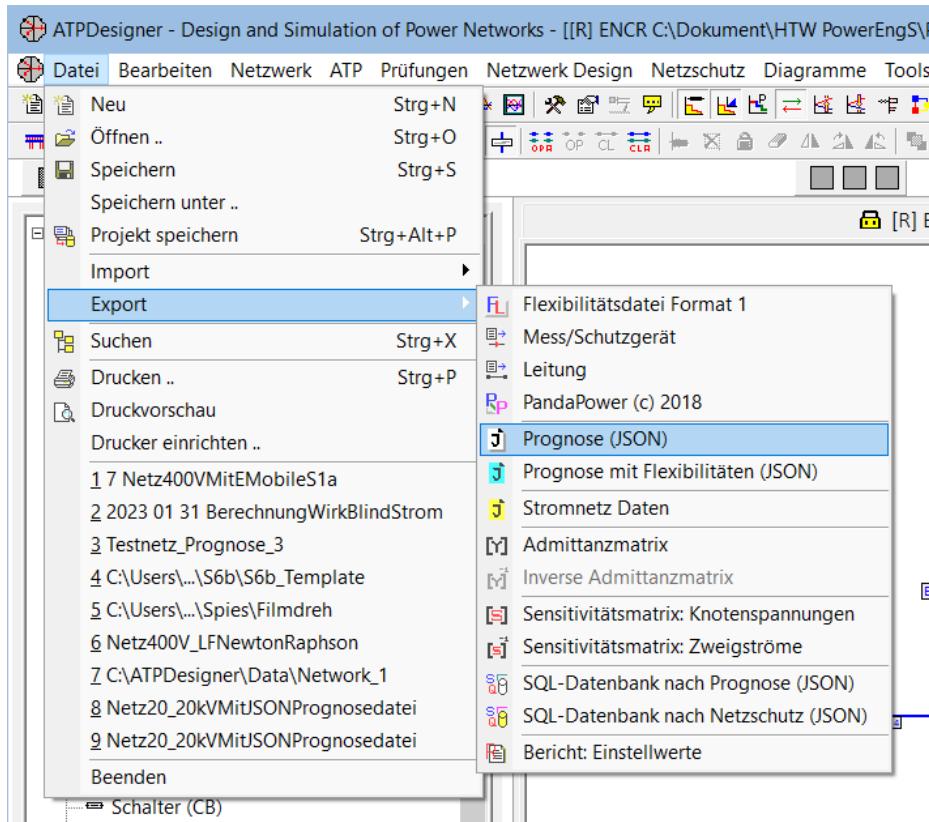


Abbildung 32: Export einer JSON-Prognosedatei

Im nächsten Schritt muss der Anwender den Zeitbereich einstellen. Der Einstelldialog **Prognose JSON Export** ist in der nächsten Abbildung dargestellt. Es ist darauf zu achten, dass die Einstellung **Sommerzeit** dem Datum entsprechend aktiviert oder deaktiviert werden muss.

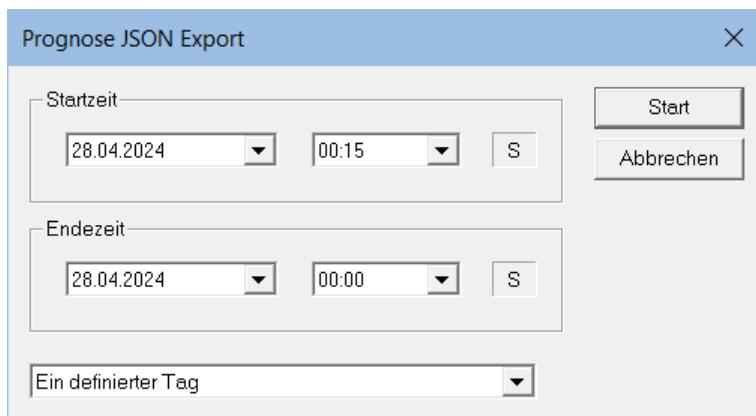


Abbildung 33: Einstelldialog Prognose JSON Export – Zeitbereich der Lastflussberechnung

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft ein Ausschnitt aus der exportierten **JSON-Prognosedatei** dargestellt.

```
[
  {
    "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
    "date": "16.10.2023",
    "time": "19:57:39",
    "description": "Export JSON-Prognosedatei",
    "filetype": "forecast",
    "fileversion": "1",
    "fileformat": "1",
    "simulationtime": "16.10.2023 0:15 DST=1 - 16.10.2023 0:0 DST=1",
    "operationmode": "Ein definierter Tag",
    "program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.90 - 16.10.2023",
    "datafile": "00_23_7_NetzeMitSLP_TestNetzFuerJSON_ID.bnet"
  },
  {
    "id": "H0",
    "label": "Load 1;H0",
    "unit_1": "P[kW]",
    "unit_2": "Q[kvar]",
    "timeseries":
    [
      {
        "timestamp_s": 1697408100,
        "value_1": 0.778,
        "value_2": 0.000
      },
      {
        "timestamp_s": 1697409000,
        "value_1": 0.696,
        "value_2": 0.000
      }
    ]
  }
]
```

Abbildung 34: Ausschnitt aus der JSON-Prognosedatei

Die JSON-Prognosedatei kann von ATPDesigner eingelesen und die darin enthaltenen Zeitreihen als Signale in einem **Diagramm** angezeigt werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Öffnen ..**
- Auswahl der Erweiterung **JSON-Datei (*.JSON)**

Mit Hilfe des Dialogs **JSON-Datei einlesen** kann wie in den nachfolgenden Abbildungen gezeigt ein oder mehrere Signale zur Darstellung in einem Diagramm ausgewählt und angezeigt werden.

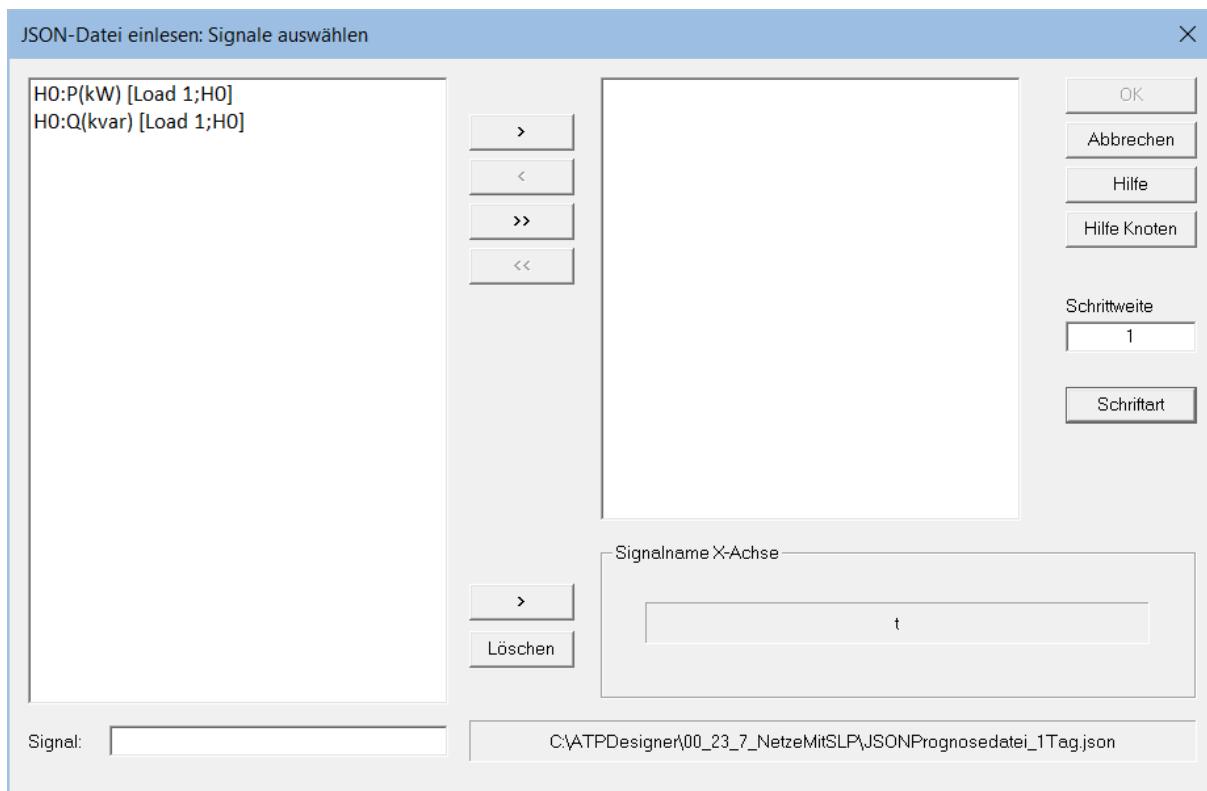


Abbildung 35: JSON-Prognosedatei: Signalauswahl zur Darstellung in einem Diagramm

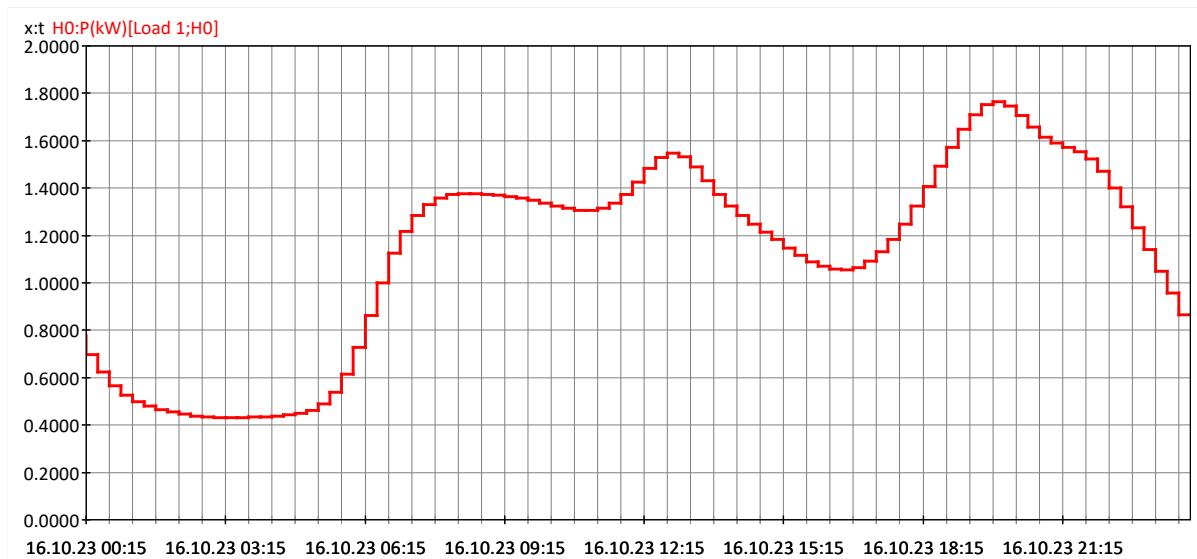


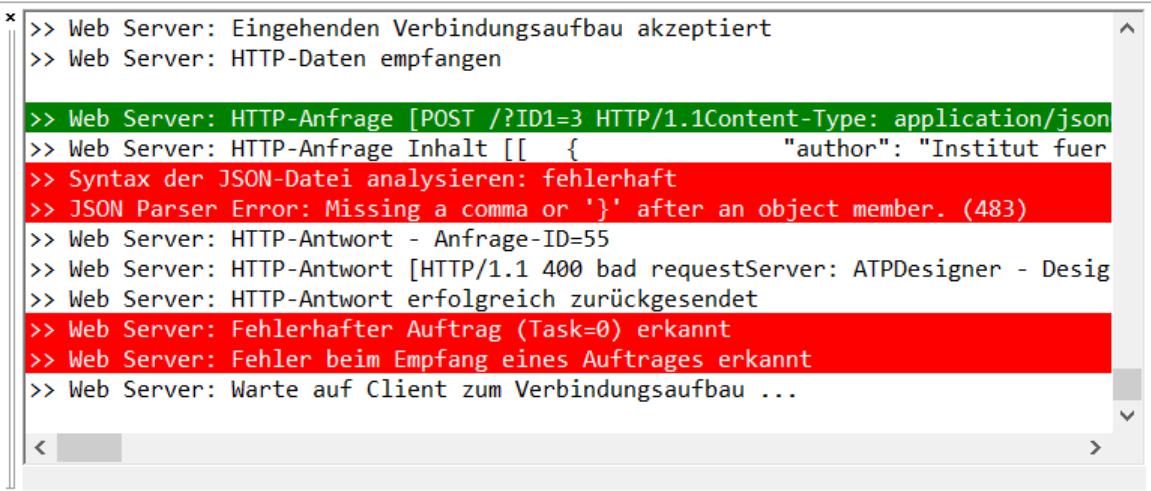
Abbildung 36: Darstellung des ausgewählten Signals der JSON-Prognosedatei

Mit Hilfe, der für Diagramme z.B. verfügbaren **Diagramm Cursor** können Werte abgelesen werden. Auch ist es möglich, mit dem Dialog Daten konvertieren die Signale aus der JSON-Prognosedatei z.B. in eine .CSV-Datei zu konvertieren.

14.9.3.9 JSON: Fehlermeldungen des JSON-Parsers

ATPDesigner verwendet einen JSON-Parser, um die JSON-Prognosedatei hinsichtlich der Einhaltung des JSON-Formates [28] zu überprüfen. Wird ein Syntaxfehler in der

JSON-Prognosedatei erkannt, wird wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben.



```
>> Web Server: Eingehenden Verbindungsaufbau akzeptiert
>> Web Server: HTTP-Daten empfangen

>> Web Server: HTTP-Anfrage [POST /?ID1=3 HTTP/1.1Content-Type: application/json
>> Web Server: HTTP-Anfrage Inhalt [[ { "author": "Institut fuer
>> Syntax der JSON-Datei analysieren: fehlerhaft
>> JSON Parser Error: Missing a comma or ')' after an object member. (483)
>> Web Server: HTTP-Antwort - Anfrage-ID=55
>> Web Server: HTTP-Antwort [HTTP/1.1 400 bad requestServer: ATPDesigner - Desig
>> Web Server: HTTP-Antwort erfolgreich zurückgesendet
>> Web Server: Fehlerhafter Auftrag (Task=0) erkannt
>> Web Server: Fehler beim Empfang eines Auftrages erkannt
>> Web Server: Warte auf Client zum Verbindungsaufbau ...
```

Abbildung 37: Fehlermeldung des JSON-Parsers im **Meldungsfenster**

14.9.4 Fahrplan und Fahrplanmessgeräte - Ausgabe der Ergebnisse in eine Datei

Mit Hilfe von **Mess/Schutzgeräten** können an beliebigen Netzknoten [Fahrplanmessgeräte](#) vorgesehen werden. An den Messorten der **Fahrplanmessgeräte** werden für jedes 15min-Intervall der Zeitreihenberechnung Spannungen, Ströme, Leistungen, etc. ermittelt und eine .CSV-Datei und eine .XML-Datei [21] gespeichert. Ebenfalls ist die Uhrzeit und das Datum der 15min-Intervalle enthalten. Werden mehrere Fahrplanmessgeräte verwendet, werden die Ergebnisse an deren Netzknoten zeilenweise ausgegeben. Die XML-Datei kann direkt mit einer Tabellenkalkulationssoftware wie z.B. Excel eingelesen und verarbeitet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Darstellung in Excel.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P					
1	#schedule																			
2	## timestamp	Prb 2	P [MW]	P2	Q [Mvar]	P2	S [MVA]	P2	IL1[p.u.]	P2	IL2[p.u.]	P2	IL3[p.u.]	P2	ULL.L12[p.u.] phi.L12[""] P2	ULL.L23[p.u.] phi.L23[""] P2	ULL.L31[p.u.] phi.L31[""] P2	PL1[MW]	P2	PL2[M
3	1690150500	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3				
4	1690151400	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3				
5	1690152300	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3				
6	1690153200	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3				
7	1690154100	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3				
8	1690155000	2	504.679	0.765336	510.449	0.372836	0.372836	0.372836	0.988062	147.745	0.988062	277.445	0.988062	-922.555	168.226	1€				
9	1690155900	2	504.679	0.765336	510.449	0.372836	0.372836	0.372836	0.988062	147.745	0.988062	277.445	0.988062	-922.555	168.226	1€				
10	1690156800	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3				
11	1690157700	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3				
12	1690158600	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3				

Abbildung 38: Ausgabe der berechneten Werte mit Fahrplanmessgeräten als Fahrplan

Die .CSV-Datei und die .XML-Datei werden im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** gespeichert. Das Unterverzeichnis wird automatisch angelegt. Die Dateinamen sind wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

YYYYMMTThhmmss_NetDateiname_FPFORC.csv
YYYYMMTThhmmss_NetDateiname_FPFORC.xml

⇒ Verzeichnis: **Projektverzeichnis \ Results**

Beim Einlesen der .CSV-Datei z.B. in Excel ist darauf zu achten, dass die Ausgabe der Werte in die .CSV-Datei nach angelsächsischer Notation erfolgt. Die Interpretation von Dezimalpunkt und Tausender-Trennzeichen sind ggfs. anzupassen.

14.9.4.1 Automatische Benachrichtigung durch eine E-Mail

Die JSON-Prognosedatei kann optional eine Liste von E-Mail-Adressen beinhalten, die nach der Beendigung der Zeitreihenberechnung automatisch eine Benachrichtigung durch eine E-Mail erhalten.

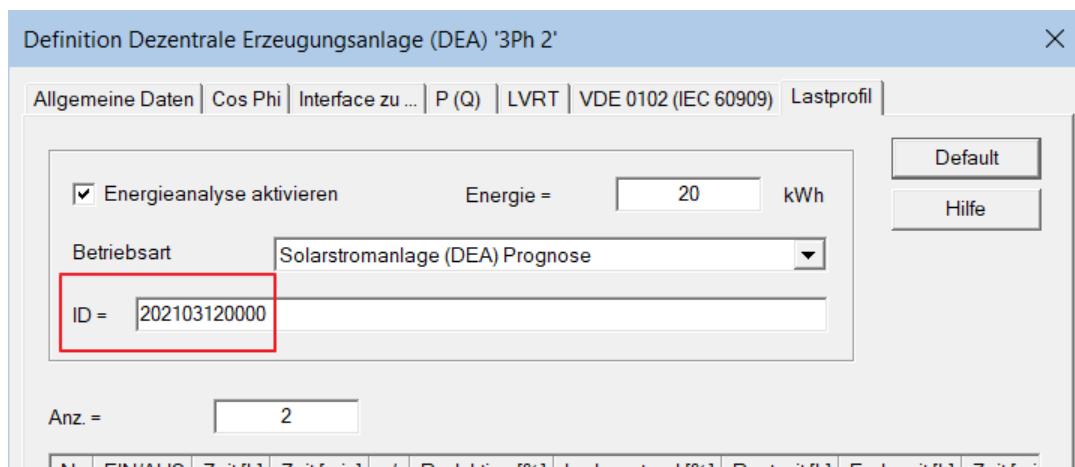
1. Ist in der **JSON-Prognosedatei** eine E-Mail-Liste enthalten, so wird die in der .NET-Datei ggfs. schon vorhandene Liste der E-Mail-Adressen gelöscht.
2. Die Liste der E-Mail-Adressen wird mit der E-Mail-Liste der **JSON-Prognosedatei** neu aufgebaut.
3. Das Verfahren wird für den manuellen Start der Zeitreihenberechnung mit **JSON-Prognosedatei** und den Start durch den **FileWatcher** angewendet.

14.9.5 Anwendung der JSON-Prognosedatei: Erzeugungsanlage (DEA)

Die **JSON-Prognosedatei** kann für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet werden, um eine Zeitreihenberechnung, d.h. eine Lastflussberechnung mit einer Zeitreihe von 15min-Intervallen mit einer konstant angenommener Wirk- und Blindleistung durchzuführen. Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, müssen dazu Einstellungen in der Registerkarte **Lastprofil** vorgenommen werden.

- Aktivierung des Einstellwertes **Energieanalyse aktivieren**
- Eine der folgenden Betriebsarten auswählen
 - **Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID)**
 - **Elektromobil Prognose (ID)**
 - **Batteriespeicher Prognose (ID)**
- Identifikationsmerkmal **ID** zur **Anlagenidentifikation (ID)** eingeben
- Die Jahresenergiemenge kann im Einstellwert **Energie** eingetragen werden, wird aber von der Berechnungsmethode nicht verwendet. Im nachfolgenden Beispiel ist der Einstellwert **Energie** daher mit 0 kWh definiert.

Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Ausschnitt des Einstelldialogs als Beispiel.



Nach dem Start der Lastflussberechnung mit Prognosewerten wird die **JSON-Prognosedatei** eingelesen, ausgewertet und durch das Identifikationsmerkmal **ID** werden die Zeitreihen aus der JSON-Datei den Netzwerkelementen zugeordnet. Das [Identifikationsmerkmal ID](#) selbst kann optional in der JSON-Prognosedatei der **Erzeugungsanlage (DEA)** zugewiesen werden.

- ⇒ Der jedem 15min-Intervall zugeordnete Wert (**value_1**) wird als Einstellwert der Wirkleistung **P_n** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs verwendet.

Die Betriebsart der Erzeugungsanlage (DEA) sollte daher auf **P_n (IL: 3p) = const.** eingestellt werden. Die [Wirkleistung P_n](#) selbst kann optional in der JSON-Prognosedatei der **Erzeugungsanlage (DEA)** zugewiesen werden.

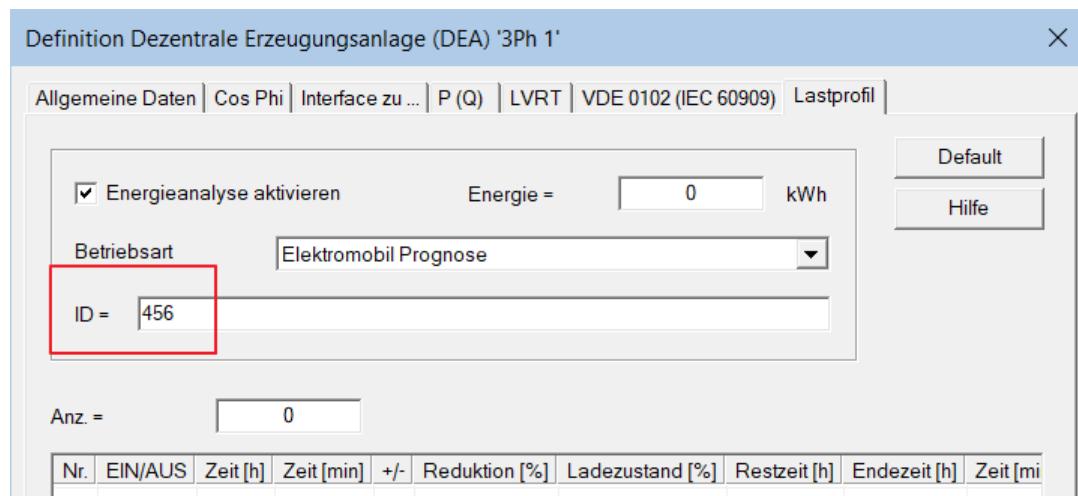


Abbildung 39: Erzeugungsanlage (DEA) - Lastflussberechnung mit Prognosewerten

14.9.6 Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung in einer JSON-Datei

Die Ergebnisse einer Lastflussberechnung (Messwerte MW), die für ein 15min-Zeitintervall berechnet und in der Tabelle **Messergebnisse** angezeigt werden können, werden auch in einer JSON-Datei im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_LFMW.JSON

⇒ **Verzeichnis:** **Projektverzeichnis \ Results**

Nachfolgend ist ein Ausschnitt aus der JSON-Datei mit Messwerten dargestellt.

```
[  
  {  
    "Name Software": "ATPDesigner",  
    "Version Software": "Version 4.01.97 - 24.11.2024",  
    "Version Net File": "Version NET File 6.3 - 22.01.2021",  
    "File Name": "C:\\Users\\..\\Projekt_JSON.bnet",  
    "timestamp": "24.11.2024 24.11.2024",  
    "fn [Hz)": 50  
  },  
  {  
    "Name": "Prb 1",  
    "User Name": "",  
    "UL1 [%]": 105.091,  
    "UL2 [%]": 105.091,  
    "UL3 [%]": 105.091,  
    "UL1 [V]": 66741.6,  
    "UL2 [V]": 66741.7,  
    "UL3 [V]": 66741.6,
```

Struktur und Inhalt der Datei sind im Kapitel **Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung (Messergebnisse)** in [Bd. 3] erläutert.

Die Tabelle **Messergebnisse** kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Messergebnisse Mess/Schutzgerät, Leitung, Sammelschiene**
- Toolbar-Button 

14.9.7 Anwendung der JSON-Prognosedatei: Verbraucherlast

Die **JSON-Prognosedatei** kann für das Netzwerkelement **Verbraucherlast** verwendet werden, um eine Zeitreihenberechnung, d.h. eine Lastflussberechnung über eine Reihe von 15min-Intervallen durchzuführen. Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, müssen dazu Einstellungen in der Tabelle der Registerkarte **Lastprofil** vorgenommen werden.

Definition Verbraucherlast 'Load 1'						
Allgemeine Daten Anlagenliste Lastprofil Z(t) - MODELS						
Anzahl =	4	GLZ =	---			
			Tabelle löschen	Default		
			Zeile löschen	Hilfe		
Nr.	Lastprofil	E [kWh/a]	P [kW]	Einheit	cos phi	Über-/Untererregt
1	G3	150000	kWh/a	0.99	untererregt	
2	FC(ID)	---	kW	0.99	untererregt	1
3	FCHP(ID)	---	kW	0.97	untererregt	2
4	FCEM(ID)	---	kW	1	untererregt	3

Abbildung 40: **Verbraucherlast - Lastflussberechnung mit Prognosewerten**

- Die Anzahl Lastprofile mit dem Einstellwert **Anzahl** einstellen.
- Je Zeile ein Lastprofil **Prognose(ID) = FC(ID)**, **Prognose HP(ID) = FCHP(ID)**, **Prognose EM(ID) = FCEM(ID)** oder **Prognose BS(ID) = FCBS(ID)** mit einem **Left Mouse Button Click** auf die Tabellenzelle in der Spalte Lastprofil auswählen
- Die Einheit wird von ATPDesigner automatisch zu kW gesetzt, da die Werte in der **JSON-Prognosedatei** je 15min-Intervall der Wirkleistung in kW entsprechen.
- Der Wert in der Spalte **E [kWh/a], P [kW]** kann nicht eingegeben werden, da dieser aus der **JSON-Prognosedatei** eingelesen wird.
- Der **cos phi** kann für jede Messstelle getrennt angegeben werden. Die Scheinleistung ergibt sich aus dem eingestellten cos phi und dem eingelesenen Wert P [kW] aus der JSON-Prognosedatei.
- Identifikationsmerkmal **ID** zur **Anlagenidentifikation (ID)** eingeben
Die Anlagenidentifikation (ID) muss mit dem Merkmal **id** in der JSON-Prognosedatei übereinstimmen, da sonst der Leistungswert nicht zugeordnet werden kann.

14.10 Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)

Der Strombezug für Bezugsanlagen mit einer Jahresenergiemenge $\geq 100.000\text{kWh}$ muss verpflichtend mit einem **RLM-Messgerät** erfasst werden. Die Abkürzung **RLM** steht für **Registrierende Leistungsmessung**. Das RLM-Messgerät ermittelt über ein 15min-Zeitintervall den Leistungsmittelwert für bezogene und eingespeiste Wirkenergie. Optional kann der Mittelwert der bezogenen und eingespeisten Blindleistung ermittelt werden. Entsprechend der Definition der VDEW-Standardlastprofile (SLP) [23] werden die Leistungsmittelwerte dem Ende des 15min-Zeitintervalls zugeordnet.

Werden RLM-Messdaten über ein gesamtes Jahr ermittelt, so können daraus Lastprofile entsprechend der Definition der VDEW-Standardlastprofile (SLP) [23] erstellt werden. ATPDesigner stellt dem Anwender eine Funktion zur Verfügung, um ggfs. mit wenigen manuellen Anpassungen der RLM-Messdatendatei die .CSV-Dateien für [allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile](#) automatisch zu erstellen.

Der Aufbau der erzeugten .CSV-Dateien für Standardlastprofile (SLP) erfolgt nach der Spezifikation für [allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile](#). Die von der Funktion erzeugten .CSV-Dateien werden in dem Verzeichnis gespeichert, aus dem die RLM-Messdatendatei eingelesen wurde. Nach erfolgreichem Einlesen und Auswerten der RLM-Messdatendatei werden drei .CSV-Dateien mit Standardlastprofilen (SLP) erstellt, je eine .CSV-Datei für Übergang (**U**), Winter (**W**) und Sommer (**S**). Nachfolgend ist die Definition der Dateinamen der .CSV-Dateien mit Standardlastprofilen (SLP) erläutert.

- **LoadProfile_xxx_S_.CSV**
- **LoadProfile_xxx_U_.CSV**
- **LoadProfile_xxx_W_.CSV**

mit **xxx** = Dateiname der RLM-Messdatendatei ohne Verzeichnis und Dateierweiterung

⇒ In den erzeugten .CSV-Dateien der Standardlastprofile (SLP) werden nur die Wirkleistungswerte je 15min-Zeitintervall abgebildet. Die Blindleistungseinspeisung und der Blindleistungsbezug wird nicht berücksichtigt.

14.10.1 Ausführen der Funktion **Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)**

Die Funktion kann wie folgt angegeben ausgeführt werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)**

Um die Funktion auszuführen, muss vorher keine .NET-Datei in ATPDesigner eingelesen werden.

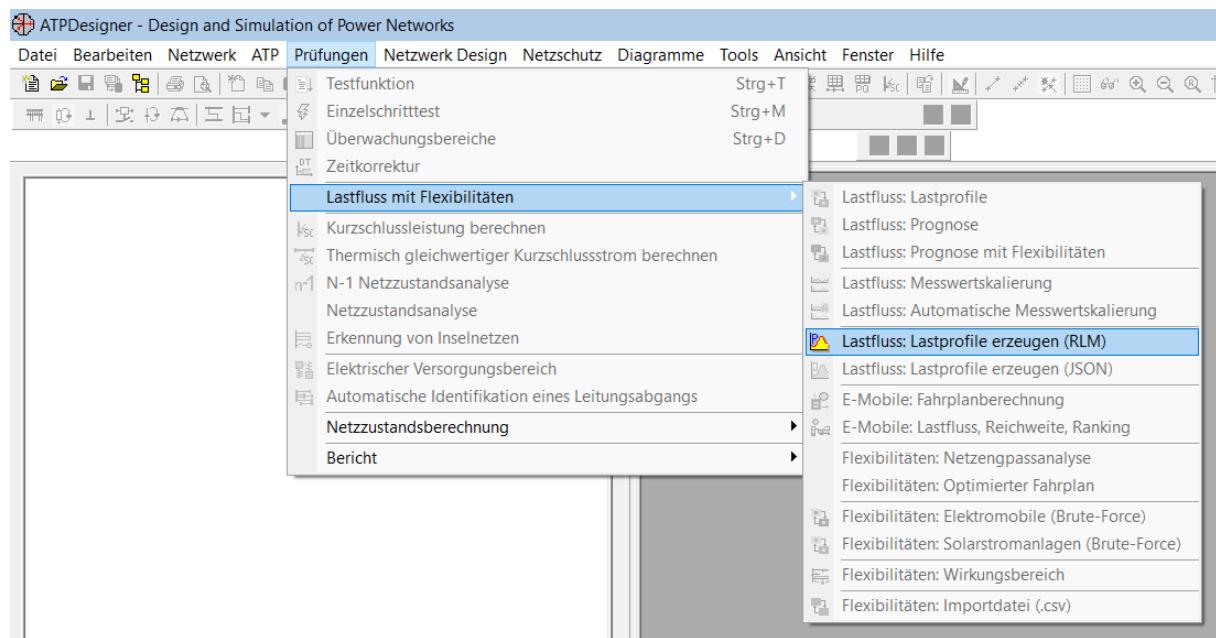


Abbildung 41: Ausführen der Funktion **Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)**

14.10.2 Definition der Struktur der .CSV-Datei mit RLM-Messdaten

Die Funktion zum Erzeugen von .CSV-Dateien mit Standardlastprofilen (SLP) erlaubt es RLM-Messdaten im **OBIS-Format** [31] einzulesen, in VDEW-Standardlastprofile (SLP) umzuwandeln und in drei .CSV-Dateien für Winter (W), Sommer (S) und Übergang (U) zu speichern. Die Abkürzung **OBIS** steht für **Object Identification System**, welches im Energiemarkt zur elektronischen Datenkommunikation eingesetzt werden.

- ⇒ Ist im Dateinamen der eingelesenen RLM-Messdaten die Kennung **PV** oder **WP** vorzufinden, dient diese Funktion der Ermittlung von Lastprofilen für PV-Anlagen und Windparks unabhängig vom Wochentag nur in Abhängigkeit der Jahreszeiten Winter (W), Sommer (S) und Übergang (U) gemäß Definition der VDEW-Standardlastprofile (SLP) [23].
- ⇒ Ist keine der Kennungen **PV** oder **WP** im Dateinamen zu finden, so werden die Lastprofile in Abhängigkeit von Wochentag und Jahreszeit gemäß Definition der VDEW-Standardlastprofile (SLP) [23] ermittelt.

Das **Object Identification System (OBIS)** definiert OBIS-Kennzahlen, um die technisch-physikalische Bedeutung der Werte für die 15min-Zeitintervalle festzulegen.

„Die OBIS-Kennzahl besteht aus verschiedenen Wertegruppen aus deren Kombination sich die Spezifikation eines Wertes ableitet. Für jede Wertegruppe (Value-Group) existieren Tabellen mit Schlüsselwerten.“ [31]

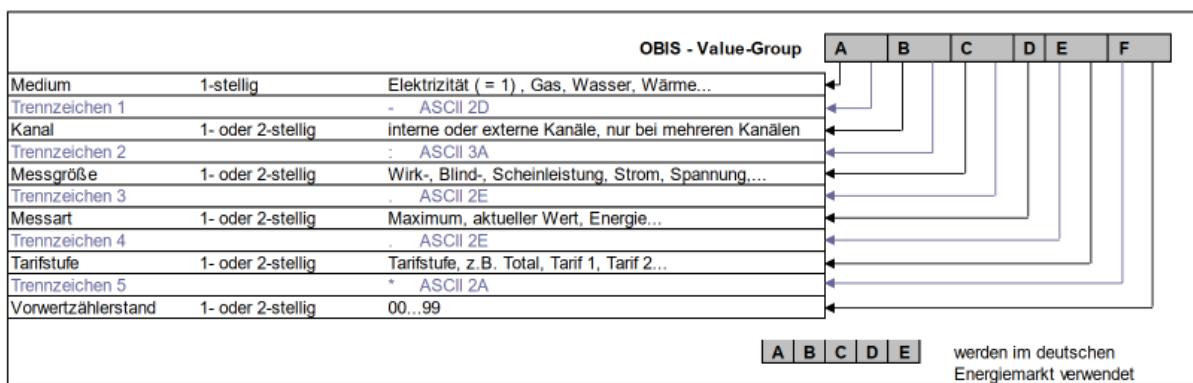


Abbildung 42: OBIS-Wertegruppen für elektrische Energie [31]

Nach [31] gelten folgende Festlegungen (Auszug).

1. Die Angabe eines Kanals ist für die Identifikation über die OBIS-Kennzahl irrelevant (Wertebereich 0 bis 64) und basiert auf gerätetechnischen Vorgaben.
2. Die Angaben: $\sum Li$ Wirk- / Blind- / Scheinleistung bedeuten: Summe über alle Phasen.
3. Messgröße = Wirk- / Blind- / Scheinleistung und Messart = Zeitintegral => physikalische Einheit ist Arbeit.
4. Die Richtungsangaben + / - bei der Messgröße geben die Energieflussrichtung an und bedeuten:
 - a. + Bezug des Kunden aus dem Netz (z. B. 1-b:1.x.y)
 - b. - (Rück-) Lieferung des Kunden an das Netz (z. B. 1-b:2.x.y)
5. Da die Energieflussrichtung mittels der OBIS-Kennzahl definiert wird, sind die Mengenangaben selbst nur mit positiven Werten oder 0 anzugeben.
6. Die Definition der Zeitintegrale ist:
 - a. Zeitintegral 1: Zählerstände
 - b. Zeitintegral 2: Vorschübe (Energiemenge für einen beliebigen Zeitraum)
 - c. Zeitintegral 5: Lastgang (Energiemengen für Zeitintervalle von äquidistanter Dauer)

Weitere Festlegungen können in [31] nachgelesen werden.

Die RLM-Messdatendatei, die in ATPDesigner eingelesen wird, muss zum Dateianfang eine 10-zeilige Headerinformation enthalten. Der Header muss ggfs. manuell vom Anwender an das Format angepasst werden. Die Headerzeilen werden überlesen, d.h. nicht ausgewertet.

```
Tag ab;Zeit;902944;902945
;;LG_A+_DE00721166706R1H67570000000000612_1-
1:1.9.1;LG_R+_DE00721166706R1H67570000000000612_1-1:3.9.1
;;KWH;KAH
;;50481965708;50481965708
;;600006611;600006611
;;MSTW0003;MSTW0003
;;1700015145;1700015145
;;1-1:1.29.0;1-1:3.29.0
;;27;29
```

Abbildung 43: Aufbau einer .CSV-Datei mit RLM-Messdaten: Headerinformation

Ab der 11. Zeile müssen wie nachfolgend dargestellt in jeder Zeile

1. das **Datum** im Format **TT.MM.JJJJ**,
2. das zeitliche Ende des **15min-Zeitintervalls** im Format **hh:mm:ss** und danach direkt folgend
3. der Wert der **Wirkenergie (Wirkarbeit)** in **kWh**

durch ein Semikolon „;“ getrennt enthalten sein. Werte in den darauf folgenden Spalten werden nicht ausgewertet.

```
01.01.2018;00:00:00;1,98;0,53
01.01.2018;00:15:00;3,41;0,77
01.01.2018;00:30:00;2,09;0,67
01.01.2018;00:45:00;1,98;0,57
01.01.2018;01:00:00;1,98;0,54
01.01.2018;01:15:00;1,93;0,54
01.01.2018;01:30:00;3,5;0,85
```

Abbildung 44: Aufbau einer .CSV-Datei mit RLM-Messdaten: 15min-Werte

Die in der folgenden Tabelle aufgeführten Kennzahlen sind OBIS-Kennzahlen. Damit sind in der dritten Spalte der RLM-Messdaten die eingespeiste oder bezogene Wirkleistung, in der vierten Spalte die induktive und in der fünften Spalte die kapazitive Blindleistung aufgeführt.

⇒ Den OBIS-Kennzahlen liegt das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) zugrunde.

Medium (A)	Kanal (B)	Messgröße (C)	Messart (D)	Tarif (E)
1 Elektrizität	Kanal 0 bis 64	1 Σ Li Wirkleistung + 2 Σ Li Wirkleistung - 3 Σ Li Blindleistung + 4 Σ Li Blindleistung - 5 Σ Li Blindleistung Q I 6 Σ Li Blindleistung Q II 7 Σ Li Blindleistung Q III 8 Σ Li Blindleistung Q IV	6 Maximum 8 Zeitintegral 1 9 Zeitintegral 2 29 Zeitintegral 5	0 Total 1 Tarif 1 2 Tarif 2 3 Tarif 3 4 Tarif 4 5 Tarif 5 9 Tarif 9

Tabelle 1: OBIS-Tabelle mit OBIS-Kennzahlen [31]

Da die OBIS Kennzahlen 1-1:7.29.0 und 1-1:8.29.0 im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) den Quadranten 3 und 4 entsprechen, ergibt die Summe dieser beiden Messwerte die Blindleistungseinspeisung einer EEG-Anlage.

1-1:2.29.0		1-1:7.29.0		1-1:8.29.0	
1	Elektrizität		Elektrizität		Elektrizität
1	Kanal 1		Kanal 1		Kanal 1
2/7/8	Σ Li Wirkleistung -		Σ Li Blindleistung Q III		Σ Li Blindleistung Q IV
29	Zeitintegral 5		Zeitintegral 5		Zeitintegral 5
0	Total		Total		Total

Abbildung 45: Entschlüsselung der OBIS-Kennzahlen [31]

14.10.3 Methode zur Berechnung der Standardlastprofile (SLP) aus RLM-Messdaten

Die erstellten Lastprofile basieren auf der Bildung des arithmetischen Mittelwertes der entsprechenden Daten der RLM-Messung.

- ⇒ Für die Erzeugung von Lastprofilen für PV-Anlagen und Windparks mit den Kenntnissen PV bzw. WP im Dateinamen der RLM-Messdaten werden die arithmetischen Mittelwerte der Energie für jede viertel Stunde in Abhängigkeit der Jahreszeit gebildet und in den entsprechenden Leistungswert mittels dem Faktor $4\frac{1}{h}$ umgerechnet.
- ⇒ Für andere Anlagen werden die Lastprofile durch die arithmetischen Mittelwerte der Energie für jede viertel Stunde abhängig der Jahreszeit und des Wochentages gebildet und hierzu in den entsprechenden Leistungswert für die viertel Stunde mittels dem Faktor $4\frac{1}{h}$ umgerechnet.

14.10.4 Beispiele für OBIS-Kennzahlen

Nachfolgend sind aus [31] einige Beispiele für OBIS-Kennzahlen zum besseren Verständnis entnommen worden.

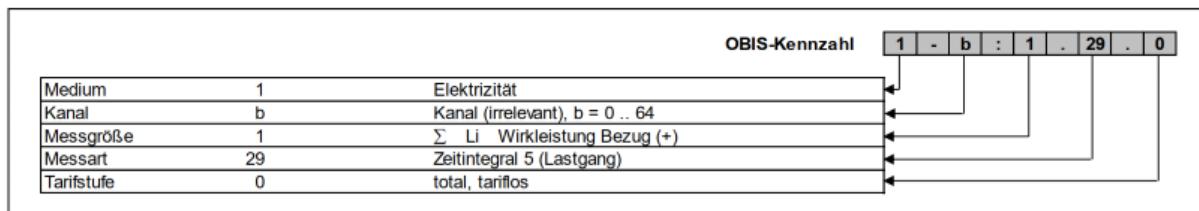


Abbildung 46: 15min-Lastgang: elektrische Wirkarbeit, Bezug des Kunden, total

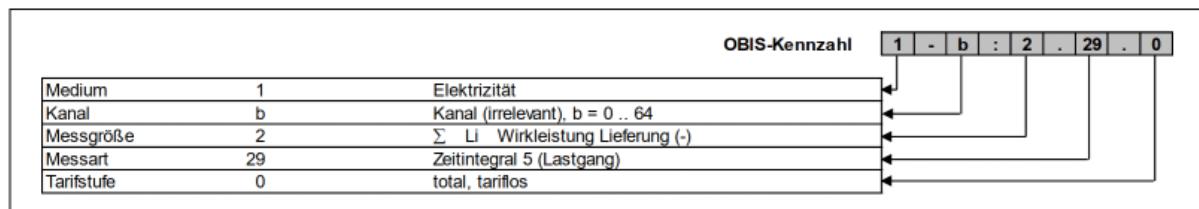


Abbildung 47: 15min-Lastgang: elektrische Wirkarbeit, Lieferung des Kunden, total

14.11 Lastfluss: Lastprofile erzeugen (JSON)

Diese Funktion erlaubt es, Mess- oder Prognoseredaten im JSON-Format einzulesen und in VDEW-Lastprofile in .CSV-Dateien umzuwandeln. In der nachfolgenden Abbildung ist der Start der Funktion dargestellt.

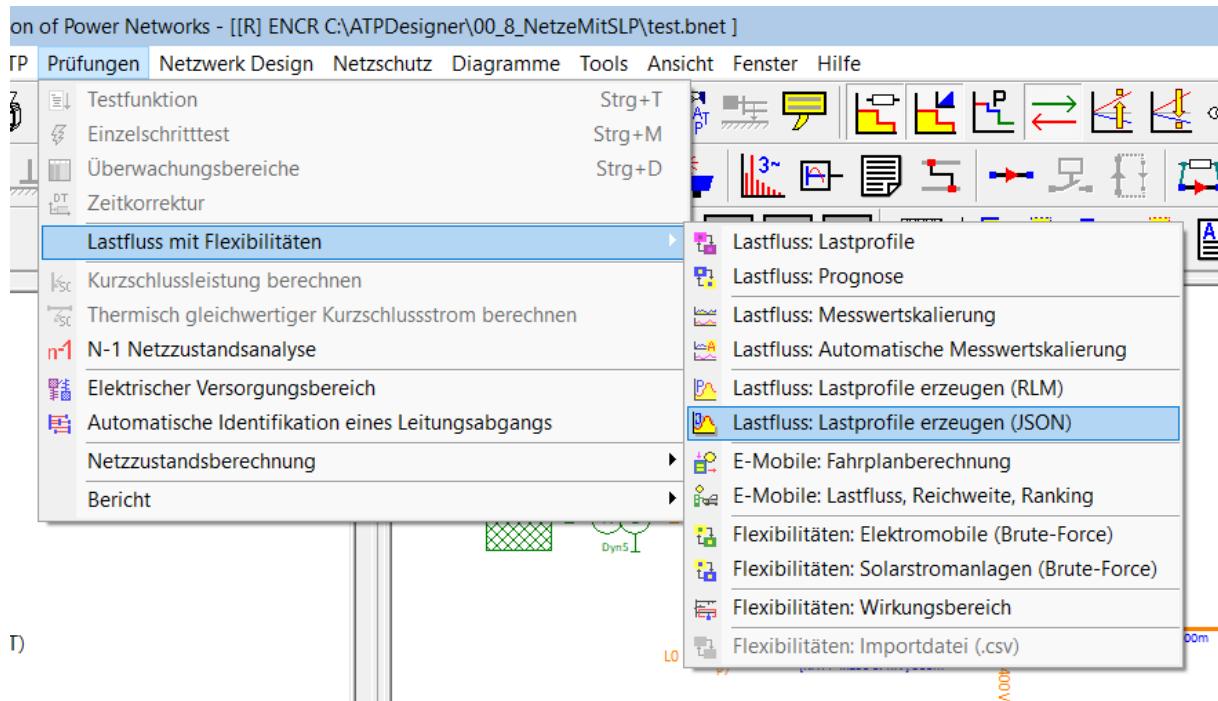


Abbildung 48: Ausführen der Funktion Lastfluss: Lastprofile erzeugen (JSON)

Der Aufbau der erzeugten .CSV-Dateien für Lastprofile erfolgt nach [Spezifikation der .CSV-Dateien für Lastprofile](#). Die Anzahl der erzeugten .CSV-Lastprofil-Dateien entspricht der Anzahl der in der .JSON-Datei hinterlegten anlagenspezifischen Lastprofil-, Mess- bzw. Prognosereihen. Die erzeugten .CSV-Dateien werden am Speicherort der eingelesenen .JSON-Datei unter dem folgenden Dateinamen abgelegt. Der Dateiname enthält die ID bzw. die Messstellennummer der Anlage.

- Dateiname: LoadProfile_**ID**.CSV

In den erzeugten Lastprofilen werden nur die Wirkleistungswerte abgebildet. Die Blindleistungseinspeisung und der –bezug der Anlage ist gesondert über die im Zertifikat angegebene Methode zu ermitteln.

14.12 Verwendung eines Fahrplanmessgerätes

Das Betriebsmittel **Mess/Schutzgerät** kann optional als Fahrplanmessgerät verwendet werden, um im Verlauf einer Zeitreihenberechnung an beliebigen Netzknopen Ströme, Spannungen und Leistungen zu messen und als zeitlicher Verlauf eines Fahrplans im Sinne einer 15min-Zeitreihe in einer Fahrplandatei (CSV-Datei) zu speichern. Dazu muss mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf das grafische Symbol der Einstelldialog des Betriebsmittels **Mess/Schutzgerät** und die Registerkarte **Allgemeine Daten** geöffnet werden. Folgendes ist einzustellen:

- Betriebsart **Lastprofil: U,I,P,Q,S,...**

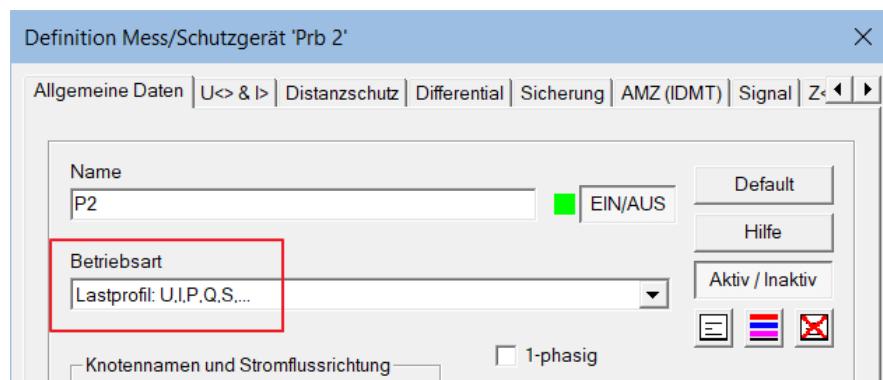


Abbildung 49: Betriebsmittel Mess/Schutzgerät : Betriebsart Lastprofil: U,I,P,Q,S,...

Durch die gewählte Betriebsart wird das grafische Symbol des Betriebsmittels **Mess/Schutzgerät** grün eingefärbt.

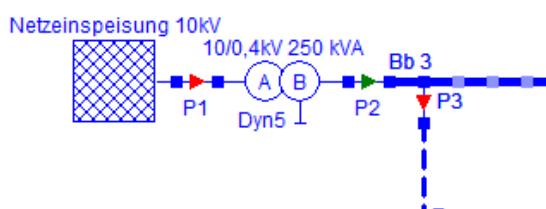


Abbildung 50: Verwendung des Betriebsmittels Mess/Schutzgerät als Fahrplanmessgerät

Die Fahrplandatei (CSV-Datei) kann mit dem Menüpunkt **Öffnen ..** im Hauptmenü **Datei** eingelesen und als **Diagramm** dargestellt werden.

- Hauptmenu **Datei**
- Menüpunkt **Öffnen ..**
- Öffnen des Unterverzeichnisses **Results** im **Projektverzeichnis** der .NET-Datei
- Auswahl der Dateierweiterung **.CSV-Datei (*.CSV)**

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Fahrplan, d.h. eine Zeitreihe von 15min-Werten als **Diagramm** in ATPDesigner.

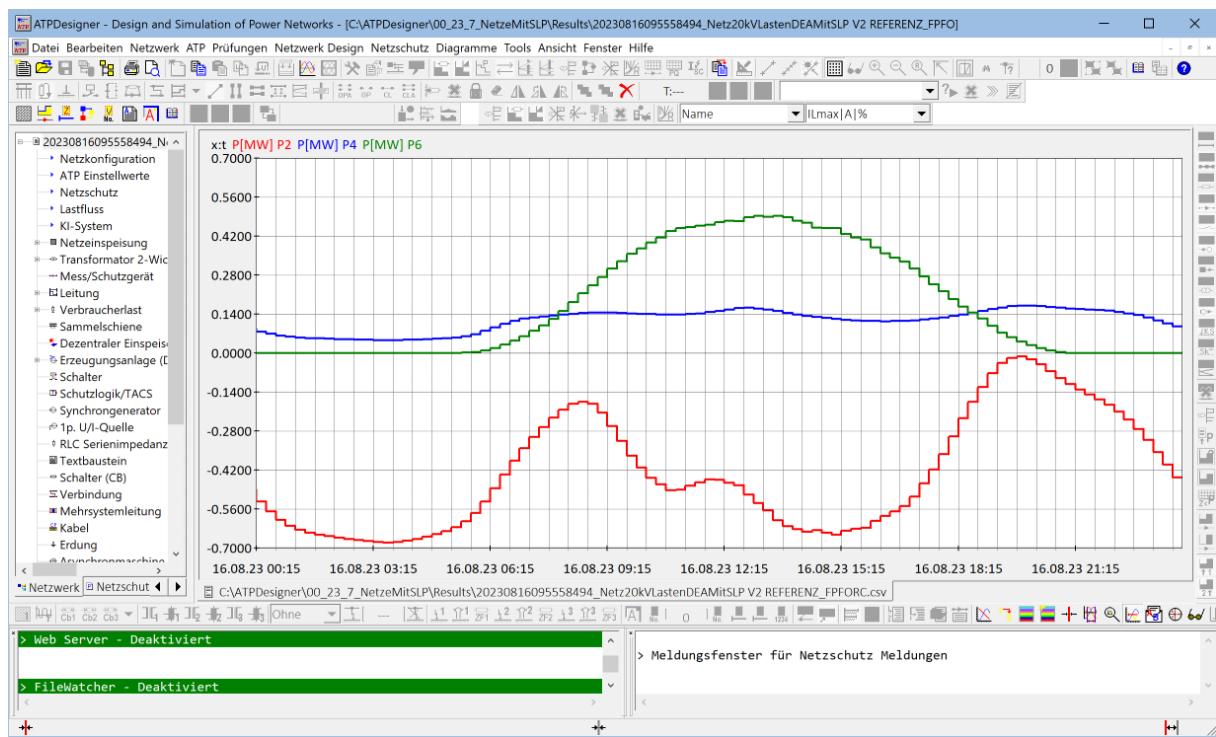
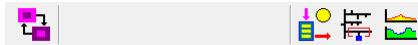


Abbildung 51: Darstellung von Fahrplänen (Fahrplanmessgeräte) in einem Diagramm

14.13 E-Mobile: Fahrplanberechnung

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, das zeitliche Bezugs- bzw. Einspeiseverhalten von E-Mobilen und Batterien in Stromnetzen näher zu untersuchen. Als Alternative zu einem [anlagenspezifischen Lastprofil mit Anlagen-Identifier \(ID\)](#) oder als [JSON-Prognosedatei](#) ist es möglich, das zeitliche Verhalten eines E-Mobils oder einer Batterie durch eine Tabelle von Schaltzeiten mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] in der Registerkarte **Lastprofil** des Einstelldialogs nachzubilden.

Die Einstellwerte für die Zeitreihe der nachfolgenden Abbildung sind in **Lastfluss: Lastprofile** erläutert. Der Einstelldialog kann

- mit dem Button  in der Toolbar **Flexibilitäten** 
- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**
- Menüpunkt **E-Mobile: Fahrplanberechnung**

geöffnet und die Fahrplanberechnung mit Hilfe des in der nachfolgend dargestellten Abbildung dargestellten Einstelldialoges gestartet werden.

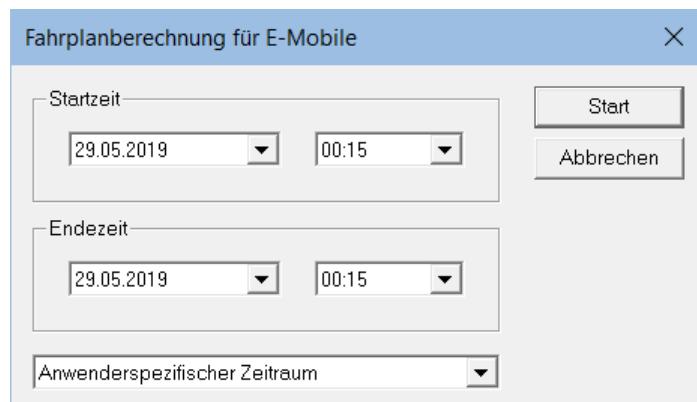


Abbildung 52: Einstelldialog Fahrplanberechnung für E-Mobile

Betriebsart	Zeitspanne
Anwenderspezifischer Zeitraum	Es werden Fahrpläne für eine vom Anwender angegebene Zeitspanne berechnet.
Ein definiertes Jahr	Es werden Fahrpläne für drei Referenztage für Winter, Sommer und Übergangszeit berechnet.
Ein definierter Tag	Es werden Fahrpläne für einen definierten Tag berechnet.
Eine definierte Uhrzeit	Es werden Fahrpläne für eine definierte Uhrzeit berechnet.

Bedienelement	Bedeutung
Start	Ausführung der Fahrplanberechnung
Abbrechen	Einstelldialog schließen

Wird das zeitliche Verhalten von E-Mobilen oder Batterien mit Schaltzeiten für Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet, so werden diese im Laufe der Zeitreihenberechnung berücksichtigt (siehe Einstelldialog **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Lastprofil** [Bd. 2]).

Des Weiteren kann das Betriebsmittel **Mess/Schutzgerät** [Bd. 2] als Fahrplanmessgerät entsprechend der [Verwendung eines Fahrplanmessgerätes](#) an beliebigen Netzknoten verwendet werden, um Spannungen, Ströme, Leistungen, etc. für jedes 15min-Intervall der Zeitreihenberechnung zu berechnen und in Ausgabedateien (.XML-Datei und .CSV-Datei) im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** der .NET-Datei zu speichern.

Die Ergebnisse der Fahrplanberechnung und der Netzauslastungsanalyse werden als Bericht (XML-Datei [21]) im **Projektverzeichnis** gespeichert.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_EMOBFP.xml

⇒ Verzeichnis: **Projektverzeichnis \ Results**

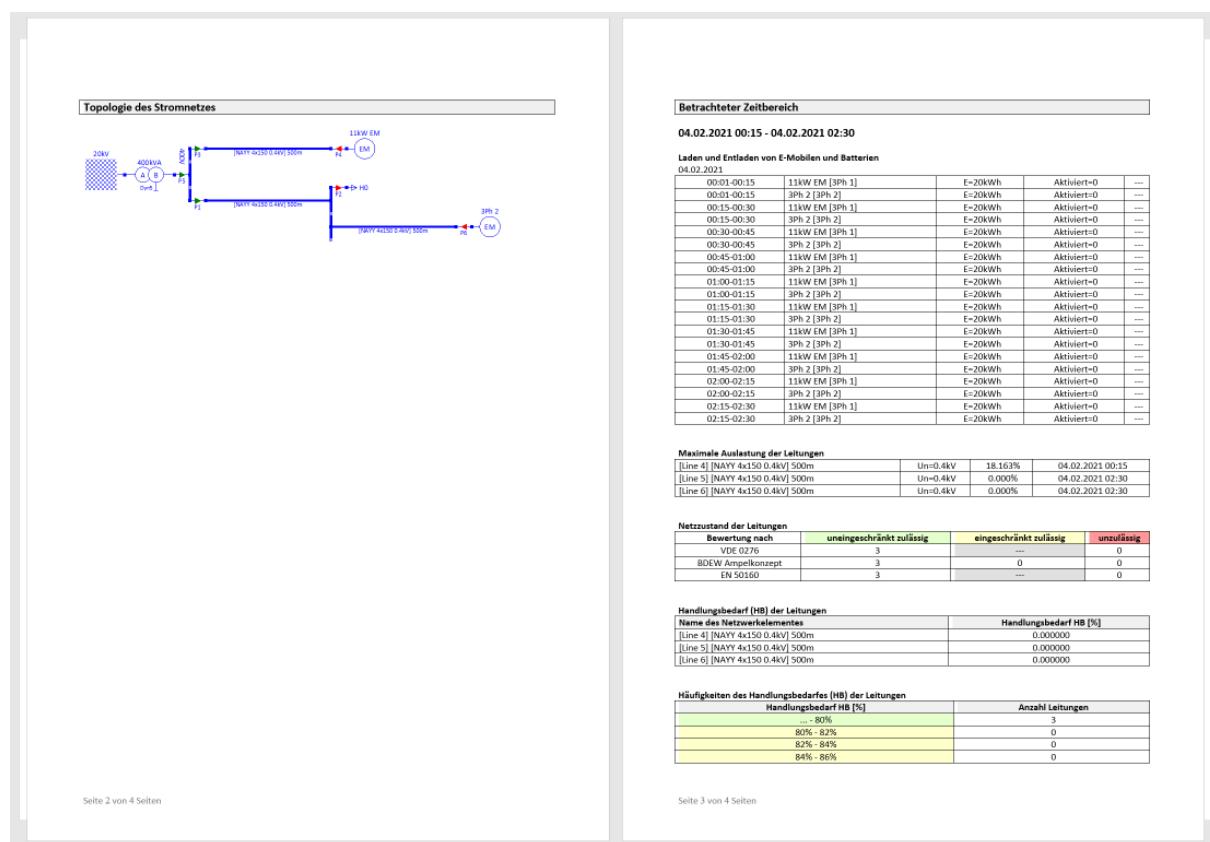


Abbildung 53: Analyseergebnis der Fahrplanberechnung für E-Mobile

Am Anfang des Berichtes werden die Ein- und Ausschaltzeiten der Bezugs- und Einspeiseanlagen angezeigt, die in der Fahrplanberechnung berücksichtigt wurden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil der Tabelle des Berichtes.

Laden und Entladen von E-Mobilen und Batterien

04.02.2021

00:01-00:15	11kW EM [3Ph 1]	E=20kWh	Aktiviert=0	---
00:01-00:15	3Ph 2 [3Ph 2]	E=20kWh	Aktiviert=0	---
00:15-00:30	11kW EM [3Ph 1]	E=20kWh	Aktiviert=0	---
00:15-00:30	3Ph 2 [3Ph 2]	E=20kWh	Aktiviert=0	---
00:30-00:45	11kW EM [3Ph 1]	E=20kWh	Aktiviert=0	---

Abbildung 54: Fahrpläne von Bezugs- und Einspeiseanlagen

14.13.1 Nachbildung des zeitlichen Ladeverhaltens von E-Mobilen

Für eine möglichst realitätsnahe Nachbildung des zeitlichen Verhaltens von Ladeeinrichtungen für E-Mobile ist es ratsam Prognosewerte heranzuziehen. Fehlen diese oder bleiben aus, so kann sich die Berechnung und Überprüfung des Netzzustandes aufgrund der unbekannten Ladeverhalten der E-Mobile als problematisch erweisen. ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, mithilfe verschiedener Verfahren die Auswirkungen unbekannter Ladeverhalten von E-Mobilen auf den Netzzustand anhand unterschiedlicher Gesichtspunkte zu untersuchen. Diese können passend für den Schwerpunkt der Untersuchung ausgewählt werden, um eine aussagekräftige Netzzustandsanalyse zu gewährleisten. Die in ATPDesigner vorhandenen Verfahren zur Nachbildung unbekannter Ladeverhalten von E-Mobilen werden im Folgenden vorgestellt.

14.13.1.1 Nachbildung des Ladeverhalten über die Worst-Case-Situation

- Brute-Force-Methode
- Genetischer Algorithmus

14.13.1.2 Nachbildung des Ladeverhaltens mittels Gleichzeitigkeitsfaktor

Ähnlich dem Verfahren der Planung und Dimensionierung einer Stromversorgung kann auch für die Nachbildung des Ladeverhaltens von E-Mobilen ein Gleichzeitigkeitsfaktor im Sinne eines Teillastfaktors berücksichtigt werden. Dabei wird angenommen, dass es mit steigender Anzahl an Ladepunkten für E-Mobilen bzw. Ladestationen innerhalb eines zu betrachtenden Netzbereiches zu einer immer stärkeren Streuung der Ladezeitpunkte kommt, wodurch die Gleichzeitigkeit und somit auch der Teillastfaktor mit steigender Anzahl an E-Mobilen bzw. Ladestationen sinkt.

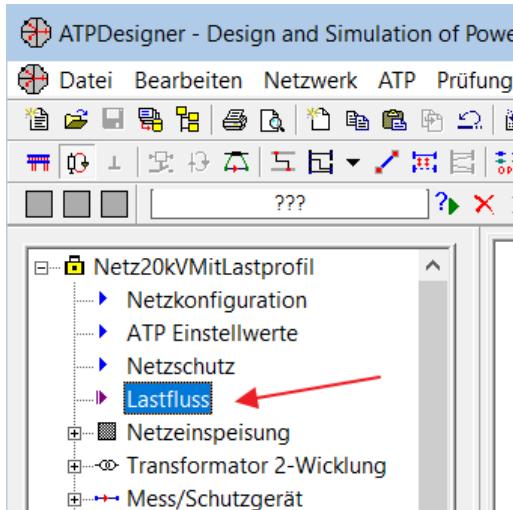
Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird mittels einer Kennlinie dargestellt, welche auf Basis empirischer Daten erstellt werden kann. Diese ist in ATPDesigner in Form einer Standard-Kennlinie voreingestellt, kann aber durch den Nutzer auch mithilfe von Stützstellen anwenderspezifisch festgelegt werden. Werte zwischen den Stützstellen werden vom Programm linear interpoliert.

Mit **Öffnen** und **Speichern** können anwenderspezifische Kennlinien verwendet werden. Näheres dazu kann in [Bd. 1] zum Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **E-Mobile** nachgelesen werden.

- ⇒ Der Gleichzeitigkeitsfaktor GLZ wird nur auf **Verbraucherlasten** angewendet, welche die Betriebsart **Elektromobil EMOB(ID) in der Anlagenliste** aufweisen.
- ⇒ Es muss weiter beachtet werden, dass in einem Stromnetz der Gleichzeitigkeitsfaktor GLZ sich entweder nur für **Zonen** oder **Bereiche** angewendet werden kann. Eine gleichzeitige Nutzung des Gleichzeitigkeitsfaktors für Zonen und Bereiche in einer Lastflussberechnung ist nicht möglich.

Der Einstelldialog kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü ATP, Menüpunkt Einstellung Lastflussberechnung
- Ansicht **Projektinformationen**, Menüpunkt **Lastfluss**



Die Aktivierung des Verfahrens zur Nachbildung des Ladeverhalten mittels Gleichzeitigkeitsfaktor erfolgt im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** in der Registerkarte **E-Mobile**.

Einstellung	Definition
Ohne	Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird bei Lastflussberechnungen nicht berücksichtigt.
Gleichzeitigkeitsfaktor (Zone)	Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird auf alle Verbraucherlasten einer Zone mit Betriebsart Elektromobil EMOB(ID) in der Anlagenliste angewendet. Für jede Zone wird ein eigener Gleichzeitigkeitsfaktor ermittelt und verwendet.
Gleichzeitigkeitsfaktor (Bereich)	Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird auf alle Verbraucherlasten eines Bereiches mit Betriebsart Elektromobil EMOB(ID) in der Anlagenliste angewendet. Für jeden Bereich wird ein eigener Gleichzeitigkeitsfaktor ermittelt und verwendet.

Die Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors GLZ und der daraus resultierenden Bezugswirkleistung P_{GLZ} ist nachfolgend beschrieben.

$$N = \sum_{\text{Zone oder Bereich}} \text{Verbraucherlast : Anlagenliste EMOB(ID)}$$

mit N = Anzahl Ladepunkte für Elektromobilität

$$GLZ = f_{\text{Kennlinie}}(N, \text{Zone oder Bereich})$$

$$P_{GLZ} = GLZ \cdot P_n(\text{Verbraucherlast : Anlagenliste EMOB(ID)})$$

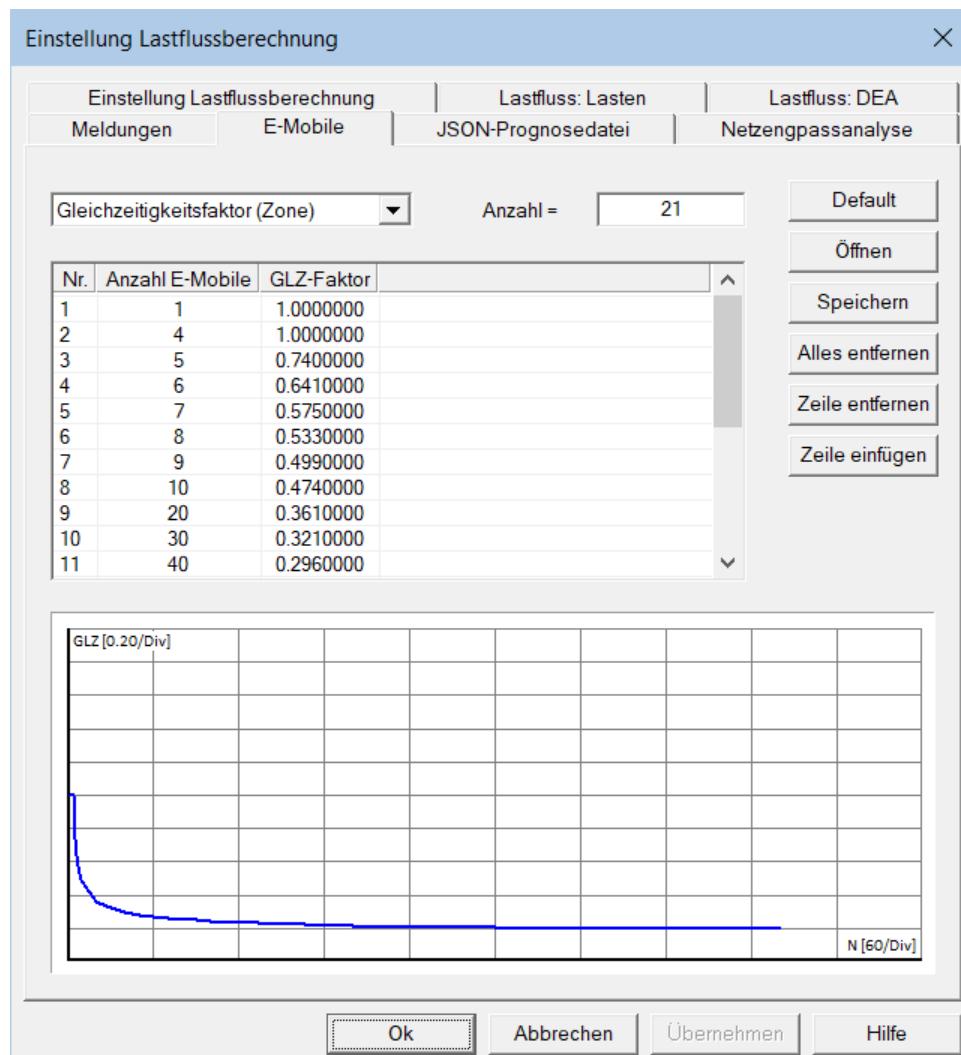


Abbildung 55: Registerkarte E-Mobile, Einstellwert Gleichzeitigkeitsfaktor (Zone)

Der Anwender kann entscheiden, ob der Gleichzeitigkeitsfaktor auf die E-Mobile innerhalb der **Zonen** oder der **Bereiche** angewendet werden soll.

- ⇒ Diese Auswahl ist sich gegenseitig ausschließend, d.h. in einem Stromnetz kann der Gleichzeitigkeitsfaktor entweder nur für **Zonen** oder **Bereiche** verwendet werden.

Bei entsprechender Auswahl wird der Faktor sowohl bei der **Berechnung eines statischen Netzzustandes**  als auch bei der **Berechnung von zeitabhängigen Fahrplänen unter Verwendung von Lastprofilen**  bzw. **Prognosewerten**  berücksichtigt.

Je nach Zuweisung der E-Mobile zu Zonen bzw. Bereichen werden unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfaktoren in der Netzberechnung berücksichtigt. Die Default-Zone (**Zone** 0) und der Default-Bereich (**Bereich** 0) bleiben unbeachtet vom Gleichzeitigkeitsfaktor.

Der in der Lastflussrechnung berücksichtigte Gleichzeitigkeitsfaktor je **Bereich** bzw. **Zone** lässt sich unter  **Zonen** bzw.  **Bereiche** überprüfen:

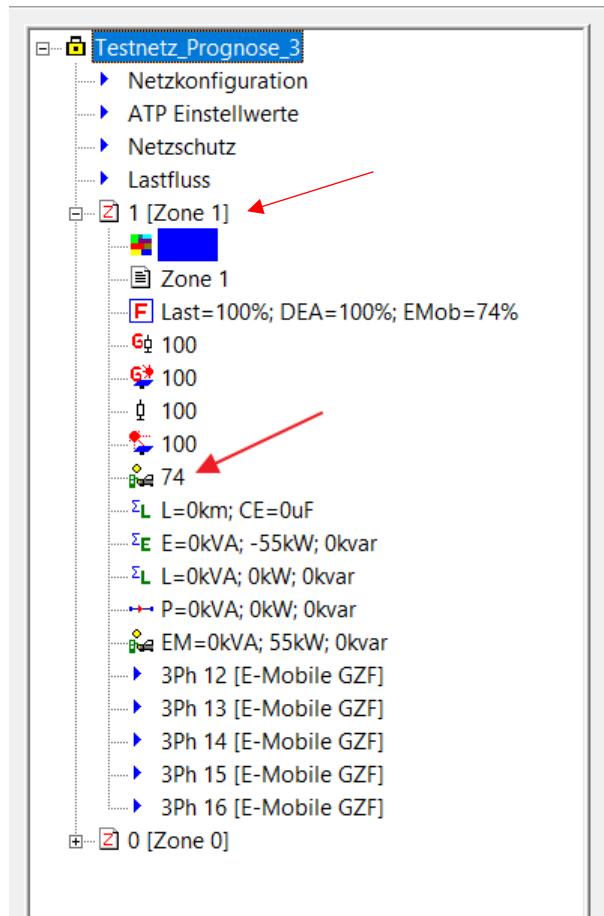


Abbildung 56: Überprüfung des berücksichtigten Gleichzeitigkeitsfaktors je Zone/Bereich

Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird dabei anstelle des **E-Mobile Faktor** eingetragen. Der zuvor eingetragene Faktor für E-Mobile wird zu Beginn der Fahrplanberechnung einmalig überschrieben.

14.13.1.3 Nachbildung des Ladeverhaltens mit durchschnittlichen Ladeprofilen

In Anlehnung an die VDEW-Standardlastprofile (H_0 , G_0 , L_0 , ...) kann auch ein durchschnittliches Ladeprofil für ein E-Mobil in Form eines Standardlastprofils in 15-minütiger Auflösung verwendet werden. ATPDesigner bietet für das Betriebsmittel **Verbraucherlast** dazu drei verschiedene Profile an:

Lastprofil	Beschreibung
EM0	Ladeprofil eines einzelnen E-Mobil, Szenario „Heim“ [VDE Studie]
EM1	Ladeprofil eines einzelnen E-Mobil, Szenario „Heim und Arbeit“ [VDE Studie]
EM2	Ladeprofil eines einzelnen E-Mobil, Szenario „Flächendeckend“ [VDE Studie]

Die Einstellwerte zu den Lastprofilen sind im Kapitel **Registerkarte Lastprofil - Standardlastprofile in Anlehnung an VDEW** [Bd. 2] näher erläutert. Die Profile sind als CSV.-Datei im Verzeichnis **C:\ATPDesigner\Exe\LoadProfiles** hinterlegt. Der Aufbau der Dateien gleicht dem der VDEW Standardlastprofilen. Die Profile **EM0**, **EM1** und **EM2** werden bei

der **Berechnung von zeitabhängigen Fahrplänen unter Verwendung von Lastprofilen**  bzw. **Prognosewerten**  berücksichtigt.

Die Kennlinien **EM0**, **EM1** und **EM2** sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

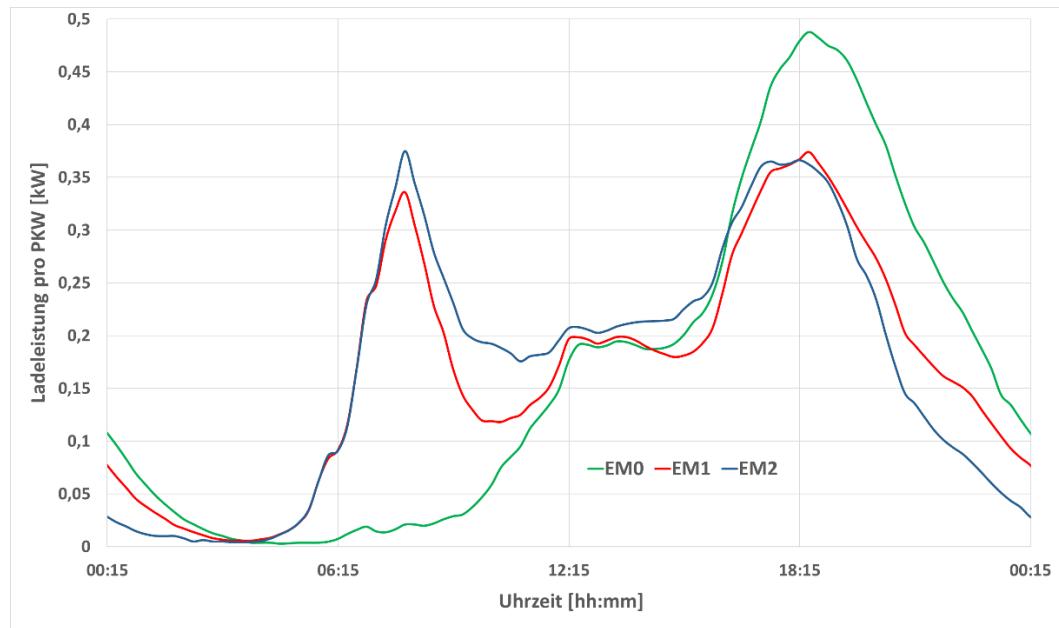


Abbildung 57: Ladeprofile EM0, EM1 und EM2

Sowohl die Jahreszeit (Sommer, Winter, Übergang) als auch der Wochentag (Werktag, Samstag, Sonntag) werden in den Ladeprofilen **EM0**, **EM1** und **EM2 nicht** berücksichtigt.

14.14 Flexibilitäten: Wirkungsbereich von Einspeiseanlagen

Unter der Ermittlung des **Wirkungsbereichs** werden begrifflich die Ermittlung des **Flexibilitätsrankings** und der **Flexibilitätsreichweite** für Einspeiseanlagen zusammengefasst. Der Wirkungsbereich wird in der Netzgrafik durch Einfärbung grafisch dargestellt.

- mit dem Button  in der Toolbar **Flexibilitäten**  
- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**
- Menüpunkt **Flexibilitäten: Wirkungsbereich**

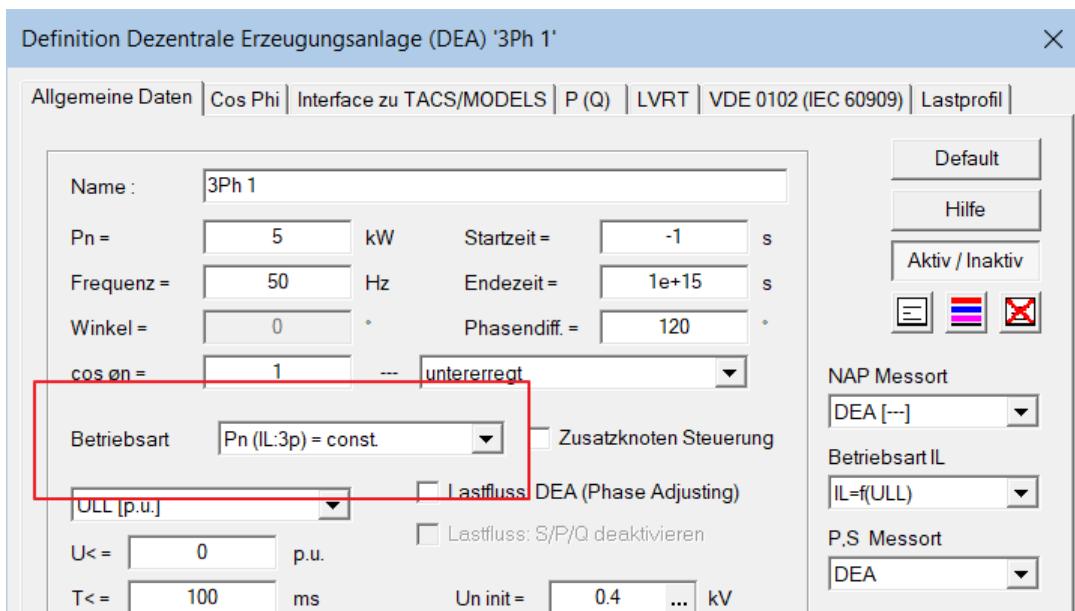
Mit Hilfe des Wirkungsbereiches kann die netzphysikalische Wirkung einer Flexibilität als Einspeiseanlage auf die im Netz vorhandenen Betriebsmittel wie **Leitungen** und **Transformatoren** beurteilt werden. Damit beurteilt werden, ob der von einer Einspeiseanlage eingespeiste Strom andere Betriebsmittel bzgl. der Stromauslastung belastet oder entlastet. Entlastung- und Belastung werden mit Hilfe von %-Werten angegeben und sind daher sowohl qualitativ als auch quantitativ bewertbar.

Es wird vorausgesetzt, dass die Flexibilität eine Einspeiseanlage ist, die leistungselektronisch mit Hilfe eines Netzstromrichters an das Netz angeschaltet ist. In diesem Sinne ist die Flexibilität eine leistungsgeregelte Stromquelle wie z.B. eine Solarstromanlage oder eine Batterieanlage.

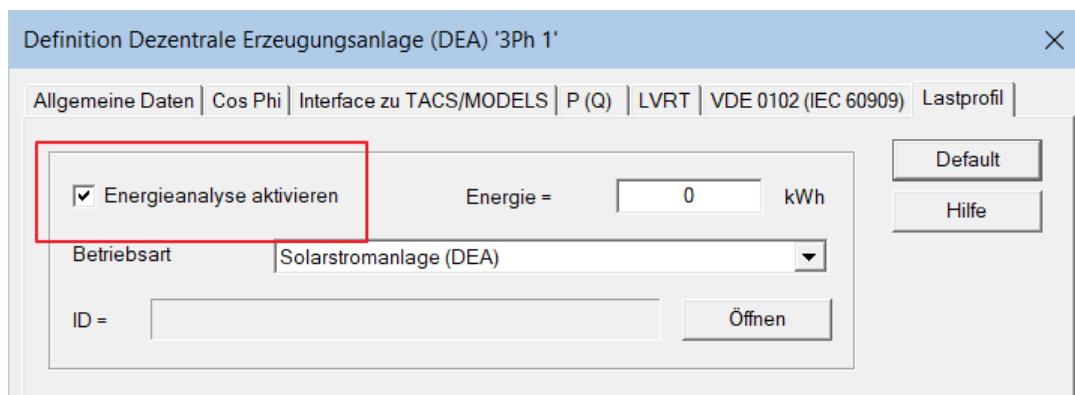
14.14.1 Wichtige Regeln zur Ermittlung des Wirkungsbereiches

Folgende grundlegende Regeln müssen beachtet werden.

1. Eine Flexibilität muss mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] als leistungsgeregelte Stromquelle nachgebildet werden.
2. Für dieses Modell sollte bevorzugt die Betriebsart **Pn (IL:3p) = const.** verwendet werden, die einen Netzstromrichter als 3-phäsig symmetrische leistungsgeregelte Stromquelle nachbildet.



3. In der Registerkarte Lastprofil muss die Option **Energieanalyse aktivieren** aktiviert werden, um die Flexibilität bzgl. der Ermittlung ihres Wirkungsbereiches zu berücksichtigen.



Im Weiteren sind die Erläuterungen im Kapitel **Vorgehensweise zur Ermittlung des Wirkungsbereichs von Flexibilitäten** zu beachten.

14.14.2 Flexibilitäten: Flexibilitätsranking

Ein **Flexibilitätsranking** stellt die Beziehung zwischen einzelnen Betriebsmitteln und den im Netz vorhandenen Flexibilitäten dar. Dieses Ranking gibt an, wie stark die Auslastung des jeweiligen Betriebsmittels mittels der jeweiligen Flexibilität beeinflusst werden kann. Das Flexibilitätsranking = 1 gibt das höchste Flexibilitätsranking an und damit den größten Einfluss einer Flexibilität auf die jeweiligen Betriebsmittel. Mit steigender numerischer Angabe sinkt das Ranking und damit der Einfluss. Eine Flexibilität kann abhängig von der Topologie und den Betriebsmitteln des Stromnetzes Einfluss auf mehrere Betriebsmittel haben.

14.14.3 Flexibilitäten: Flexibilitätsreichweite

Wird für die Beziehung **Betriebsmittel – Flexibilität** eine andere Betrachtungsweise vorgenommen, ist es möglich anzugeben, für welche Betriebsmittel eine Flexibilität ein bestimmtes Ranking einnimmt. Die Betrachtung erfolgt also seitens der Flexibilität, um ihren Einfluss auf Betriebsmittel und damit auf den Netzzustand zu erfassen. Dies ist auch grafisch im Netz abbildungbar und kann als **Flexibilitätsreichweite** der Flexibilität interpretiert werden. Es muss beachtet werden, dass für diese Betrachtungsweise Betriebsmittel u.U. keiner Flexibilität zugeordnet werden.

Im Nachfolgenden wird die Ermittlung von **Flexibilitätsreichweite** und **Flexibilitätsranking** also unter dem Begriff **Wirkungsbereich** zusammengefasst werden.

Mit dem **Wirkungsbereich** soll somit **tabellarisch (Flexibilitätsranking)** und **grafisch (Flexibilitätsreichweite)** dargestellt werden, für welche Betriebsmittel (**Leitung** oder **Mess/Schutzgerät** mit der Schutzfunktion **Sicherung**) [Bd. 2] durch die jeweilige Flexibilität, welche Wichtigkeit hinsichtlich der Auslastung eingenommen wird.

Die **Ausgabe** des **Flexibilitätsrankings** erfolgt tabellarisch. Hierzu werden .CSV-Dateien generiert. Es wird derzeit separiert zwischen dem Flexibilitätsranking für **Leitungen** und dem für **Mess/Schutzgeräte** mit der Schutzfunktion **Sicherungen**. Somit entstehen, sofern sowohl Leitungen wie auch Sicherungen im Netz vorgesehen sind, zwei .CSV-Dateien mit jeweils dem Flexibilitätsranking für Leitungen und dem für Sicherungen.

Die **Ausgabe der Flexibilitätsreichweite** erfolgt grafisch in der Netzwerkgrafik durch Einfärbung der Betriebsmittel und wird im Nachfolgenden gebracht. Die grafische Darstellung erfolgt für Leitungen und Sicherungen gemeinsam in der Netzwerkgrafik.

14.14.4 Ausgabe von Flexibilitätsranking und -reichweite als Tabelle

Flexibilitätsranking und -reichweite werden in Tabellenform wie in den folgenden beiden Abbildungen dargestellt angegeben.

	Flexibilität	Flexibilität	Flexibilität
Betriebsmittel	Ranking	Ranking	Ranking
Betriebsmittel	Ranking	Ranking	Ranking
Betriebsmittel	Ranking	Ranking	Ranking

Abbildung 58: Format des Flexibilitätsrankings

	Ranking 1	Ranking 2	Ranking 3
Flexibilität	Betriebsmittel	Betriebsmittel	Betriebsmittel
Flexibilität	Betriebsmittel	Betriebsmittel	Betriebsmittel
Flexibilität	Betriebsmittel	Betriebsmittel	Betriebsmittel

Abbildung 59: Format des Wirkungsbereichs bzw. der Flexibilitätsreichweite

Das Flexibilitätsranking wird in einer .CSV-Datei im **Projektverzeichnis** (Verzeichnis der .NET-Datei) [Bd. 1] ausgegeben.

Um die Zusammenhänge zwischen Flexibilitätsranking und -Reichweite zu verdeutlichen ist ein einfaches Beispiel in den folgenden beiden Abbildungen dargestellt. Damit wird die Wechselwirkung zwischen den beiden Tabellen/Matrizen deutlich. In den beiden nachfolgenden Tabellen sind Flexibilitätsranking = 1 und Flexibilitätsreichweite = 1 im Sinne von Maximalwerten zu verstehen. So hat in der nachfolgenden Abbildung die Flexibilität 1 mit Flexibilitätsranking = 1 für das Betriebsmittel 1 die größte netzphysikalische Wirkung, danach die Flexibilität 2 und die Flexibilität 3. Im Falle des Betriebsmittels 2 ergibt sich eine andere Reihenfolge.

	Flexibilität 1	Flexibilität 2	Flexibilität 3
Betriebsmittel 1	Ranking 1	Ranking 2	Ranking 3
Betriebsmittel 2	Ranking 2	Ranking 3	Ranking 1
Betriebsmittel 3	Ranking 2	Ranking 1	Ranking 3

Abbildung 60: Flexibilitätsranking - Wirkung zwischen Flexibilität und Betriebsmitteln

Die nachfolgende Tabelle ergibt sich aus der vorangehenden Tabelle durch Umstellung. Es ist zu erkennen, dass keine Flexibilitätsreichweite mit Flexibilitätsranking = 3 für die Flexibilität 1 mit Flexibilitätsranking 3 für eines der Betriebsmittel ermittelt werden konnte. Diese Zelle der Tabelle ist mit „---“ gekennzeichnet.

	Ranking 1	Ranking 2	Ranking 3
Flexibilität 1	Betriebsmittel 1	Betriebsmittel 2 und 3	---
Flexibilität 2	Betriebsmittel 3	Betriebsmittel 1	Betriebsmittel 2
Flexibilität 3	Betriebsmittel 2	---	Betriebsmittel 1 & 3

Abbildung 61: Flexibilitätsreichweite – Wirkungsbereich auf die Betriebsmittel

14.14.5 Ermittlung des Wirkungsbereichs und physikalischer Hintergrund

Die Flexibilität, für die der Wirkungsbereich bzw. die Flexibilitätsreichweite grafisch angezeigt werden soll, wird mit einem **Left Mouse Button Click** markiert. Es kann nun der entsprechende Menüpunkt im Hauptmenü **Prüfungen** unter **Lastfluss mit Flexibilitäten** verwendet werden.

Daraufhin wird das Flexibilitätsranking und damit auch der Wirkungsbereich der Flexibilitäten, sofern noch keine .CSV-Datei mit Flexibilitätsranking im Verzeichnis der .NET-Datei vorzufinden ist, ermittelt. Liegt eine solche Datei bereits vor, wird diese eingelesen. Dies erlaubt dem Anwender das manuelle Bearbeiten der Rankingdatei bzw. die Vorgabe. In die Aufstellung des Flexibilitätsrankings werden nur die Flexibilitäten einzogen, welche als für den Netzbetreiber einsetzbar markiert sind. Dies wird über die Checkbox **Energieanalyse aktivieren** und die Angabe einer **Betriebsart** des Netzwerk-elementes **Dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] in der Registerkarte **Lastprofile** in dem Einstelldialog der **Dezentralen Erzeugungsanlage (DEA)** angezeigt.

14.14.5.1.1 Erstellung des Flexibilitätsrankings

Die Erstellung des Flexibilitätsrankings erfolgt nach der nachfolgenden Vorgehensweise. Es erfolgt die Verwendung einer Ersatzstromquelle, um eine Aussage über die elektrische Entfernung zwischen einem überlasteten Betriebsmittel und den Flexibilitäten in einem Netz treffen zu können.

Netzeinspeisungen, Synchron-, Asynchronmaschinen und Transformatoren [Bd. 2] werden nur durch ihre Kurzschlussimpedanz abgebildet, die an einem Knoten geerdet ist. Die interne Spannungsquelle wird nicht verwendet.

Alle Flexibilitäten wie z.B. **Erzeugungsanlagen (DEA)** werden zunächst elektrisch deaktiviert. Die in einer Netzautomatisierung einsetzbaren Flexibilitäten werden dann nacheinander einzeln aktiviert und sind damit jeweils die einzige wirksame Quelle im betrachteten Netz. Jede Stromquelle bzw. Flexibilität speist jeweils ein 3-phasisches, symmetrisches Drehstromsystem mit einem Strombetrag von 100 A je Leiter ein. Die Flexibilität speist somit nur im Mitsystem ein, Gegen- und Nullsystemeinspeisung sind gleich Null.

- ⇒ Der Mitsystemstrom zur Ermittlung des Flexibilitätsrankings wird als **Rankingstrom** bezeichnet.

Es lässt sich in diesem Zustand des Stromnetzes für jede Flexibilität eine Lastflussberechnung durchführen. Ergebnis sind die Spannungen und Ströme im Stromnetz unter Einspeisung der Stromquelle der Flexibilität. Damit lassen sich die komplexen Spannungen an den Netzknoten und der Stromfluss im Netz betrachten.

Es wird der prozentuale Anteil des Strombetrags, welchen eine Flexibilität in einem betrachteten Betriebsmittel bewirkt, bezogen auf den Rankingstrom von 100 A, berechnet. Dieser Anteil soll als Grundlage der Rankeringermittlung dienen.

- ⇒ Es wird die Festlegung getroffen, dass Flexibilitäten, welche in der Ermittlung des Flexibilitätsrankings in einem Betriebsmittel weniger als **1 % des Rankingstroms** bewirken, in das Ranking für das jeweilige Betriebsmittel nicht aufgenommen werden.

Dies wird durch das Füllen der entsprechenden Matrixzelle durch die Zahl **2147483647** und damit mit einer Zahl, die größer als die Anzahl der im Netz vorhandenen Betriebsmittel ist, dargestellt. In der Ausgabe wird dies mittels „---“ dargestellt. Man erhält damit ein Ranking der Flexibilitäten im Netz nach ihrer elektrischen Nähe zu den überlasteten Betriebsmitteln.

14.14.6 Vorgehensweise zur Ermittlung des Wirkungsbereichs von Flexibilitäten

Im Folgenden wird die Vorgehensweise zur Durchführung der Ermittlung des Wirkungsbereichs von Flexibilitäten erläutert.

1. Aufbau der Netztopologie

Die Netztopologie wird entweder manuell, mit Hilfe des **Vorlagenbasierten Netzdesigns** [Bd. 1] oder mittels **GIS-Import** [Bd. 1] aufgebaut.

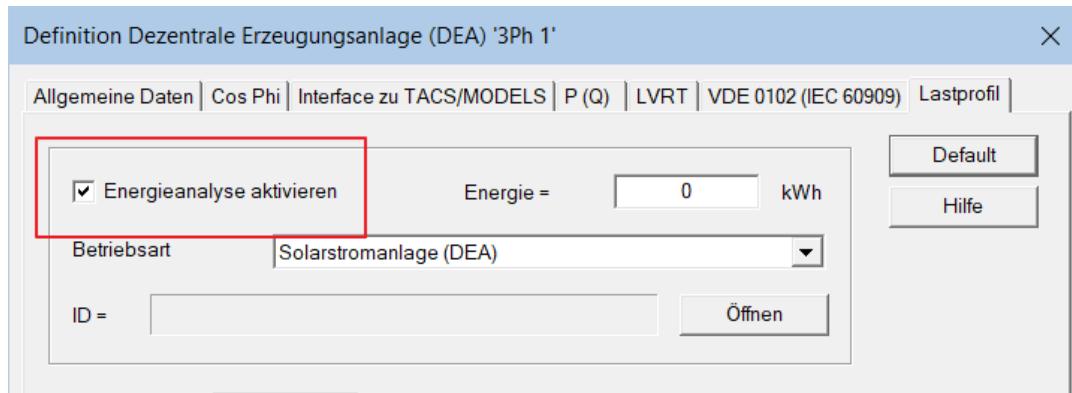
2. Einstellung der Betriebsmitteldaten

Alle Betriebsmitteldaten werden eingestellt.

Für **Verbraucherlasten** sind die Angaben in der ersten Registerkarte **Allgemeine Daten** ihres Einstelldialogs relevant.

3. Definition verfügbarer Flexibilitäten

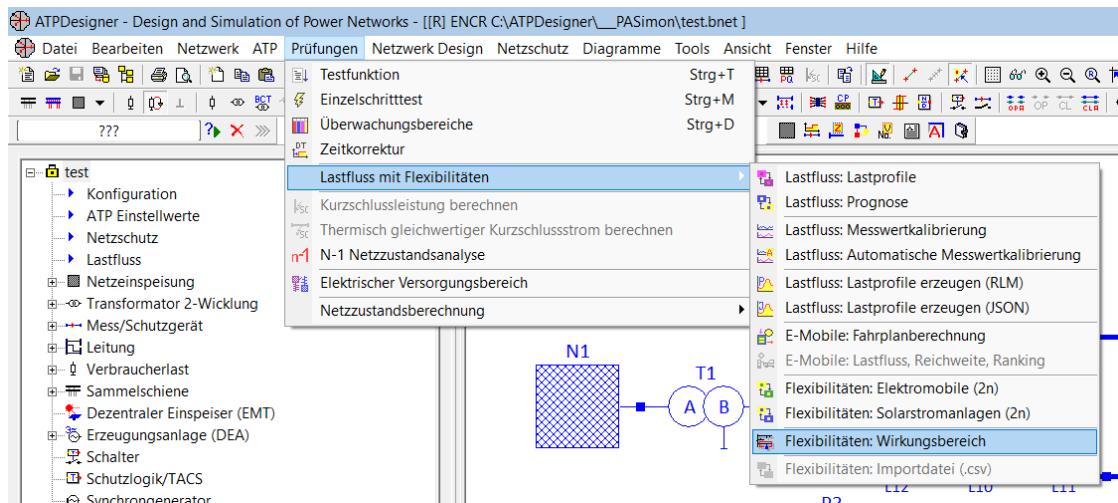
Im Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)** wird in der Registerkarte **Lastprofil** mittels der Checkbox **Energieanalyse aktivieren** gekennzeichnet, dass die jeweilige Anlage als Flexibilität zur Verfügung steht und in die Aufstellung des Flexibilitätsrankings einbezogen werden soll.



4. Start der Flexibilitätsanalyse

Der Anwender muss ein die Flexibilität (Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**), für die die Flexibilitätsreichweite grafisch nach Ermittlung des Wirkungsbereichs dargestellt werden soll, mittels **Left Mouse Button Click** markieren.

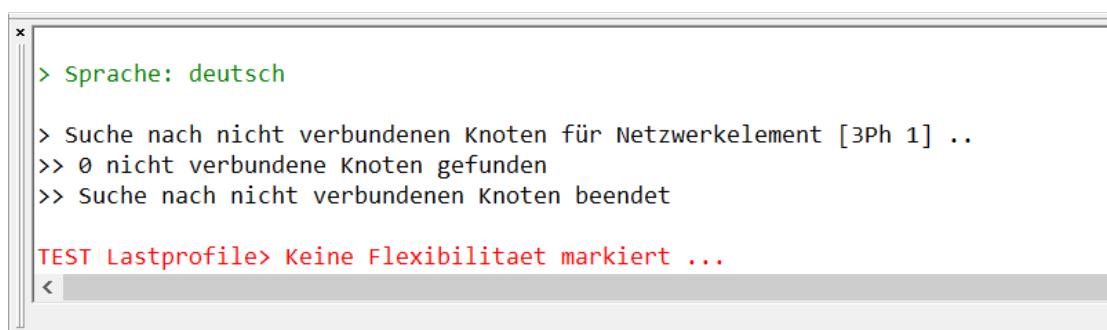
Der Start kann manuell über das Hauptmenü **Prüfungen** unter **Lastfluss mit Flexibilitäten mit Flexibilitäten: Wirkungsbereich** stattfinden.



Die Ergebnisse werden .CSV-Format im **Projektverzeichnis** (Verzeichnis der .NET-Datei) [Bd. 1] gespeichert.

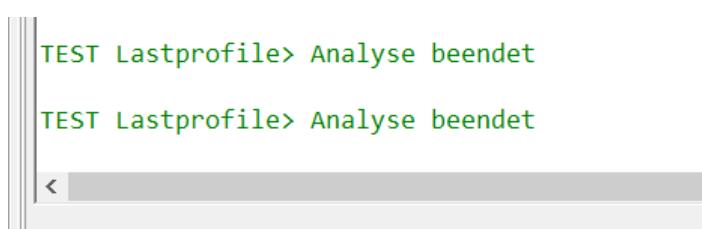
5. Fehlermeldung: Keine Flexibilität markiert ...

Ist keine Flexibilität markiert, so wird im Meldungsfenster die nachfolgende Fehlermeldung ausgegeben.



6. Meldung: Wirkungsbereich der Flexibilität erfolgreich ermittelt.

Konnte die Ermittlung des Wirkungsbereiches der Flexibilitäten erfolgreich beendet werden, so wird die nachfolgende Meldung im **Meldungsfenster** ausgegeben.



14.14.7 Darstellung des Wirkungsbereiches von Flexibilitäten in der Netzgrafik

In der nahfolgenden Abbildung ist ein einfaches Netz mit mehreren Flexibilitäten D1-4 abgebildet. Es soll der Wirkungsbereich der Flexibilitäten D1-4 ermittelt werden.

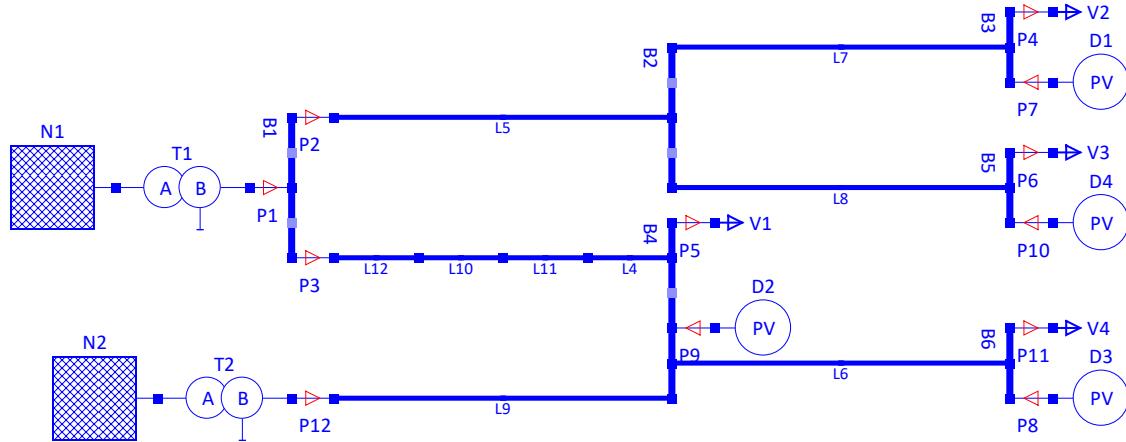


Abbildung 62: Einfaches Netz zur Ermittlung des Wirkungsbereiches einer Flexibilität

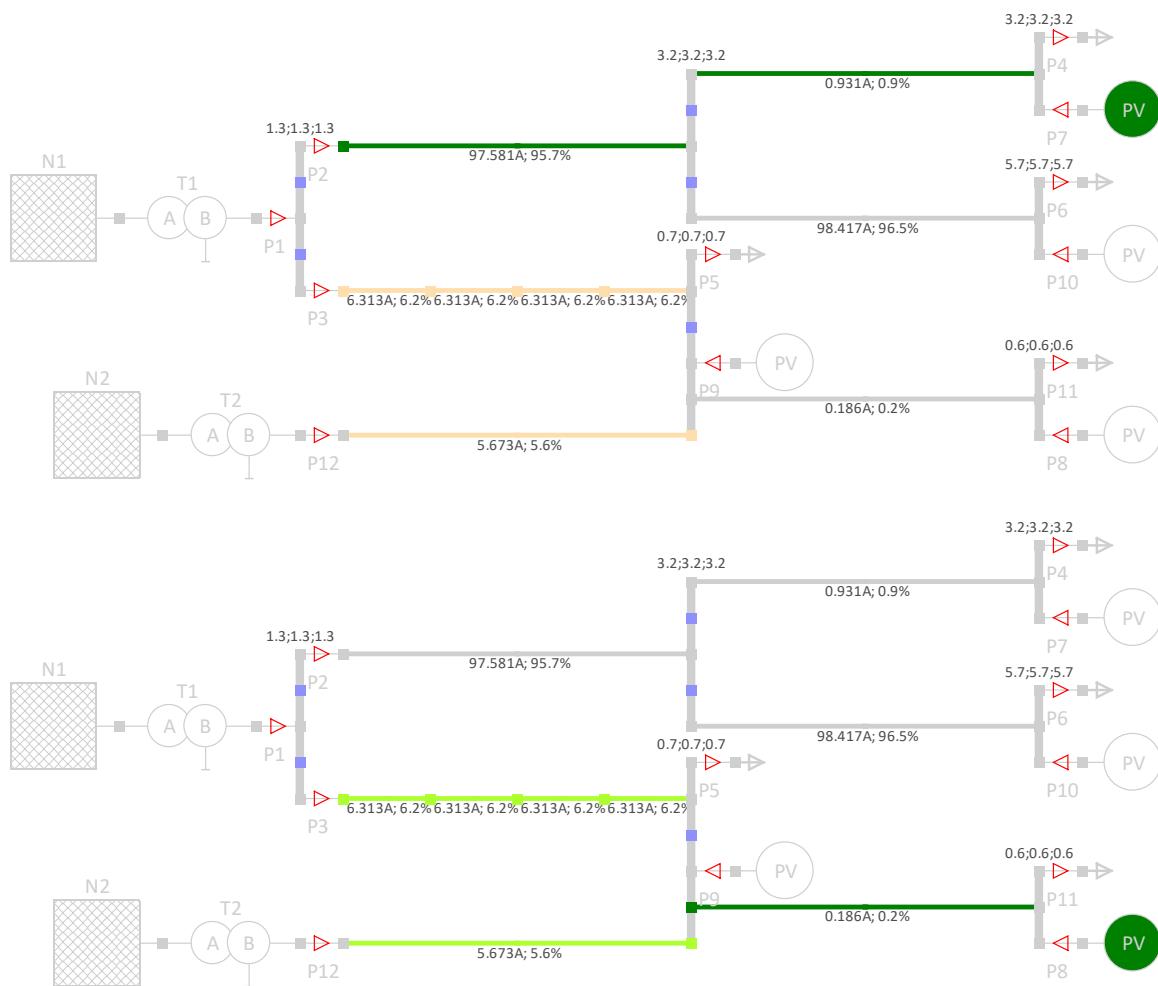


Abbildung 63: Darstellung der Wirkungsbereiche von Flexibilitäten in der Netzgrafik

In der vorangehenden Abbildung sind für die Flexibilitäten der jeweilige Wirkungsbereich durch Einfärbung dargestellt. Die Flexibilitäten sind jeweils **grün** dargestellt.

14.14.8 Ergebnisdarstellung nach Ermittlung des Wirkungsbereichs

Nach erfolgreicher Ermittlung des Flexibilitätsrankings werden die Ergebnisse in eine .CSV-Datei entsprechend **den nachfolgenden Abbildungen** ausgegeben. Der Inhalt der Dateien ist sowohl am Dateinamen nach

Tabelle 2 erkennbar, wie auch nach der Headerzeile in den einzelnen .CSV-Dateien.

Nach erfolgreicher Ermittlung des Flexibilitätsrankings werden die Ergebnisse in einem .CSV-Format nach **Abbildung 64** und **Abbildung 65** für Leitungen ausgegeben.

Zum einen werden wie in **Abbildung 64** die durch eine Flexibilität generierten Ströme in einer Tabelle in Form des Flexibilitätsrankings dargestellt. Zum anderen wird wie in **Abbildung 65** das daraus ermittelte Flexibilitätsranking abgebildet.

Die Ausgabe wie in nach **Abbildung 64** erfolgt, um ggfs. die Ergebnisse des Flexibilitätsrankings wie in **Abbildung 65** nachvollziehbar zu machen.

```
Flexibilitaetsstroeme [A] fuer Leitungen
;3Ph 1 [3Ph 1]; 3Ph 2 [3Ph 2];
[NAYCWY 3x35 0.4kV] Line 4 [Line 4]; 95.521; 46.09;
[NAYCWY 3x50 0.4kV] Line 5 [Line 5]; 4.48; 46.09;
[AL 4x25 0.4kV] Line 6 [Line 6]; 3.249; 52.773;
[AL 4x25 0.4kV] Line 7 [Line 7]; 3.249; 47.234;
```

Abbildung 64: Ausgabe der Ströme [A] zur Ermittlung des Flexibilitätsrankings für Leitungen

Im Folgenden wird unter einer Spalte einer .CSV-Datei der Bereich einer Zeile verstanden, der durch den Zeilenanfang oder nach einem Semikolon „;“ begonnen und durch ein Semikolon „;“ beendet wird.

- **1. Zeile:** Liste der Namen und Referenznamen der **Erzeugungsanlagen (DEA)** im Format **Name [Referenzname]**, die zur Nachbildung der Flexibilitäten verwendet werden. Bsp.: **WP Musterpark [3Ph 1]**
- **Alle weiteren Zeilen:**
 - Erste Spalte: Name und Referenzname der Leitungen im Format **Name [Referenzname]**, Bsp.: **Musterleitung [Line 4]**
 - In den nachfolgenden Spalten werden der maximale Leiterstrom der Leitung in der Reihenfolge der **Erzeugungsanlagen (DEA)** der 1. Zeile dargestellt. Die Leiterströme werden durch die jeweilige Flexibilität eingespeist und fließen durch die betrachtete Leitung.

Das Format der nachfolgenden Tabelle ist identisch gewählt. Statt der maximalen Leiterströme wird das **Flexibilitätsranking 1(1)..N** angegeben.

```
Flexibilitaetsranking für Leitungen
;3Ph 1 [3Ph 1]; 3Ph 2 [3Ph 2];
[NAYCWY 3x35 0.4kV] Line 4 [Line 4]; 1; 2;
[NAYCWY 3x50 0.4kV] Line 5 [Line 5]; 2; 1;
[AL 4x25 0.4kV] Line 6 [Line 6]; 2; 1;
[AL 4x25 0.4kV] Line 7 [Line 7]; 2; 1;
```

Abbildung 65: Ausgabe des Flexibilitätsrankings für Leitungen

Die Ergebnisdateien der Flexibilitätsströme [A] und des Flexibilitätsrankings für Leitungen im .CSV-Format können in eine Tabellenkalkulationssoftware eingelesen und als Tabelle dargestellt werden. Diese Darstellung ist beispielhaft in den folgenden beiden Abbildungen dargestellt.

Flexibilitätsstroeme [A] fuer Leitungen	3Ph 1 [3Ph 1]	3Ph 2 [3Ph 2]
[NAYCWY 3x35 0.4kV] Line 4 [Line 4]	95.521	46.09
[NAYCWY 3x50 0.4kV] Line 5 [Line 5]	4.48	46.09
[AL 4x25 0.4kV] Line 6 [Line 6]	3.249	52.773
[AL 4x25 0.4kV] Line 7 [Line 7]	3.249	47.234

Abbildung 66: Ausgabe der Ströme [A] zur Ermittlung des Flexibilitätsrankings für Leitungen als Tabelle formatiert

Flexibilitätsranking fuer Leitungen	3Ph 1 [3Ph 1]	3Ph 2 [3Ph 2]
[NAYCWY 3x35 0.4kV] Line 4 [Line 4]	1	2
[NAYCWY 3x50 0.4kV] Line 5 [Line 5]	2	1
[AL 4x25 0.4kV] Line 6 [Line 6]	2	1
[AL 4x25 0.4kV] Line 7 [Line 7]	2	1

Abbildung 67: Ausgabe des Flexibilitätsrankings für Leitungen als Tabelle formatiert

Dasselbe ist für **Sicherungen** in den darauffolgenden beiden Abbildungen dargestellt. Nach erfolgreicher Ermittlung werden die Ergebnisse im .CSV-Format für **Mess/Schutzgeräte** in der Betriebsart Sicherungen nach **Abbildung 68** und **Abbildung 69** ausgegeben. Zum einen werden wie in die durch eine Flexibilität generierten Ströme in einer Tabelle in Form des Flexibilitätsrankings (**Abbildung 68**) dargestellt. Zum anderen wird wie in **Abbildung 69** das daraus ermittelte Flexibilitätsranking abgebildet.

Die Ausgabe wie in nach **Abbildung 68** erfolgt, um ggfs. die Ergebnisse des Flexibilitätsrankings wie in **Abbildung 69** nachvollziehbar zu machen.

```
Flexibilitätsstroeme [A] fuer Sicherungen
;3Ph 1 [3Ph 1]; 3Ph 2 [3Ph 2];
P1 [Prb 1]; 100; 0;
P4 [Prb 4]; 98.698; 98.862;
```

Abbildung 68: Ausgabe der Ströme [A] zur Ermittlung des Flexibilitätsrankings für Messschutzgeräte in der Betriebsart Sicherungen

```
Flexibilitätsranking fuer Sicherungen
;3Ph 1 [3Ph 1]; 3Ph 2 [3Ph 2];
P1 [Prb 1]; 1; ---;
P4 [Prb 4]; 2; 1;
```

Abbildung 69: Ausgabe des Flexibilitätsrankings für Messschutzgeräte in der Betriebsart Sicherungen

In dem Flexibilitätsranking für **Mess/Schutzgeräte** mit der Schutzfunktion **Sicherung** nimmt die 3Ph 2 das **Ranking = 2147483647** für das **Mess/Schutzgerät** Prb 1 ein. Damit

ist das Ranking größer als die Anzahl der im Netz vorhandenen Betriebsmittel. Daran erkennt der Anwender, dass die Flexibilität 3Ph 2 in der Ermittlung des Flexibilitätsrankings in Betriebsmittel Prb 1 weniger als 1 % des Rankingstroms bewirkt und somit nicht in das Ranking für das Betriebsmittel aufgenommen wird. In der Ausgabe wird dies mittels „---“ dargestellt.

Die Ergebnisdateien der Flexibilitätsströme [A] und des Flexibilitätsrankings für **Mess/Schutzgeräte** mit der Schutzfunktion **Sicherung** im .CSV-Format können in eine Tabellenkalkulationssoftware eingelesen mittels und damit als Tabellen dargestellt werden. Diese Darstellung ist beispielhaft in den folgenden beiden Abbildungen dargestellt.

Flexibilitätsströme [A] für Sicherungen		3Ph 1 [3Ph 1]	3Ph 2 [3Ph 2]
P1 [Prb 1]		100	0
P4 [Prb 4]		98.698	98.862

Abbildung 70: Ausgabe der Ströme [A] zur Ermittlung des Flexibilitätsrankings für Mess/Schutzgeräte mit der Schutzfunktion Sicherung als Tabelle formatiert

Flexibilitätsranking für Sicherungen		3Ph 1 [3Ph 1]	3Ph 2 [3Ph 2]
P1 [Prb 1]		1	---
P4 [Prb 4]		2	1

Abbildung 71: Ausgabe des Flexibilitätsrankings für Mess/Schutzgeräte mit der Schutzfunktion Sicherung als Tabelle formatiert

14.14.8.1 Ausgabe der Ergebnisse in .CSV-Dateien im Projektverzeichnis

Es werden zwei .CSV-Dateien generiert und im **Projektverzeichnis** [Bd. 1] gespeichert. Diese werden in der folgenden Tabelle spezifiziert. Beide .CSV-Dateien werden im Verzeichnis der .NET-Datei oder falls existent im **Projektverzeichnis** [Bd. 1] abgelegt.

Dateiname	Projektver- zeichnis	Bedeutung
NetDateiname_Ergebnisse_FLEX_LinesStroeme	-*	.CSV, Flexibilitätsströme für Leitungen x Flexibilitäten (DEAs)
NetDateiname_Ergebnisse_FLEX_LinesRanking	-	.CSV, Flexibilitätsranking für Leitungen x Flexibilitäten (DEAs)
NetDateiname_Ergebnisse_FLEX_FusesStroeme	-	.CSV, Flexibilitätsströme für Sicherungen x Flexibilitäten (DEAs)
NetDateiname_Ergebnisse_FLEX_FusesRanking	-	.CSV, Flexibilitätsranking für Sicherungen x Flexibilitäten (DEAs)

* Die Ablage erfolgt in keinem eigenen Verzeichnis, sondern im Verzeichnis der .NET-Datei oder falls existent im **Projektverzeichnis** [Bd. 1].

Tabelle 2: Dateinamen für die Ermittlung des Wirkungsbereichs

Das Format der Ergebnisdateien entspricht dem Format der Anzeige im Texteditor. Der Bezeichner **NetDateiname** bezeichnet den Dateinamen inklusive Verzeichnis der Ergebnisdatei.

14.14.8.2 Farbliche Kennzeichnung der Flexibilitätsreichweite in der Netzgrafik

Zuletzt wird die Flexibilitätsreichweite bzw. der Wirkungsbereich von der zu Beginn gewählten Flexibilität grafisch in der Netzgrafik wie nachfolgend gezeigt dargestellt. Die Einfärbung der Leitungen gestaltet sich in Abhängigkeit des Rankings der jeweiligen Flexibilität für die Leitung.

Ranking	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	...
Farbe	Dark Green	Light Green	Yellow	Orange	Gold	Red	Magenta	Blue	Cyan	Light Blue	Grey

Der Wirkungsbereich wird eingefärbt. Die Einfärbung kann durch den Toolbar-Button  oder dem Tastenkürzel **Strg + Alt + E** zurückgesetzt werden.

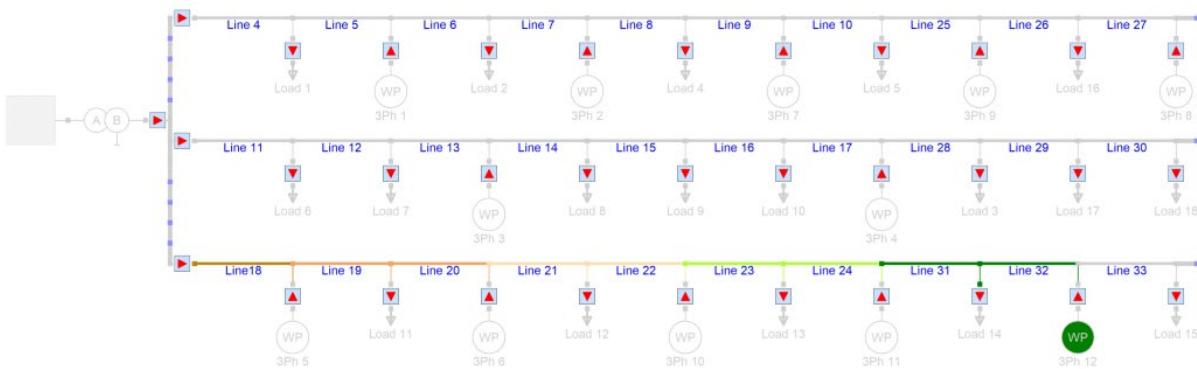


Abbildung 72: Visualisierung des Wirkungsbereichs (Ranking) in der Netzgrafik

14.15 Flexibilitäten: Importdatei (.CSV)

Zur Parametrierung der Betriebsmittel können die Betriebsmitteldaten zum einen manuell eingetragen werden. Zum anderen besteht die Möglichkeit der Nutzung der Funktion **Flexibilitäten: Importdatei (.CSV)**⁶. Mit dieser Funktion wird für jede importierte Flexibilitätsdatei eine Lastflussberechnung durchgeführt und je eine Ergebnisdatei im Ordner der Flexibilitätsdateien abgespeichert. Damit besteht die Option sogenannte Netznutzungsfälle automatisiert abzuarbeiten.

Hierzu müssen zunächst die Betriebsmitteldaten zur Grundparametrierung als .CSV-Datei eingelesen und synchronisiert werden. Dies ist gemäß Registerkarte **Import** durchzuführen.

Die Flexibilitätsdateien, welche als Netznutzungsfälle abgearbeitet werden, können im Dialog der **Liste der Betriebsmitteldaten** in der Registerkarte **Flexibilitätstest** als .CSV-Datei importiert werden. Die Flexibilitätsdateien haben den gleichen Aufbau wie die .CSV-Datei für den Import der Betriebsmitteldaten.

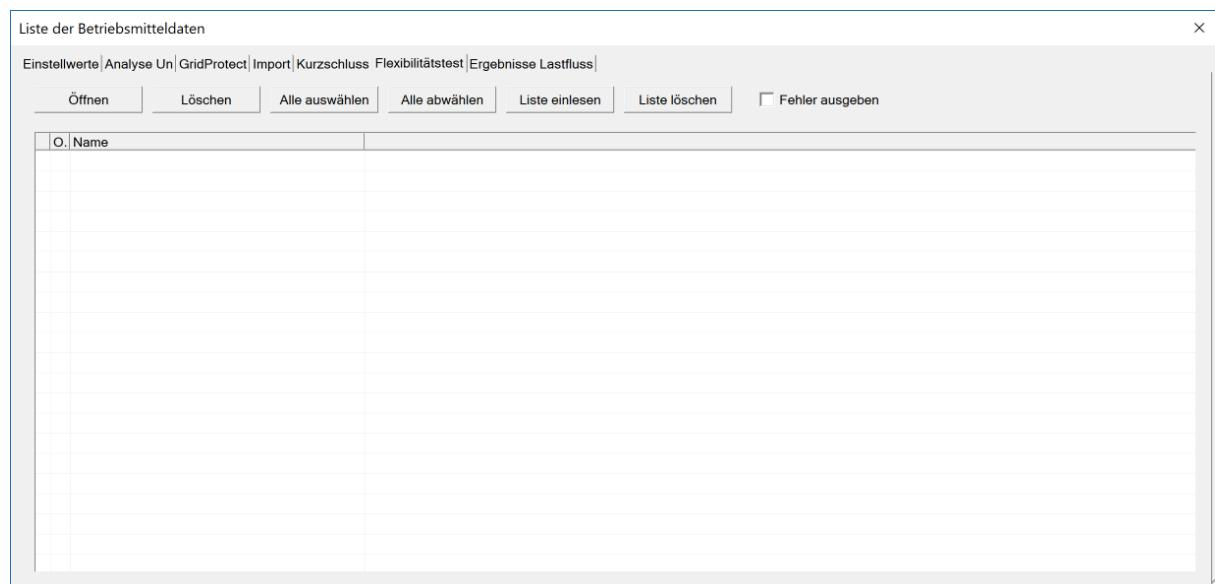


Abbildung 73: Flexibilitätstest – Einlesen der Flexibilitätsdateien

Button	Bedeutung
Öffnen	Öffnen bzw. Einlesen einer .CSV-Flexibilitätsdatei
Löschen	Löschen der in der Liste ausgewählten Flexibilitätsdateien
Alle auswählen	Alle Flexibilitätsdateien in der Liste auswählen
Alle abwählen	Alle Flexibilitätsdateien in der Liste abwählen
Liste einlesen	Öffnen bzw. Einlesen einer Liste an Flexibilitätsdateien
Liste löschen	Alle Flexibilitätsdateien in der Liste werden gelöscht

Mittels dem Button **Öffnen** können einzelne .CSV-Dateien als Flexibilitätsdatei eingelesen werden. Mittels dem Button **Liste einlesen** kann eine .txt-Datei eingelesen werden in der die Pfade zu den einzulesenden Flexibilitätsdateien wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt enthalten sind.

⁶ siehe Schnittstellen in ATPDesigner, Flexibilitäten Format 1

C:\\\\Users\\\\Igel\\\\Desktop\\\\Test\\\\Flexible_Last_Test_20170803.CSV
C:\\\\Users\\\\Igel\\\\Desktop\\\\Test\\\\Flexible_Last_Test_akutell.CSV

Abbildung 74: Flexibilitätsliste (Beispiel)

Durch Setzen der Checkbox in der Liste Flexibilitätstest kann ausgewählt werden, welche Dateien eingelesen werden sollen. Mit der Funktion **Flexibilitäten: Importdatei (.CSV)** unter dem Menüpunkt **Prüfungen** und **Lastfluss mit Flexibilitäten** wird für jede eingelesene Flexibilitätsdatei eine Lastflussberechnung durchgeführt und jeweils eine .CSV-Datei mit den Ergebnissen der Berechnungen im Ordner der Flexibilitätsdateien abgespeichert.

14.16 Lastflussberechnung E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking

Die Ladeleistung von Elektromobilen belastet Stromnetze mit einer signifikant großen Bezugswirkleistung über lange Ladezeiten. Es werden dadurch über lange Zeiträume erhebliche Stromverteilkapazitäten, d.h. Querschnitte der Leitungen gebunden, die dann für allgemeine Stromversorgungsaufgaben nicht mehr zur Verfügung stehen. Mit Hilfe einer auf das Ladeverhalten von E-Mobilen ausgerichteten Netzauslastungsanalyse und -diagnose können die Auswirkungen einzelner Ladestationen auf das Stromnetz einzeln und kumulativ analysiert werden.

Ziel ist es, mit Hilfe der Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen ausgehend von einer E-Mobil Ladestation die durch diese Ladestation verursachte Stromauslastung verursachte Auslastung der Betriebsmittel wie **Leitungen** und **Transformatoren** zu ermitteln. Damit ist es möglich, den Auswirkungen der Ladestationen auf das Stromnetz detailliert zu analysieren. Die Ergebnisse werden in einem [Bericht](#) oder auch direkt in der Netzgrafik ausgegeben.

Die Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen kann wie nachfolgend erläutert gestartet werden.

- mit dem Toolbar-Button  in der Toolbar **Lastfluss**
- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**
- Menüpunkt **E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking**

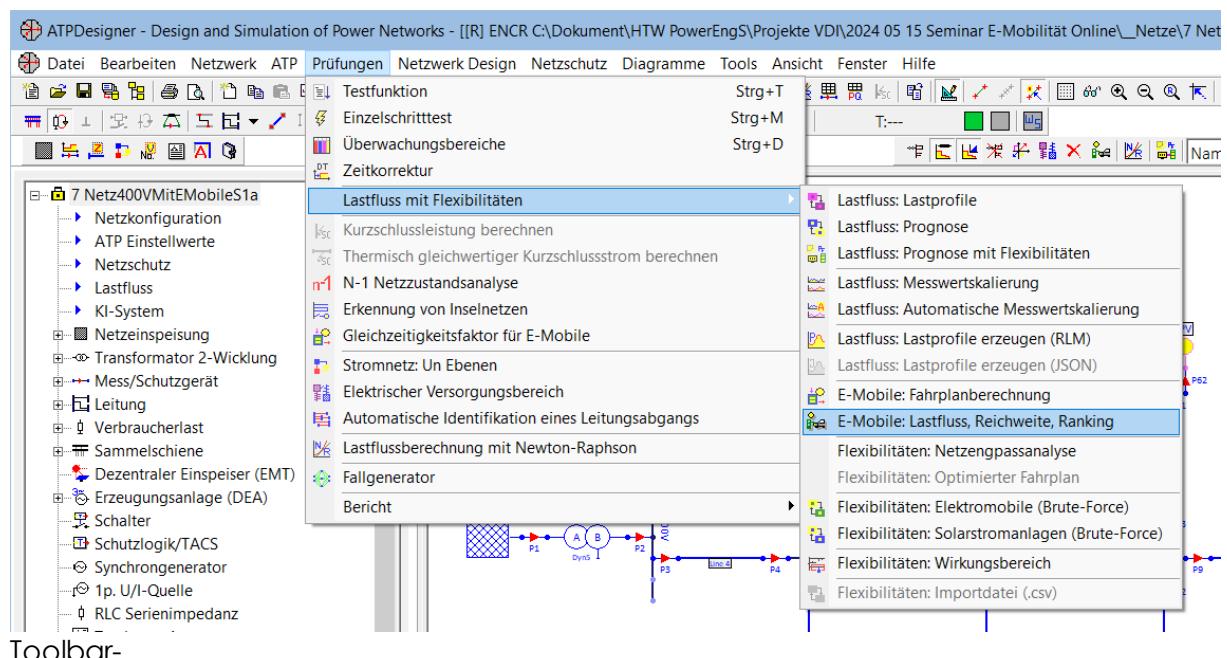


Abbildung 75: Lastflussberechnung E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking

Alternativ kann die [Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen](#) mit Hilfe des contextsensitiven **Right Mouse Button Menu** gestartet werden, wenn im ersten Schritt ein Netzwerkelement markiert wurde. Das Menü ist nachfolgend abgebildet.

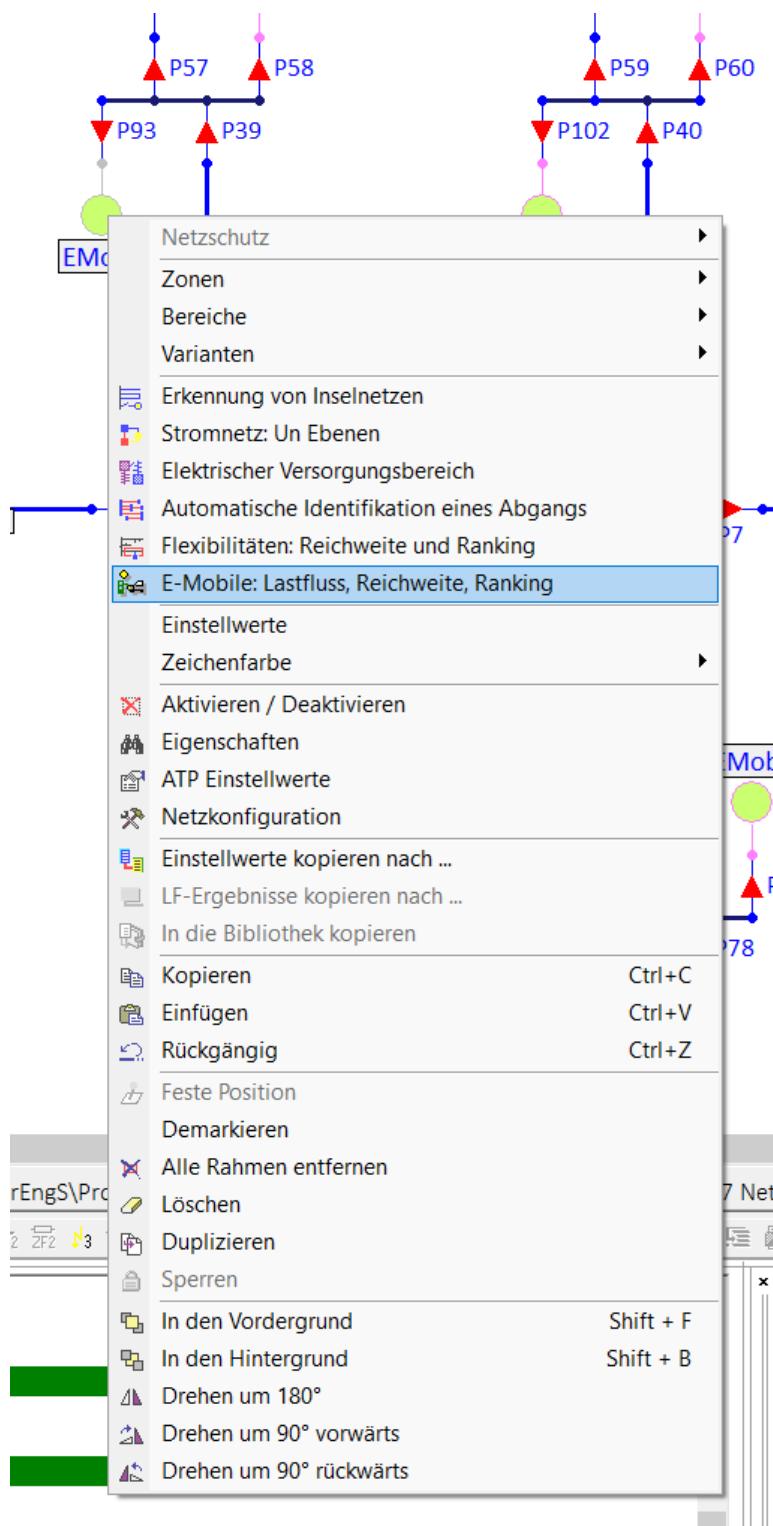


Abbildung 76: Start der Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen

14.16.1 Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen

Das Verfahren zur Netzauslastungsanalyse und -diagnose des Ladeverhaltens von E-Mobilen geht davon aus, dass eine E-Mobil Ladestation mit dem Netzwerkelement **Er-**

zeugungsanlage (DEA) in der Betriebsart **Elektromobil** nachgebildet wird. Die Betriebsart kann ausgehend von der Grundeinstellung des Einstelldialogs (Default) wie nachfolgend erläutert eingestellt werden.

- Einstelldialog der Erzeugungsanlage (DEA) z.B. mit einem **Left Mouse Button Click** auf das Symbol in der Netzsicht öffnen
- Registerkarte **Lastprofil** öffnen
- Einstellwert **Betriebsart** auf **Elektromobil** einstellen
- Registerkarte **Allgemeine Daten** öffnen
- Einstellwert **P_n** auf den Wert der Bezugswirkleistung (< 0) einstellen
- ⇒ Der Einstellwert **P_n** der **Erzeugungsanlage (DEA)** geht vom Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) aus. Daher muss für die Bezugswirkleistung der Ladestation mit einem negativen Wert **P_n < 0.0kW** eingestellt werden.

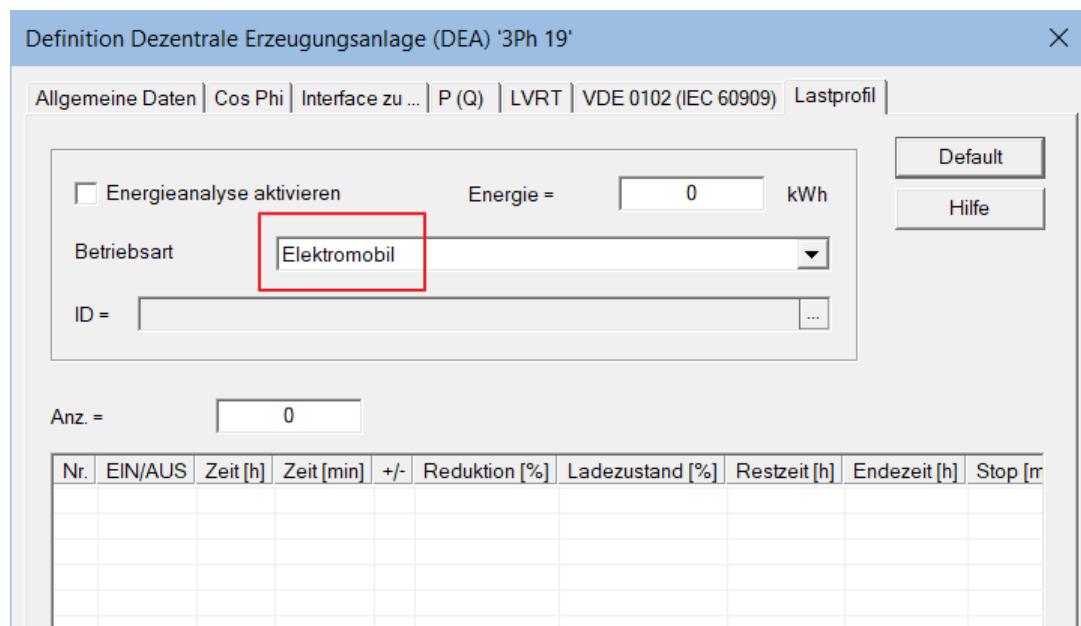


Abbildung 77: Betriebsart **Elektromobil** für **Erzeugungsanlage (DEA)** einstellen

Die Netzauslastungsanalyse und -diagnose wird wie nachfolgend erläutert durchgeführt.

1. Es wird eine initiale Lastflussberechnung mit dem vom Anwender definierten Netzzustand durchgeführt. Die Ergebnisse werden in einem Bericht gespeichert.
2. Es werden **Verbraucherlasten, Erzeugungsanlagen (DEA)** und **Transformator 2-Wicklung** mit aktiver integrierter Verbraucherlast deaktiviert.
3. Es werden nacheinander eine **Erzeugungsanlage (DEA)** mit der Betriebsart Elektromobil und einer Bezugswirkleistung **P_n < 0.0kW** aktiviert und eine Lastflussberechnung durchgeführt. Die Ergebnisse der einzelnen Lastflussberechnung werden in einem Bericht gespeichert.

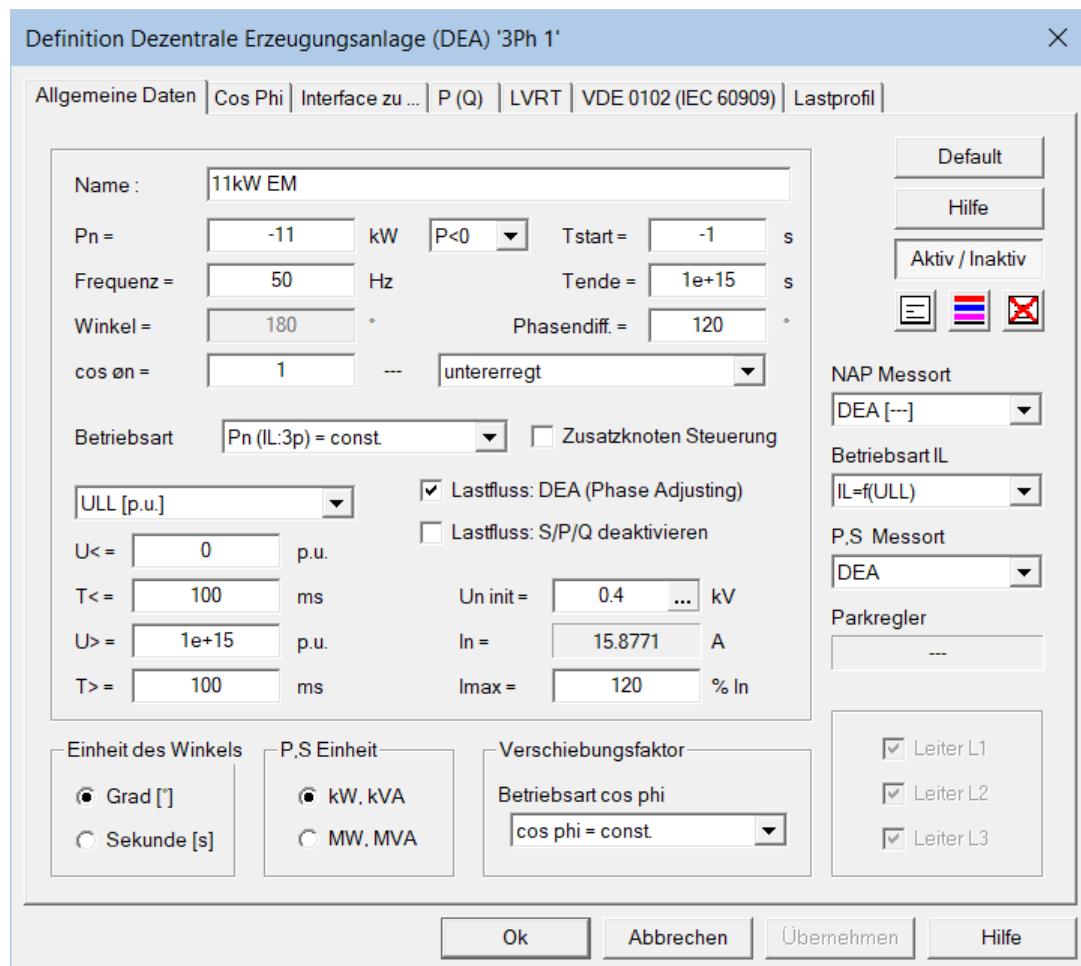


Abbildung 78: Erzeugungsanlage (DEA) - Einstellwerte für eine 11kW E-Mobil Ladestation

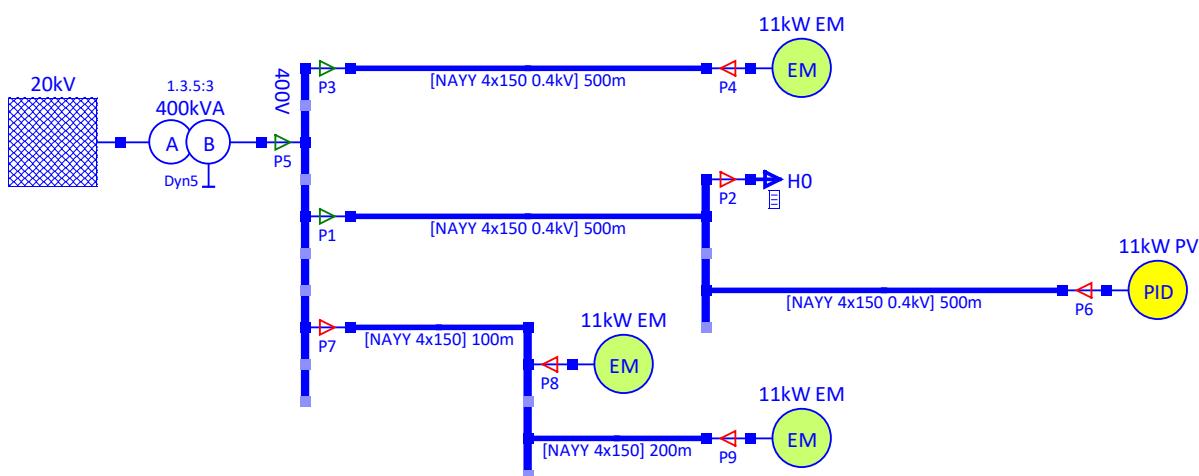


Abbildung 79: Beispiel für eine Netzauslastungsanalyse für E-Mobile Ladestationen

Wie das vorangehende Beispiel zeigt, wird die Betriebsart **Elektromobil** im Symbol der **Erzeugungsanlage (DEA)** mit der Abkürzung **EM** angezeigt.

14.16.2 Grundlagen Netzauslastungsanalyse und -diagnose für Ladestationen

Die Netzauslastungsanalyse und -diagnose geht davon aus, dass Ladestationen 3phasig symmetrisch am Stromnetz angeschlossen und betrieben werden. Daher genügt es, das Mitsystem des Stromnetzes zu analysieren und zu bewerten. In den nachfolgenden Tabellen werden daher nur die Spannungen und Ströme im Mitsystem der Symmetrischen Komponenten (012-System) ausgegeben.

Bezeichner	Bedeutung
U1	Spannung im Mitsystem
I1	Strom im Mitsystem
ILmax	Maximal zulässiger Leiterstrom
P	Wirkleistung im natürlichen System
Q	Blindleistung im natürlichen System
S	Scheinleistung im natürlichen System
Last	Auslastung in %
Akt./Ina.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 1 = Netzwerkelement ist aktiviert ▪ 0 = Netzwerkelement ist deaktiviert

14.16.3 Ergebnisse der initialen Lastflussberechnung (Referenznetzzustand)

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der initialen Lastflussberechnung, der als **Referenznetzzustand** bezeichnet wird. Es ist hier zu beachten, dass nur die Spannungen und Ströme im Mitsystem ausgegeben werden.

Ergebnisse der Lastflussberechnung

Netzzustandsanalyse: Ergebnisse des Referenznetzzustandes

Name	U1 [V]	I1 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	215.924	137.368	137.368	49.9521%
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	228.487	16.0476	16.0476	5.83548%
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	217.658	16.8461	16.8461	6.12587%
[Line 7] [NAYY 4x150] 100m	229.691	23.495	23.495	8.54362%
[Line 8] [NAYY 4x150] 200m	229.448	8.07092	8.07092	2.93488%

Name	Un [kV]	I1 [A]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Last [%]
[Tra 1] 400kVA	0.4	177.282	122.814	56.6831	108.951	30.7035

Messrichtung Leistungen P, Q: Wicklung A → Wicklung B

Name	Un [kV]	I1 [A]	U1 [V]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Akt./Ina.
[3Ph 1] 11kW EM	0.4	16.0476	228.487	11	-11	-4.49037e-16	1
[3Ph 2] 11kW PV	0.4	16.8461	217.658	11.0001	11.0001	0	1
[3Ph 3] 11kW EM	0.4	15.9635	229.691	11	-11	-4.49037e-16	1
[3Ph 4] 11kW EM	0.4	8.07092	229.448	5.55556	-5.00177	2.41795	1

Tabelle 3: Ergebnisse der initialen Lastflussberechnung für Ladestationen

14.16.4 Ergebnisse der Lastflussberechnung für E-Mobil Ladestationen

Die nachfolgende Tabelle zeigt beispielhaft das Ergebnis der Lastflussberechnung, wenn nur eine E-Mobil Ladestation in dem Beispielnetz aktiviert wurde. Es ist hier zu beachten, dass nur die Spannungen und Ströme im Mitsystem ausgegeben werden.

Ergebnisse der Lastflussberechnung

Netzzustandsanalyse Nr. 1: E-Mobil aktiviert - 11kW EM [3Ph 1]

Name	U1 [V]	I1 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	230.779	6.75687e-06	6.75687e-06	2.45704e-06%
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	229.13	16.0024	16.0024	5.81906%
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	230.779	3.39858e-06	3.39858e-06	1.23585e-06%
[Line 7] [NAYY 4x150] 100m	230.779	6.47433e-06	6.47433e-06	2.3543e-06%
[Line 8] [NAYY 4x150] 200m	230.779	3.3394e-06	3.3394e-06	1.21433e-06%

Name	Un [kV]	I1 [A]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Last [%]
[Tra 1] 400kVA	0.4	17.5664	12.17	2.2622	11.9579	3.04251

Messrichtung Leistungen P, Q: Wicklung A → Wicklung B

Name	Un [kV]	I1 [A]	U1 [V]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Akt./Ina.
[3Ph 1] 11kW EM	0.4	16.0024	229.13	10.9999	-10.9999	-4.49033e-16	1
[3Ph 2] 3Ph 2	0.4	---	---	---	---	---	0
[3Ph 3] 11kW EM	0.4	---	---	---	---	---	0
[3Ph 4] 11kW EM	0.4	---	---	---	---	---	0

Ergebnisse der Datenanalyse

Summe der Einspeiseleistung P=2.2622 kW

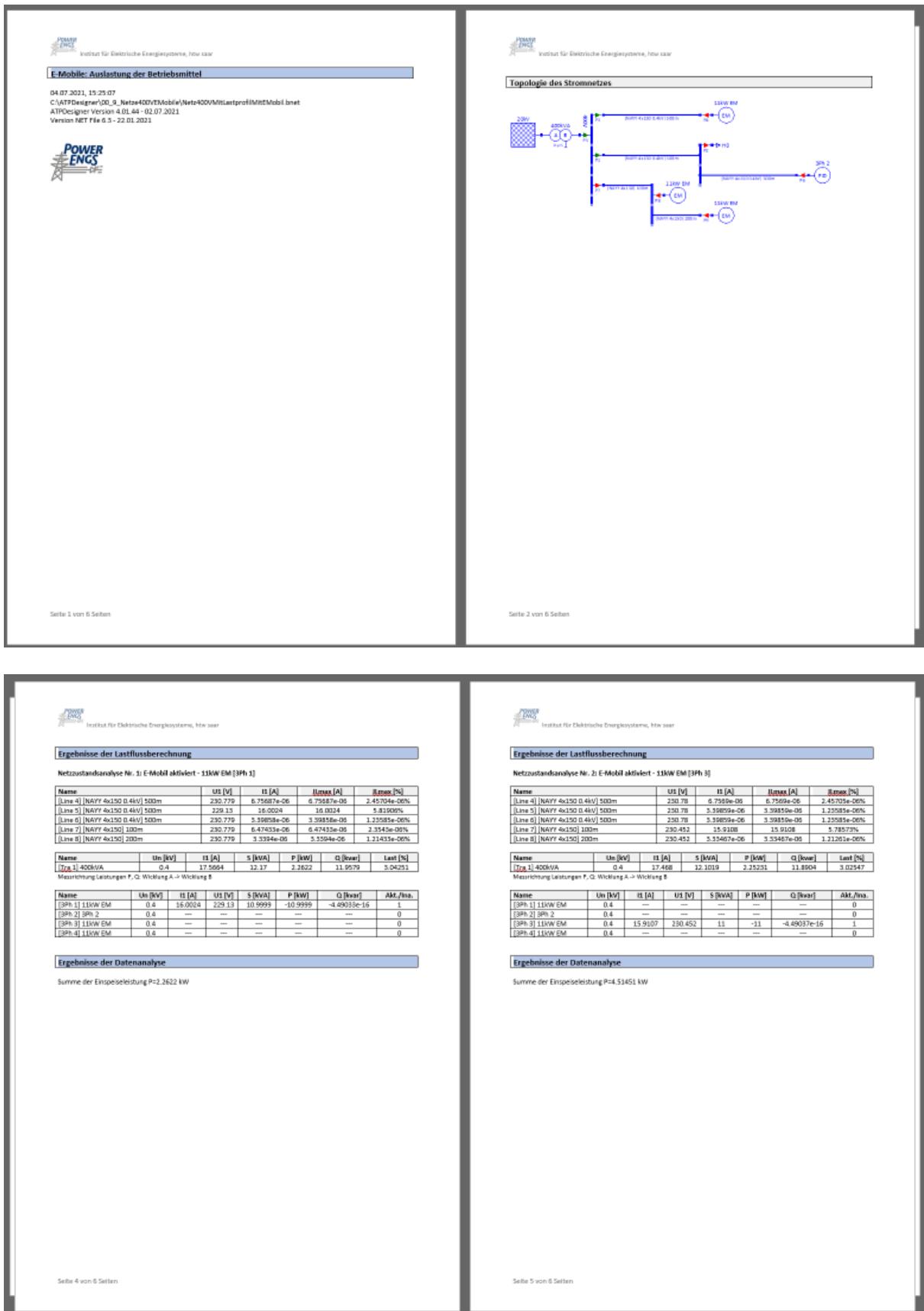
Tabelle 4: Ergebnisse und Datenanalyse der Lastflussberechnungen für Ladestationen

In der Tabelle ist zu erkennen, dass die Ladestation einen Ladestrom von 16A bezieht. Es wird nur **Leitung Line 5** mit 5,8% belastet. Die Belastung des Transformators **Tra 1** ist durch die kapazitiven Ladeströme der Leitungen ca. 1,5A größer als der Ladestrom der Ladestation. Der Transformator wird mit <3% durch die Ladestation ausgelastet.

14.16.5 Ausgabe der Ergebnisse in einen Bericht (XML-Datei)

Die Ergebnisse der Netzauslastungsanalyse und Netzauslastungsdiagnose werden in einem Bericht (.XML-Datei) [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil des Berichtes. Der Dateiname des Berichtes ist wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

YYYYMMTThhmmss_NetDateiname_EMOBAA.xml


Abbildung 80: Ausgabe der Netzauslastungsanalyse für E-Mobile als Bericht (.XML-Datei [21])

14.16.6 Anzeige der Netzauslastung in der Netzgrafik

Um die Auslastungsergebnisse der [Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen](#) direkt in der Netzgrafik farblich anzuzeigen, muss vor dem Start des Berechnungsverfahrens eine E-Mobil Ladestation, die mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet wird, mit einem **Left Mouse Button Click** markiert werden. Im nachfolgenden Beispiel wird das Netzwerkelement 11kW EM vor dem Start markiert.

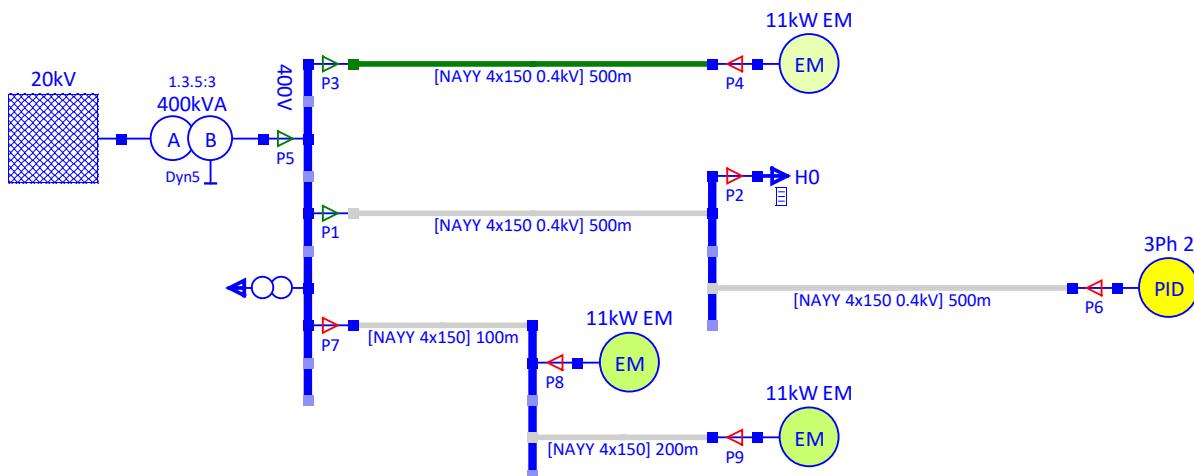


Abbildung 81: Anzeige der Netzauslastung in der Netzgrafik

Nachdem das Berechnungsverfahren beendet wurde, wird das zu Beginn markierte Netzobjekt mit einer grünen Füllfarbe wie in obigem Beispiel sichtbar gekennzeichnet. Die sich durch den Strombezug ergebenden Auslastungen der Betriebsmittel werden wie nach einer Lastflussberechnung auch durch Einfärbung der Betriebsmittel angezeigt. Die Zeichenfarben können in der Registerkarte **Farben I>** des Einstelldialogs **Einstellungen Elektrisches Netz** [Bd. 2] anwenderspezifisch definiert werden.

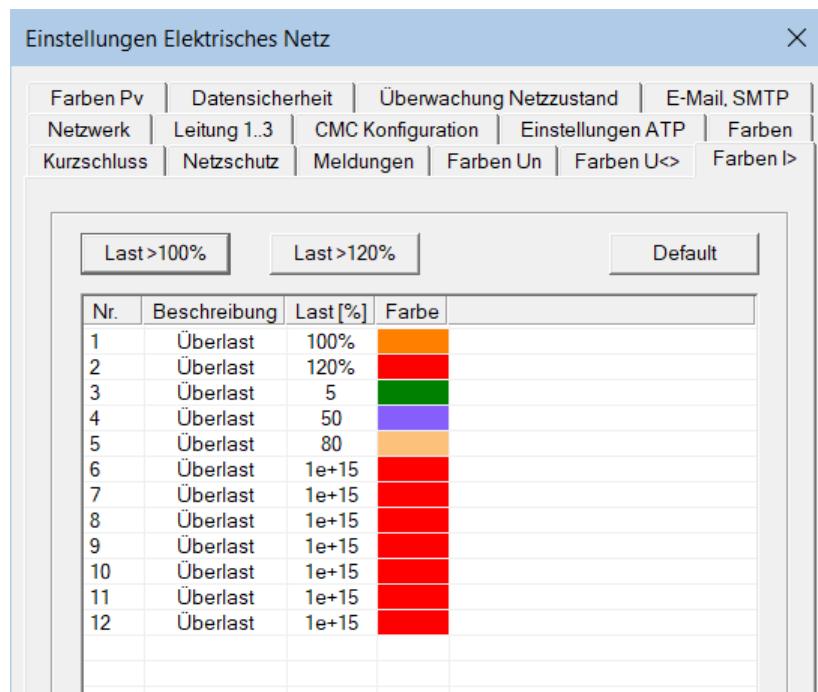


Abbildung 82: Definition der Farben zur Darstellung der Stromauslastung

In dem Beispiel wurden die Farben nach Grundeinstellung verwendet. Im Gegensatz zu der sonst üblichen Einfärbung der Netzwerkelemente wird ein Netzwerkelement, dessen Stromauslastung geringer ist als die kleinste in dem Einstelldialog definierte Stromauslastungsgrenze nicht in blauer, sondern in hellgrauer Farbe gezeichnet.

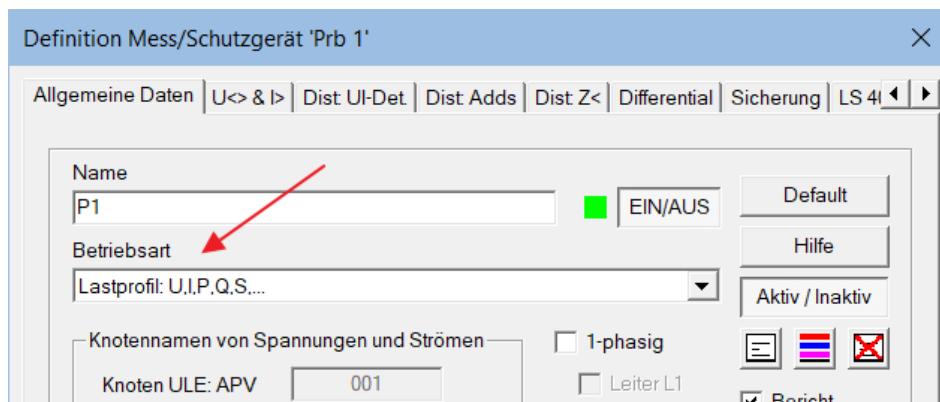
15 Messwertskalierte Lastflussberechnung

Leistungsflüsse sowie Spannungen und Ströme im Stromnetz können durch eine **Lastflussberechnung** ermittelt werden. Grundlage der Lastflussberechnung ist die Nachbildung des Stromnetzes mit geeigneten netzphysikalischen Modellen für Betriebsmittel wie z.B. Leitungen und Transformatoren sowie die Festlegung der Bezugs- und Einspeiseleistungen der Randknoten (PQ-Knoten) wie z.B. Verbraucherlasten und dezentrale Erzeugungsanlagen. Diese Modelle beschreiben den Zusammenhang zwischen den physikalischen Größen Spannung und Strom. Daraus können Leistungen berechnet werden. Die durch die Lastflussberechnung erreichbare Genauigkeit ist direkt von der Genauigkeit der Bezugs- und Einspeiseleistungen der PQ-Knoten wie z.B. der **Verbraucherlasten** abhängig.

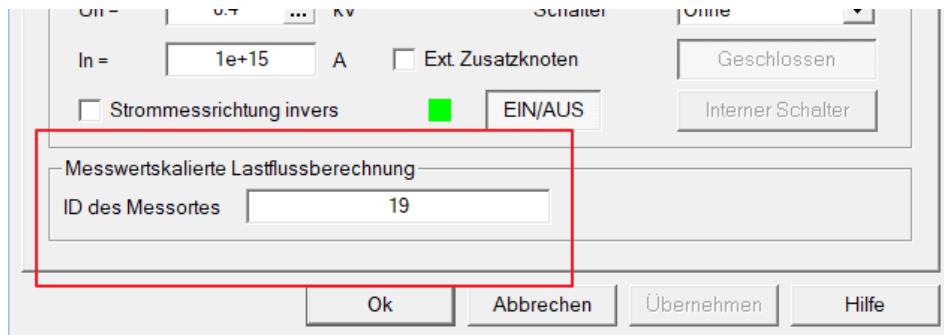
Das in ATPDesigner implementierte Verfahren der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** ermöglicht es, mit Hilfe der an einer **Messstelle** (Messort) gemessenen Wirk- und Blindleistung den Netzzustand eines überwachten Teils des Stromnetzes so anzupassen, dass an der Messstelle (Messort) die berechneten und gemessenen Wirk- und Blindleistungen mit anwenderspezifischer Genauigkeit übereinstimmen. Der überwachte Teil des Stromnetzes wird durch einen **Bereich** festgelegt. Es werden nur Betriebsmittel wie **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** berücksichtigt, die in einem gemeinsamen **Bereich** enthalten sind. Mit Hilfe des Verfahrens wird das Ziel angestrebt, ein der netzphysikalischen Realität näheres Abbild des Netzzustandes durch Auswertung von Leistungsmesswerten an einem Messort (**Messstelle**) zu erreichen.

Das Verfahren sieht vor, die Wirk- und Blindleistung von Bezugsanlagen innerhalb des überwachten Teils des Stromnetzes gleichmäßig, d.h. durch gemeinsame Skalierungsfaktoren für Wirk- und Blindleistung zu skalieren. Die Skalierungsfaktoren werden durch Analyse der gemessenen und der berechneten Wirk- und Blindleistungen ermittelt.

- Die **Messstelle** (Messort) wird durch das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** als **Fahrplanmessgerät** in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,...** im Stromnetz berücksichtigt. Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) vorausgesetzt. Die Betriebsart wird in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs eingestellt.

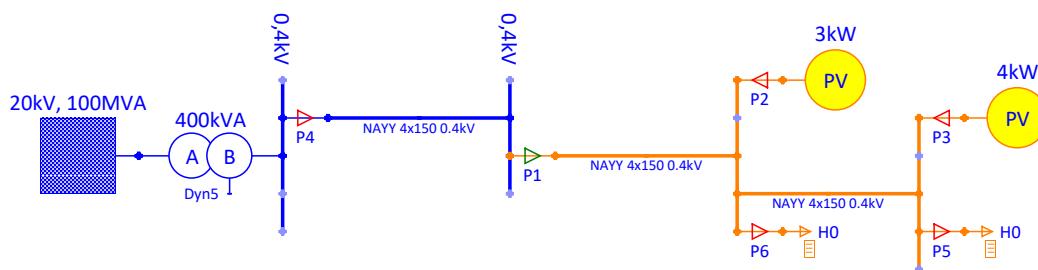


- Zusätzlich muss die **Messstelle** (Messort) durch den Einstellwert **ID des Messortes** des **Mess/Schutzgerätes** eindeutig und unverwechselbar definiert sein. Eine Mehrfachvergabe der gleichen **ID des Messortes** muss ausgeschlossen sein.



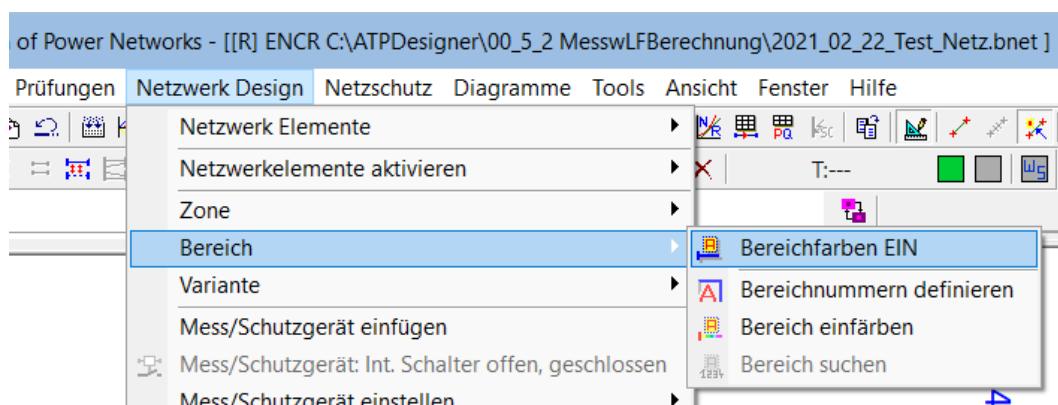
- Das **Mess/Schutzgerät**, das als Messstelle (Messort) verwendet wird, sowie alle Bezugs- und Einspeiseanlagen des überwachten Teils des Stromnetzes, müssen dem gleichen **Bereich** zugeordnet sein. Innerhalb eines Bereiches darf nur einziges **Mess/Schutzgerät** als **Messstelle** (Messort) verwendet werden. Es können auch weitere Netzwerkelemente dem **Bereich** zugeordnet werden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Einfärbung von zwei **Bereichen**. Der durch das **Mess/Schutzgerät P1** als Messstelle (Messort) überwachte **Bereich** ist an der Zeichenfarbe **Orange** zu erkennen.



Die Einfärbung der Bereiche mit den bereichsspezifischen Zeichenfarben kann wie folgt aktiviert bzw. deaktiviert werden.

- Hauptmenü **Netzwerk Design**
- Menüpunkt **Bereich, Bereichfarben EIN**



- Der Einstellwert **ID des Messortes** wird zur Identifikation der Datendatei, die an dieser Messstelle (Messort) im Stromnetz gemessene Messwerte z.B. Wirk- und Blindleistung enthält, verwendet. Die in der Datendatei enthaltenen Messwerte

werden zur Skalierung von Wirk- und Blindleistungen aller Bezugsanlagen des **Bereiches** verwendet.

- ⇒ Es muss durch die **ID des Messortes** eine eindeutige Zuordnung der Messwerte zur Messstelle (Messort) und dem dadurch überwachten Teil des Stromnetzes gegeben sein.

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft ein Niederspannungsnetz dargestellt, dessen Netzzustand mit Hilfe der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** berechnet und analysiert werden soll.

- Die Messstelle (Messort) ist durch das **Mess/Schutzgerät P1** nachgebildet. Die Betriebsart des Fahrplanmessgerätes ist an der **grünen** Zeichenfarbe des Pfeils erkennbar.
- In nach dem Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) positiver Messrichtung, d.h. in Richtung des **grünen** Pfeils, kann ein strahlenförmiges Teilnetz des Niederspannungsnetzes durch das **Mess/Schutzgerät P1** überwacht werden.

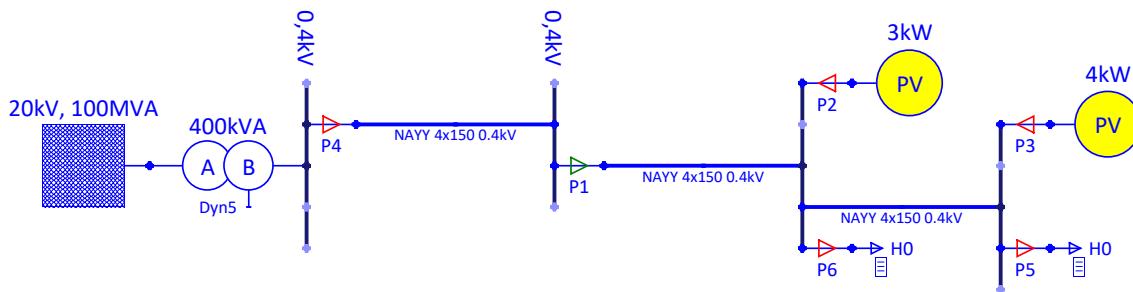


Abbildung 83: Stromnetz mit Messstelle P1 für die Messwertskalierte Lastflussberechnung

- Der **Bereich** umfasst mindestens Das **Mess/Schutzgerät P1**, die beiden **Erzeugungsanlagen (DEA)** als PV-Einspeiseanlagen und die **Verbraucherlast** H0 als Bezugsanlage. Leitungen und Sammelschienen können ebenfalls dem **Bereich** zugeordnet werden.

15.1 Messwertskalierte Lastflussberechnung in ATPDesigner

Das Verfahren der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** ermöglicht es, für eine definierten Messstelle (Messort) von Leiterströmen und Leiter-Erd-Spannungen den berechneten Leistungsfluss getrennt nach Wirk- und Blindleistung an die gemessenen Leistungsmesswerte anzunähern. Es wird ein iteratives Verfahren verwendet, das die gemessenen Leistungsmesswerte P_{mess} und Q_{mess} (Messwerte = Soll-Werte) mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung P_{ber} und Q_{ber} (berechnete Werte = Ist-Werte) vergleicht. Ausgehend von den Abweichungen der Leistungsflüsse gemessen zu berechnet wird die Bezugsleistung von **Verbraucherlasten** getrennt nach Wirk- und Blindleistung skaliert, um eine möglichst gute Übereinstimmung der gemessenen mit den berechneten Leistungen zu erreichen. Das iterative Verfahren wird mit Hilfe einer anwenderspezifischen Genauigkeit überwacht und bewertet.

Folgende Randbedingungen sind zu beachten.

- Das Verfahren ist nur für strahlenförmige Stromnetze anwendbar. Stromnetze mit Ringen oder vermaschte Stromnetze werden nicht unterstützt.
- Die **Messtelle** (Messort) wird durch ein **Mess/Schutzgerät** realisiert. Das **Mess/Schutzgerät** muss im Stromnetz so eingebaut werden, dass das zu überwachende strahlenförmige Stromnetz aus netzphysikalischer Sicht eindeutig zu identifizieren ist.
- In dem zu überwachenden strahlenförmigen Stromnetz können beliebig viele Einspeise- und Bezugsanlagen vorhanden sein.

Mit dem Ziel ein der Realität nahe Abbild des Netzzustandes zu schaffen, werden Abgangsmessungen herangezogen und in die zeitreihenbasierten Berechnungen, d.h. einer Lastflussberechnung mit Lastprofilen eingebunden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft das in ATPDesigner implementierte Verfahren der **Messwertskalierten Lastflussberechnung**. Das Beispiel kann typischerweise in strahlenförmigen Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetzen angewendet werden.

Die Messwerte an den **Messstellen** (Messorte) (**grüne** Pfeile) der Abgänge der Ortsnetzstation werden verwendet, um die Bezugsleistung der **Verbraucherlasten** des jeweiligen Abgangs zu skalieren. Ziel ist es, die Ergebnisse der Lastflussberechnung und die Messwerte mit ausreichender Genauigkeit in Übereinstimmung zu bringen. Die Bezugs- und Erzeugungsleistungen der Flexibilitäten des Abgangs, z.B. der PV-Anlagen oder der Batterieanlagen werden im Sinne von PQ-Knoten als bekannt vorausgesetzt.

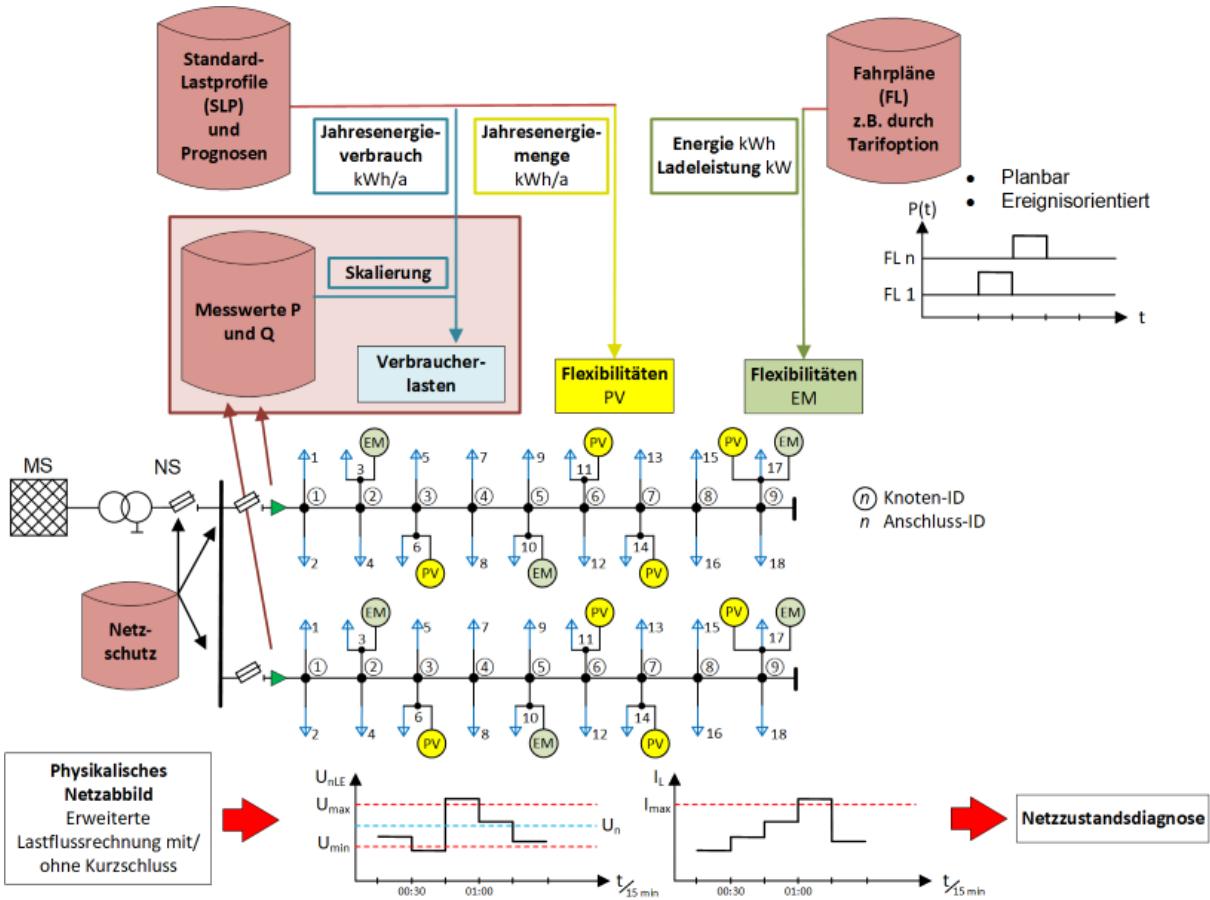


Abbildung 84: Lastflussberechnung mit Lastprofilen - Verarbeitung der Messwerte

Die Skalierung der Bezugsleistungen der **Verbraucherlasten** wird in der folgenden Abbildung konzeptionell dargestellt.

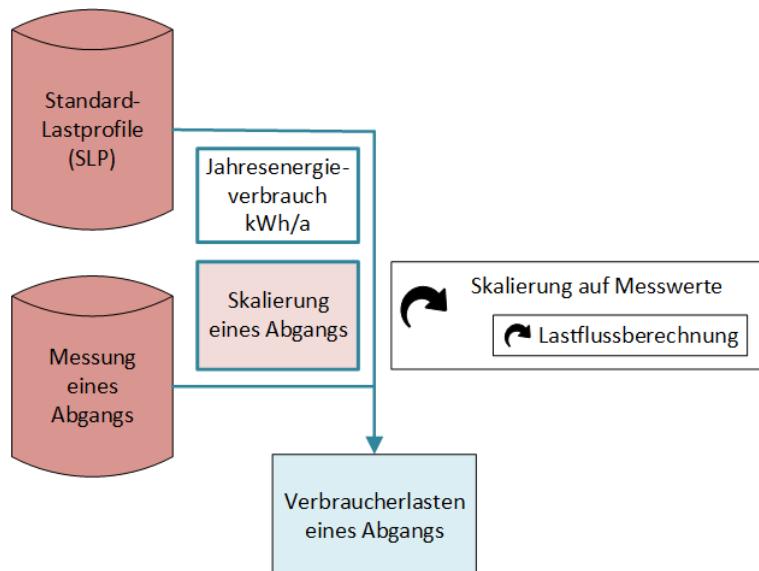


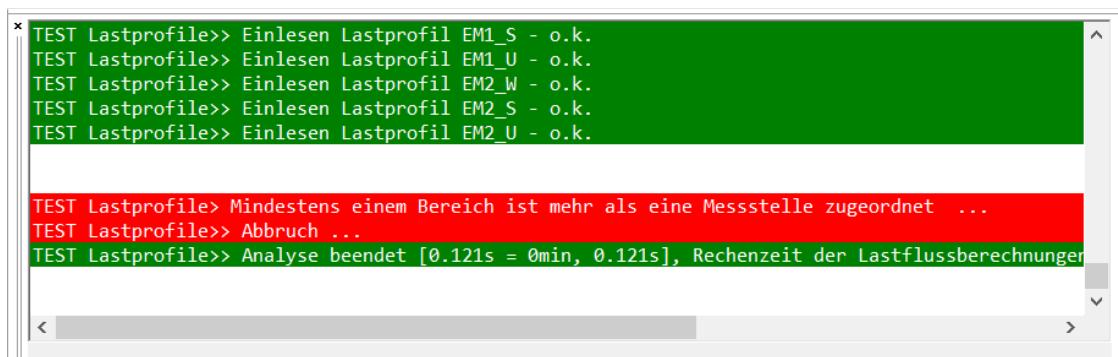
Abbildung 85: Skalierung der Verbraucherlasten mit Messwerten

15.1.1 Randbedingungen der Messwertkalierten Lastflussberechnung

Vor der Anwendung des in ATPDesigner implementierten Verfahrens der **Messwertkalierten Lastflussberechnung** müssen folgende Randbedingungen beachtet werden.

1. Der durch die **Messstelle** (Messort) überwachte Teil des Stromnetzes wird durch einen **Bereich** [Bd. 1] definiert, dem alle **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** sowie das **Mess/Schutzgerät**, das als Messstelle (Messort) parametriert ist, zugeordnet.
2. Es ist nur eine einzige **Messstelle** (Messort) innerhalb des **Bereiches** zulässig. Die Messstelle (Messort) wird mit dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** und dessen Einstellwert **ID des Messortes** festgelegt.

Diese Bedingung wird zu Beginn der **Messwertkalierten Lastflussberechnung geprüft**. Wird kein oder mehrere **Mess/Schutzgeräte** mit vom Anwender eingesetztem Einstellwert ID des Messortes erkannt, so wird die Lastflussberechnung nicht gestartet und eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben.



```

* TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM1_S - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM1_U - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM2_W - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM2_S - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM2_U - o.k.

TEST Lastprofile> Mindestens einem Bereich ist mehr als eine Messstelle zugeordnet ...
TEST Lastprofile>> Abbruch ...
TEST Lastprofile>> Analyse beendet [0.121s = 0min, 0.121s], Rechenzeit der Lastflussberechnung

```

3. Das **Mess/Schutzgerät**, das als **Messstelle** (Messort) verwendet wird, muss als **Fahrplanmessgerät** in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,...** und einer eindeutigen **ID des Messortes** eingestellt sein. Innerhalb des **Bereiches** darf nur ein einziges **Mess/Schutzgerät** als **Messstelle** (Messort) verwendet werden.
4. Ausgehend von der Messstelle (Messort) des **Mess/Schutzgerätes** muss nach Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) in positiver Messrichtung (Messrichtung des **grünen** Pfeils) das Stromnetz eine strahlenförmige Netztopologie aufweisen.
5. Es können weitere **Mess/Schutzgeräte** in dem Bereich enthalten sein, sofern diese nicht als Messstelle (Messort), d.h. als Fahrplanmessgerät in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,...** mit gültiger **ID des Messortes** eingestellt sind.
6. Für eine optimale Anwendung des Verfahrens sollte in der Messwertdatei für jedes 15min-Zeitintervall beginnend mit dem ersten 15min-Zeitintervall zeitlich lückenlos für jedes weitere 15min-Zeitintervall ein Messwert, d.h. eine Messwertzeile enthalten sind.

Die Verwendung eines **Bereiches** als „messtechnische Klammer“ von Messstelle (Messort), Verbraucherlasten und Flexibilitäten ist zwingend erforderlich.

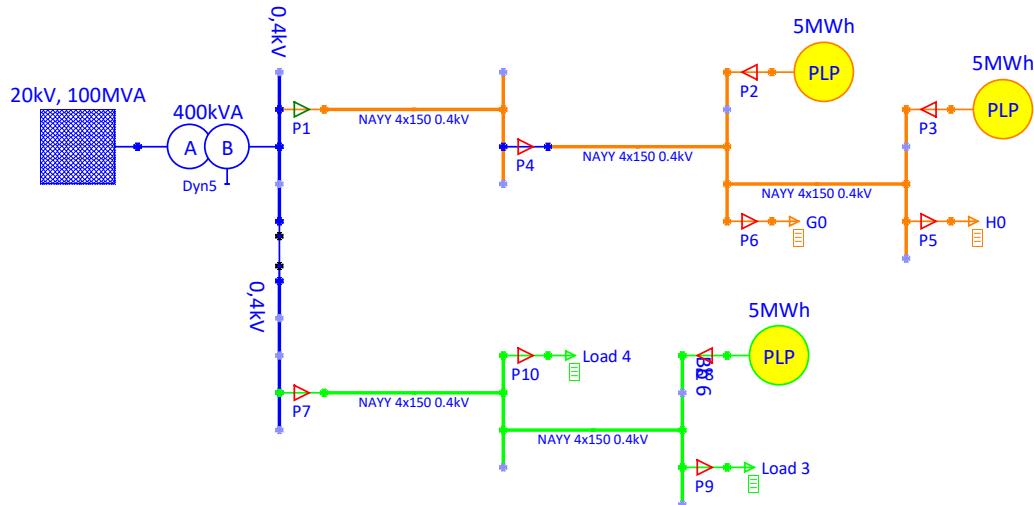
- Mit der Verwendung eines **Bereiches** ist es dem Verfahren möglich, die zu skalierenden **Verbraucherlasten** zu identifizieren und eindeutig der Messstelle (Messort) zuzuordnen.
- Da die Messwerte an der Messstelle (Messort) auch durch Leistungseinspeisungen oder Leistungsbezug von Flexibilitäten wie z.B. PV-Anlagen bestimmt werden, müssen diese in den Messwerten eliminiert werden. Dadurch entstehen **um die Flexibilitäten bereinigte Messwerte**. Mit der Verwendung eines **Bereiches** ist es dem Verfahren möglich, die zu Flexibilitäten gehörenden Leistungseinspeisungen zu identifizieren.

15.1.2 Vorgehensweise des Verfahrens

Die Bezugsleistungen der **Verbraucherlasten** werden durch das Verfahren iterativ so skaliert, dass nach einer Lastflussberechnung die Ergebnisse an der **Messstelle** (Messort) bezüglich abgangssummarischem Wirk- und Blindleistungsbezug bzw. -einspeisung mit denen der Messungen im Rahmen einer anwenderdefinierten Genauigkeit übereinstimmen. Dabei werden Wirk- und Blindleistung getrennt überwacht, bewertet und skaliert.

Die Messwerte von Abgangsmessungen an der **Messstelle** (Messort) werden nur für eine Skalierung der Wirk- und Blindleistung der **Verbraucherlasten** in dem **Bereich** verwendet, der durch die **Messstelle** (Messort) und das der Messstelle zugeordnete **Mess/Schutzgerät** definiert ist. Eine **strahlenförmige** Netztopologie ausgehend von der **Messstelle** (Messort) ist eine weitere Voraussetzung.

Im Folgenden wird mit dem dargestellten Referenznetz erläutert, wie ausgehend von dem **Mess/Schutzgerät P1** eine Netzabschnitt für die **Messwertskalarierte Lastflussberechnung** verwendet werden kann.



- Der ONS-Abgang (Abgang des Ortsnetztransformators) muss mit einer **Messstelle** (Messort) im Leitungsabgang (**Mess/Schutzgerät P1**) ausgestattet werden.

2. Die im Leitungsabgang angeschlossenen Betriebsmitteln müssen einem **Bereich** [Bd. 1] zugeordnet werden. In dem obigen Referenznetz ist der **Bereich** bzw. die zu dem **Bereich** gehörenden Betriebsmittel durch die Zeichenfarbe **orange** zu erkennen.
 - ⇒ **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** sowie das **Mess-/Schutzgerät** als **Messstelle** (Messort) **müssen** in dem **Bereich** enthalten sein. Es wird empfohlen alle weiteren Betriebsmittel ebenfalls dem **Bereich** zuzuordnen
3. Am Anfang des Leitungsabgangs wird ein **Mess/Schutzgerät** als **Messstelle** (Messort) eingesetzt. Das **Mess/Schutzgerät** muss als **Fahrplanmessgerät** in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,...** eingestellt sein und eine eindeutige Identifikation der **Messstelle** (Messort) **ID des Messortes** aufweisen. Das **Mess/Schutzgerät** muss dem **Bereich** zugeordnet sein.
 - **Mess/Schutzgerät P1** ist als **grünes** Fahrplanmessgerät die **Messstelle** (Messort) des **Bereiches** in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,...** eingestellt. In der Registerkarte **Allgemeine Einstellungen** des Einstelldialogs ist die **ID des Messortes** = 19 zur eindeutigen Identifikation der Messstelle eingestellt.
 - Die **ID des Messortes** wird verwendet, um die Messwerte aus der .CSV-Datei eindeutig der **Messstelle** (Messort) im Referenznetz zuzuordnen.
 - Der **Bereich** umfasst ausgehend von dem **Mess/Schutzgerät P1** in Pfeilrichtung Leitungen, Sammelschienen sowie zwei dezentrale Erzeugungsanlagen (PV) und eine Verbraucherlast (H0). Es muss beachtet werden, dass das **Mess/Schutzgerät** das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet. Die Messrichtung ist durch die Richtung des **grünen Pfeils** definiert.

Die nachfolgenden Erläuterungen der prinzipiellen Arbeitsweise des Verfahrens beziehen sich immer auf einen 15min-Zeitintervall im Sinne von VDEW-Standardlastprofilen [23].

1. In wird eine initiale Lastflussberechnung durchgeführt.
2. Es wird die Summe der Einspeiseleistungen jeder **Erzeugungsanlage (DEA)** in dem **Bereich** getrennt nach Wirk- und Blindleistung berechnet.

$$P_{DEA} = \sum_{k=1}^{N_{DEA}} P_{k,DEA} \quad Q_{DEA} = \sum_{k=1}^{N_{DEA}} Q_{k,DEA}$$

3. Die berechneten summarischen Einspeiseleistungen P_{DEA} und Q_{DEA} werden getrennt nach Wirk- und Blindleistung zu den an der **Messstelle** (Messort) durch Lastflussberechnung berechneten Wirk- und Blindleistungen P_{ber} und Q_{ber} addiert.

$$P_{ber,korr} = P_{ber} + P_{DEA} \quad Q_{ber,korr} = Q_{ber} + Q_{DEA}$$

Dadurch ergeben sich die um die Einspeiseleistungen der **Erzeugungsanlagen (DEA)** des Bereiches korrigierten Wirk- und Blindleistungen $P_{ber,korr}$ und $Q_{ber,korr}$ an der **Messstelle** (Messort). Die korrigierten Leistungen werden unter Vernachlässigung

des Blindleistungsbedarfs und der Wirkverlustleistung der Betriebsmittel in dem **Bereich** wie z.B. **Leistungen** nur durch **Verbraucherlasten** in dem **Bereich** verursacht.

4. Die Messwerte, die aus der .CSV-Datei eingelesen wurden, werden ebenfalls durch die Einspeiseleistung der **Erzeugungsanlagen (DEA)** korrigiert.

$$P_{mess,korr} = P_{mess} + P_{DEA} \quad Q_{mess,korr} = Q_{mess} + Q_{DEA}$$

5. Aus den korrigierten Messwerten und den korrigierten Ergebnissen der Lastflussberechnung werden die Differenzen von Wirk- und Blindleistung an der **Messstelle** (Messort) berechnet. Mit Hilfe der Leistungsdifferenzen werden Skalierungsfaktoren getrennt für Wirk- und Blindleistung der **Verbraucherlasten** des **Bereiches** ermittelt. Die Leistungen der **Verbraucherlasten** werden skaliert.

$$\Delta P = |P_{mess,korr} - P_{ber,korr}| \quad \Delta Q = |Q_{mess,korr} - Q_{ber,korr}|$$

6. Es wird eine Lastflussberechnung mit den skalierten Wirk- und Blindleistungen der **Verbraucherlasten** durchgeführt.
7. Es werden Wirk- und Blindleistung an der **Messstelle** (Messort) durch Auswertung der Ergebnisse der Lastflussberechnung und des Messwertes aus der .CSV-Datei berechnet und mit den anwenderspezifischen Genauigkeiten verglichen.

$$\Delta P_{rel} = \left| \frac{\Delta P}{P_{mess,korr}} \right| = \left| \frac{P_{mess,korr} - P_{ber,korr}}{P_{mess,korr}} \right|$$

$$\Delta Q_{rel} = \left| \frac{\Delta Q}{Q_{mess,korr}} \right| = \left| \frac{Q_{mess,korr} - Q_{ber,korr}}{Q_{mess,korr}} \right|$$

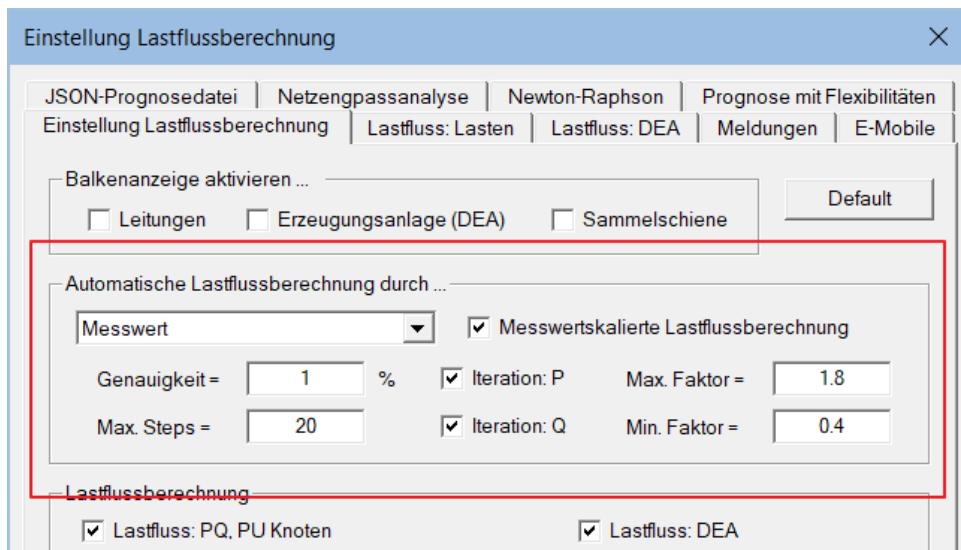
8. Solange die geforderten Genauigkeiten nicht erreicht sind bzw. die maximal zulässige Anzahl von Iterationszyklen der Messwerteskaliierung nicht erreicht ist, wird das Verfahren mit Punkt 2 fortgesetzt.

Unter der Annahme, dass die Einspeiseleistungen der dezentralen Einspeiseanlagen und die Bezugsleistung der Ladeinfrastruktur in einem Leitungsabgang bekannt sind, können so die **Verbraucherlasten** des **Bereiches** gleichmäßig aber getrennt nach Wirk- und Blindleistung skaliert werden. Als Resultat ergibt sich im Konvergenzfall eine hinreichend genaue Übereinstimmung der an der **Messstelle** (Messort) gemessenen und berechneten Wirk- und Blindleistungen. So kann mit Hilfe der **Messwerteskalierten Lastflussberechnung** die Skalierung von Bezugs- und Einspeiseanlagen z.B. durch Messwerte des Schleppzeigerinstruments am Einspeisetransformator in der Ortsnetzstation ersetzt werden.

Das iterativ arbeitende Verfahren der **Messwerteskalierten Lastflussberechnung** wird durch Parameter auf Konvergenz überwacht. Die Konvergenzparameter können in einem Einstelldialog eingestellt werden.

- Hauptmenü **ATP**

- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**, Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch ...**



Im Konvergenzfall stimmen am Messort Messwerte und berechnete Werte mit einer definierten Genauigkeit überein. Daraus lässt sich ableiten, dass die im gesamten Abgang berechneten Betriebsmittelauslastungen und Spannungen den tatsächlichen Netzzustand mit besserer Genauigkeit darstellen, als ohne eine **Messwertskalierte Lastflussberechnung** erreichbar ist.

15.1.3 Ausgabe des Verfahrens zur Kontrolle der iterativen Skalierung

Die Messwertskalierte Lastflussberechnung gibt sowohl im **Meldungsfenster** als auch in einem Textfenster, das nur während des laufenden Verfahrens geöffnet ist, Informationen zu dem Verfahren aus.

Der Start des Verfahrens wird wie nachfolgend dargestellt im **Meldungsfenster** angezeigt. Es sollte kontrolliert werden, ob alle Lastprofile fehlerfrei eingelesen werden konnten

```

TEST Lastprofile> Lastflussberechnung: Messwertskalierung gestartet
TEST Lastprofile>> Anzahl Verbraucherlast = 4
TEST Lastprofile>> Anzahl Erzeugungsanlage (DEA) = 3
TEST Lastprofile>> Anzahl Leitung mit aktiver interner Verbraucherlast = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl Transformator 2-Wicklung mit aktiver interner Verbraucherlast = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl Lastprofile (ID) für Erzeugungsanlage (DEA) = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl PVGIS Lastprofile für Erzeugungsanlage (DEA) = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl Lastprofile (ID) für Transformator 2-Wicklung, Verbraucherlast, Leitung = 0
TEST Lastprofile>> Anzahl Prognose Lastprofile (JSON mit ID) für Erzeugungsanlage (DEA), Transformator 2-Wicklung, 'TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil H0_W - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil H0_S - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil H0_U - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G0_W - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G0_S - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G0_U - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G1_W - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G1_S - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G1_U - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G2_W - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil G2_S - o.k.

```

Abbildung 86: Meldungsfenster – Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung

Während des laufenden Verfahrens werden in einem eigenen Ausgabefenster Informationen über Anzahl Lastflussberechnungen, absolute und relative Genauigkeiten, etc. ausgegeben. Nachfolgend sind die Textelemente beispielhaft dargestellt.

Messwertskalierte Lastflussberechnung

LF Berechnung während der Messwertskalierung - 3

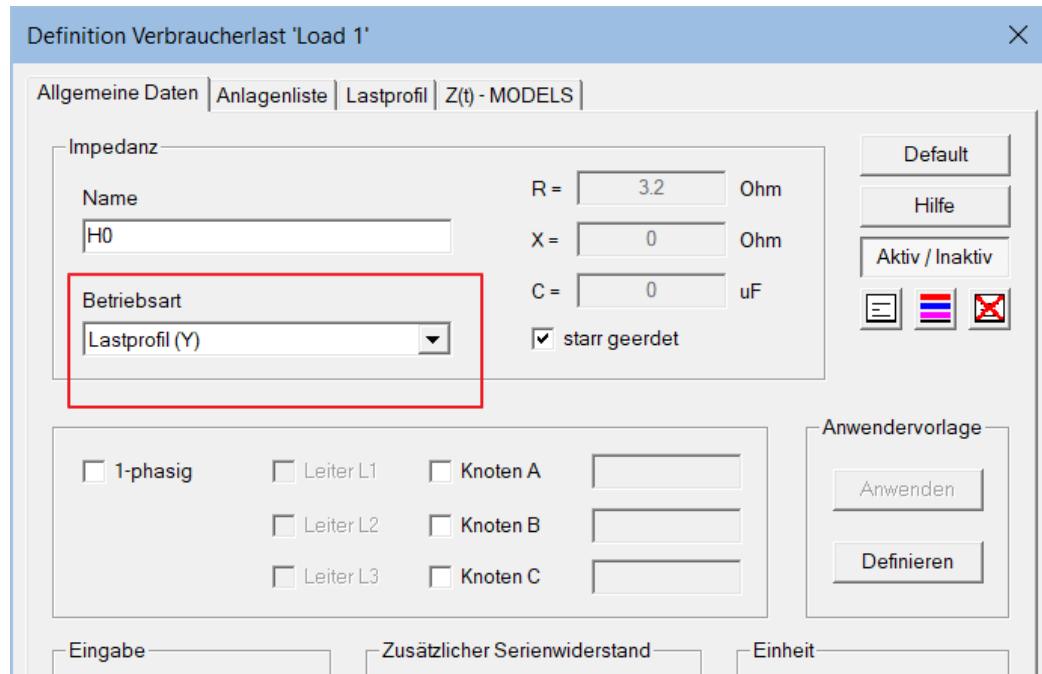
1/20: dP=84.4026% = 76.1072kW < 1% dQ=0% = 0.0421039kvar < 1%

Abbildung 87: Ausgabefenster während laufender Messwertskalierten Lastflussberechnung

Ausgabetext	Bedeutung
LF Berechnung vor der Messwertska- lierung – 1	Es wird die initiale Lastflussberechnung durchgeführt.
LF Berechnung während der Messwert- skalierung – 4	Es wird eine Lastflussberechnung während des iterativen Skalierungsverfahrens durchgeführt
Finale LF Berechnung nach der Mess- wertskalierung – 7	Es wird die finale Lastflussberechnung mit den iterativ ermittelten Skalierungsfaktoren durchgeführt.
1/20: dP=84.4579% = 76.157kW < 1% dQ=0% = 0.0227148kvar < 1%	Ausbabe von relativen und absoluten Abweichungen während des iterativen Skalierungsverfahrens <ul style="list-style-type: none"> ▪ 1/20 = 1. Iteration von maximal 20 zulässigen Iterationen ▪ dP = absolute relative Abweichung ΔP_{rel}, absolute Abweichung ΔP, anwenderspezifische Genauigkeit (Einstellwert) ▪ dQ = absolute relative Abweichung ΔQ_{rel}, absolute Abweichung ΔQ, anwenderspezifische Genauigkeit (Einstellwert)

15.2 Nachbildung der Verbraucherlasten

Es wird empfohlen, die **Verbraucherlasten** [Bd. 2] mit Hilfe der VDEW-Standardlastprofile (SLP) **Lastprofil** und den Jahresenergiebezugsmengen **Energie [kWh/a]** wie in den nachfolgenden beiden Ausschnitten des Einstelldialoges zu sehen einzustellen.



Definition Verbraucherlast 'Load 1'						
Allgemeine Daten Anlagenliste Lastprofil Z(t) - MODELS						
Anzahl =	1	GLZ =	---	Tabelle löschen	Default	
				Zeile löschen	Hilfe	
Nr.	Lastprofil	E [kWh/a], P [kW]	Einheit	cos phi	Über-/Untererregt	Nummer der Messstelle
1	H0	4000	kWh/a	1	untererregt	

Auf Basis der Netztopologie und der Betriebsmitteldaten sowie der Jahresenergiemengen der Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten wird mit Hilfe der VDEW-Standardlastprofile ein zeitabhängiges Bezugs- bzw. Erzeugungsverhalten der Einheiten und damit des Netzzustandes abgebildet.

Ist eine **Verbraucherlast** in einem **Bereich** mit Messort und zugewiesenen Messwerten enthalten, wird die Bezugsleistung der Verbraucherlast auf Basis der Messwerte skaliert. Die Skalierung der Verbraucherlasten erfolgt gleichmäßig, d.h. mit den gleichen Skalierungsfaktoren getrennt für Wirk- und Blindleistung.

15.3 Nachbildung der Einspeiseanlage als Erzeugungsanlage (DEA)

Für die dezentralen Erzeugungsanlagen können Erzeugungsprofile hinterlegt werden. Auf Basis der Netztopologie und der Betriebsmitteldaten sowie der Jahresenergiemengen der Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten wird mit Hilfe der VDEW-Standardlastprofile oder anlagenspezifischer Erzeugungsprofile ein zeitabhängiges Bezugs- bzw. Erzeugungsverhalten der Einheiten und damit des Netzzustandes abgebildet. Das Anlagenverhalten wird durch hinterlegte Profile als bekannt vorausgesetzt.

- ⇒ Eine Skalierung der Einspeiseleistung der **Erzeugungsanlagen (DEA)** findet im Zuge der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** nicht statt.

Eine Einspeiseanlage muss mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] als leistungsgeregelte Stromquelle nachgebildet werden.

15.4 Verarbeitung der Messdaten eines Messortes

Die Messdaten eines Messortes z.B. am Leitungsabgang einer Ortsnetzstation sind im Verzeichnis **MonitoringMeasurement** [Bd. 1] des **Projektverzeichnisses** in einer [.CSV-Datei](#) zu speichern. Der Name einer Textdatei mit Messwerten muss mit der **ID des Messortes** des zugehörigen **Mess/Schutzgerätes** gekennzeichnet werden. Die **ID des Messortes** kann aus einer Folge von Buchstaben und Ziffern ohne Leerzeichen bestehen.

Einstelldialog	Mess/Schutzgerät [Bd. 2] Registerkarte Allgemeine Daten
Gruppe	Messwertkalierte Lastflussberechnung
Einstellwert	ID des Messortes (= ID)

Der Name einer Messwertdatei ([.CSV-Datei](#)) ist für die Zuweisbarkeit der Messwerte zum Messort wie folgt aufzubauen:

ID_xyz.CSV

mit **xyz** = Bezeichner für die Datei z.B. Name des Messortes im Netz

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialoges des **Mess/Schutzgerätes** und den Einstellwert **ID des Messortes**.

Beispiel

Wird für die Messstelle (Messort) ein **Mess/Schutzgerät** mit dem Einstellwert **ID des Messortes = 19** verwendet, so ergibt sich der nachfolgend dargestellte Dateiname.

19_Dateiname.CSV

Nachfolgend ist der Inhalt der Messwertdatei beispielhaft dargestellt. Das Format der .CSV-Datei wird in einem nachfolgenden Kapitel beschrieben.

```
T;ID;S123;SL1;SL2;SL3;IL1;IL2;IL3;phiL1;phiL2;phiL3;P123;PL1;PL2;PL3;Q123;QL1;QL2;
QL3;UL1;UL2;UL3
2023-12-18 17:15;19;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;3000.0;
1000.0;1000.0;0.0;0.0;0.0;228.0;228.0;228.0
```

Wie zu erkennen ist, ist in der 2. Spalte der [.CSV-Datei](#) in jeder Zeile als Parameter **ID** die **ID des Messortes** = 19 enthalten.

⇒ Es werden nur Messwertzeilen aus der .CSV-Datei verarbeitet, deren Parameter **ID** gleich dem Einstellwert **ID des Messortes** der Messstelle (Messort), d.h. des **Mess/Schutzgerätes** ist.

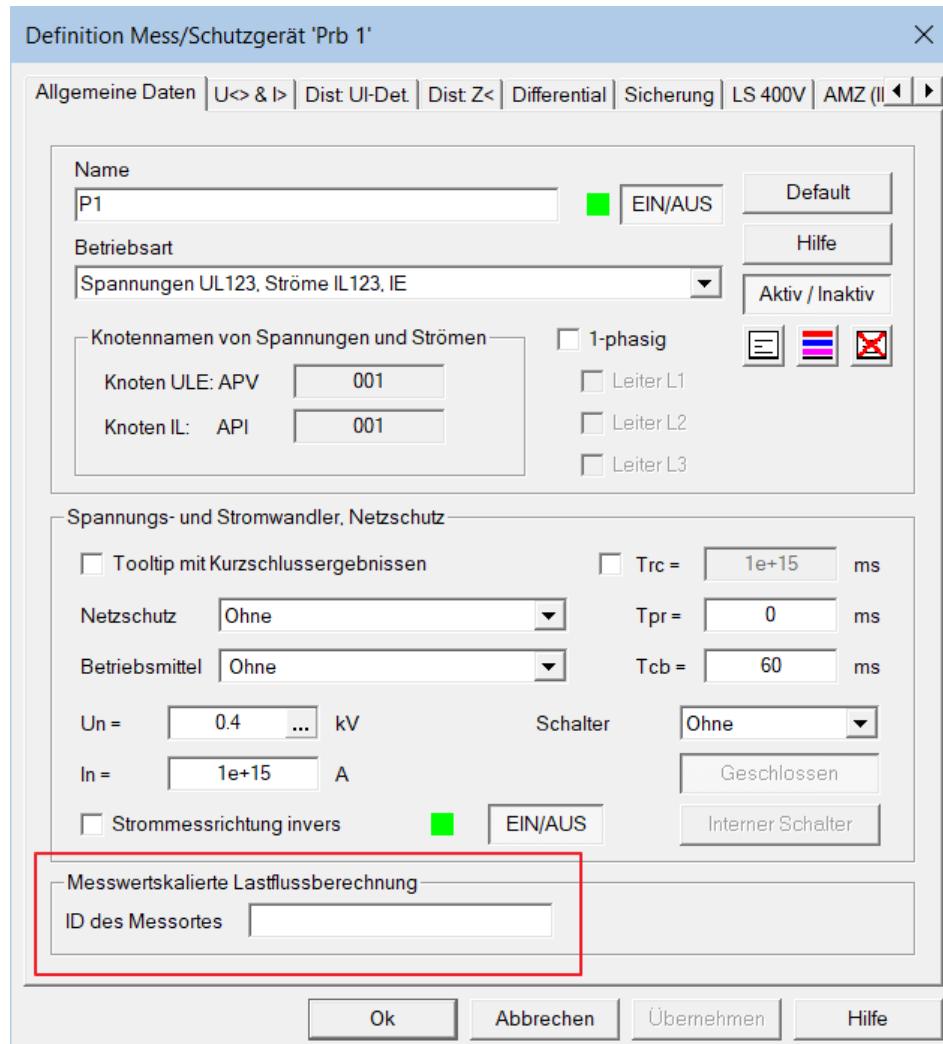


Abbildung 88: Einstelldialog Mess/Schutzgerät - Einstellung der ID des Messortes

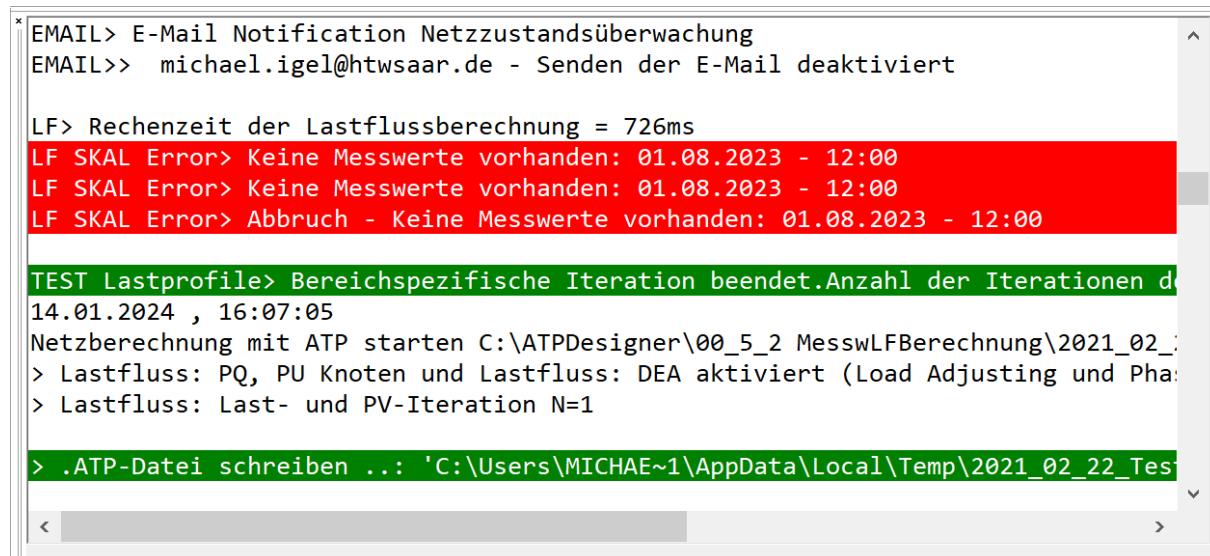
15.4.1 Ermittlung Start- und Endzeit, Anforderungen an die zeitliche Abfolge

Die zeitliche Abfolge der Messwerte muss in 15min-Intervallen entsprechend den Standardlastprofilen nach VDEW [23] erfolgen. In der zeitlichen Abfolge sollte keine Lücke enthalten sein.

- Das Verfahren der **Messwertkalierten Lastflussberechnung** ermittelt **Datum und Uhrzeit des ersten 15min-Intervalls** aus der 1. Zeile der .CSV-Datei, **Datum und Uhrzeit des letzten 15min-Intervalls** aus der letzten Zeile.
- Das Verfahren kann optimal verwendet werden, wenn für jedes 15min-Intervall beginnend mit dem ersten 15min-Intervall zeitlich lückenlos für jedes weitere 15min-Intervall Messwerte, d.h. eine Messwertzeile in der .CSV-Datei enthalten ist.

Das nachfolgende Beispiel zeigt eine nicht optimale zeitlich Abfolge von Messwerten in der .CSV-Datei. In diesem Fall wird für dieses 15min-Intervall keine Messwertskalierung durchgeführt und eine entsprechende Ausgabe in den Berichten generiert. Das Verfahren setzt die Verarbeitung mit der nächsten Messwertzeile fort.

```
T;ID;S123;SL1;SL2;SL3;IL1;IL2;IL3;phiL1;phiL2;phiL3;P123;PL1;PL2;PL3;Q123;QL1; ...
2023.08.01 11:45;19;90000.0;30000.0;30000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;90000.0; ...
2023.08.01 12:15;19;90000.0;30000.0;30000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;90000.0; ...
2023.08.01 12:30;19;60000.0;20000.0;20000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;60000.0; ...
2023.08.01 12:45;19;30000.0;10000.0;10000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;30000.0; ...
```



```
EMAIL> E-Mail Notification Netzzustandsüberwachung
EMAIL>> michael.igel@htwsaar.de - Senden der E-Mail deaktiviert

LF> Rechenzeit der Lastflussberechnung = 726ms
LF SKAL Error> Keine Messwerte vorhanden: 01.08.2023 - 12:00
LF SKAL Error> Keine Messwerte vorhanden: 01.08.2023 - 12:00
LF SKAL Error> Abbruch - Keine Messwerte vorhanden: 01.08.2023 - 12:00

TEST Lastprofile> Bereichspezifische Iteration beendet.Anzahl der Iterationen d
14.01.2024 , 16:07:05
Netzberechnung mit ATP starten C:\ATPDesigner\00_5_2 MesswLBerechnung\2021_02_:
> Lastfluss: PQ, PU Knoten und Lastfluss: DEA aktiviert (Load Adjusting und Pha:
> Lastfluss: Last- und PV-Iteration N=1

> .ATP-Datei schreiben ...: 'C:\Users\MICHAEL~1\AppData\Local\Temp\2021_02_22_Tes
```

Abbildung 89: Fehlermeldung bei nicht vorhandenen Messwerten eines 15min-Intervalls

Nachfolgend die dazugehörige Ausgabe im Bericht.

Ergebnisse - Lastflussberechnung mit Messwertskalierung

TT.MM.JJJJ	hh:mm	ID	Be-reich	P skal	Q skal	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	dP [%]	dQ [%]	dP [kW]	dQ [kvar]	N
01.08.2023	11:45	19	1	5.832	1.000	90.278	90.260	1.819	1.000	0.274	0.000	0.260	1.819	4
01.08.2023	12:00		19: Kein Messwert	1	0.000	0.000	-1.000	-1.000	-1.000	-1.000	-1.000	-1.000	-1.000	1
01.08.2023	12:15	19	1	5.727	1.000	89.931	89.912	1.821	1.000	0.092	0.000	0.088	1.821	5
01.08.2023	12:30	19	1	3.983	1.000	60.242	60.236	0.821	1.000	0.363	0.000	0.236	0.821	4
01.08.2023	12:45	19	1	2.195	1.000	30.134	30.133	0.207	1.000	0.379	0.000	0.133	0.207	3

15.4.2 Ermittlung Zeitbereich: Verwendung der Lastprofile nach VDEW

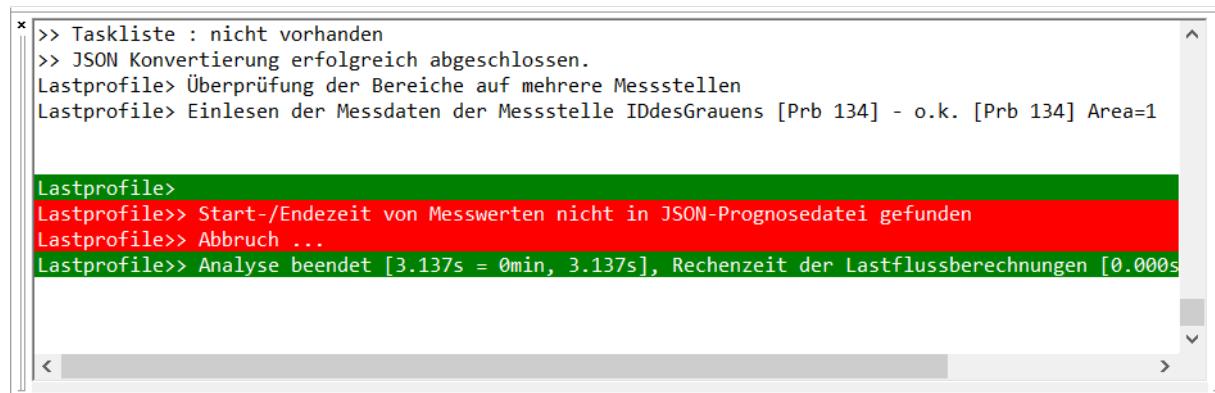
Die Definition von Standardlastprofilen nach VDEW [23] sieht für jedes 15min-Intervall eines Jahres einen Leistungswert vor. Diese Festlegung gilt auch für alle davon abgeleiteten Lastprofile wie z.B. das **anlagenspezifische Lastprofil mit Anlagen-Identifier (ID)**. Das Verfahren der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** ist damit bei Verwendung von Lastprofilen für z.B. **Verbraucherlasten** oder **Erzeugungsanlagen (DEA)** in der Lage, für jedes beliebige 15min-Intervall eines Jahres Messwerte aus der .CSV-Datei zu verarbeiten.

15.4.3 Ermittlung Zeitbereich: Verwendung einer JSON-Prognosedatei

In einer **JSON-Prognosedatei** werden Lastprofile durch die JSON-Objekte **timeseries** festgelegt. Es muss beachtet werden, dass die in der **JSON-Prognosedatei** enthaltenen Lastprofile nicht für jedes beliebige 15min-Intervall eines Jahres definiert sein müssen. Insofern kann es zu einem Konflikt zwischen dem Zeitbereich, der durch die Messwerte der .CSV-Datei festgelegt wird und den Zeitbereichen der JSON-Objekten **timeseries** kommen.

- ⇒ Der Anwender muss vor dem Start der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** überprüfen, ob die Zeitbereiche der JSON-Objekte **timeseries** in der **JSON-Prognosedatei** den Zeitbereich der Messwerte aus der .CSV-Datei abdecken.

Das Verfahren überprüft die Konsistenz der Zeitbereiche ausgehend von dem Zeitbereich der Messwerte aus der .CSV-Datei und beendet ggfs. das Verfahren mit einer Fehlermeldung.



```

>> Taskliste : nicht vorhanden
>> JSON Konvertierung erfolgreich abgeschlossen.
Lastprofile> Überprüfung der Bereiche auf mehrere Messstellen
Lastprofile> Einlesen der Messdaten der Messstelle IDdesGrauens [Prb 134] - o.k. [Prb 134] Area=1

Lastprofile>
Lastprofile>> Start-/Endezeit von Messwerten nicht in JSON-Prognosedatei gefunden
Lastprofile>> Abbruch ...
Lastprofile>> Analyse beendet [3.137s = 0min, 3.137s], Rechenzeit der Lastflussberechnungen [0.000s]

```

Abbildung 90: Fehlermeldung bei inkonsistenten Zeitbereichen

15.5 Bereich – Messort, Verbraucherlast, Erzeugungsanlage gruppieren

Um die Zugehörigkeit des **Mess/Schutzgerätes** und damit der Messwerte, der **Verbraucherlasten** und der **Erzeugungsanlage (DEA)** zu einem Abgang zu definieren, wird ein **Bereich** [Bd. 1] verwendet. Alle **Verbraucherlasten** sowie **Erzeugungsanlage (DEA)** eines Abgangs sind somit einem **Bereich** [Bd. 1] zuzuordnen.

Die Genauigkeit mit denen die berechneten Abgangswerte mit den Messwerten eines Abgangs übereinstimmen sollen, werden im Einstelldialog **Einstellungen Lastflussberechnung** definiert. Hier lässt sich ebenfalls der automatische Start mittels **FileWatcher** bei Speichern neuer Messwerte in **MonitoringMeasurement** aktivieren. Dazu ist wie die nachfolgende Abbildung zeigt in der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung** in der Auswahlliste der Bezeichner **Messwert** auszuwählen.

15.6 Einstellwerte der Messwertskalierten Lastflussberechnung

Der Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- **Lastfluss** in der Registerkarte **Netzwerk** der **Projektinformationen**

In dem Einstelldialog sind auch die Einstellwerte für den **FileWatcher** enthalten.

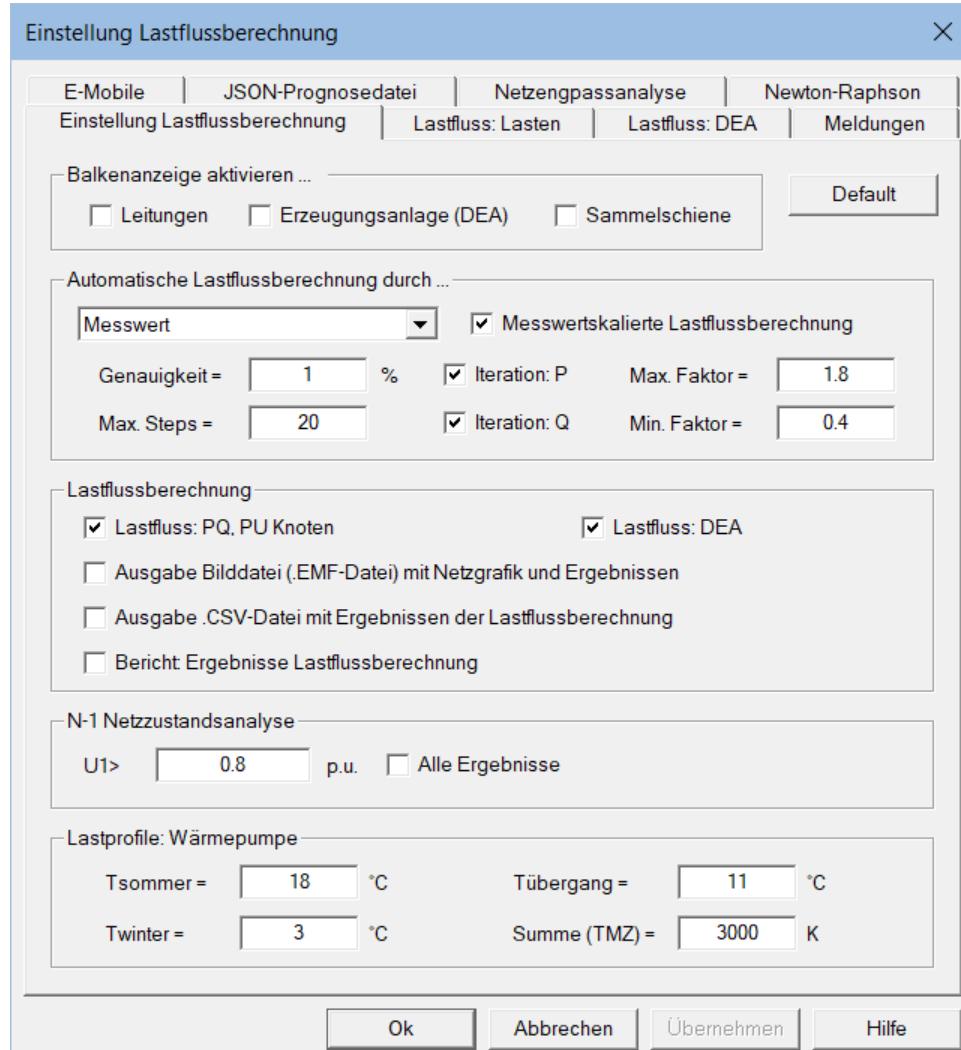


Abbildung 91: Einstelldialog Messwertskalierte Lastflussberechnung

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Der FileWatcher ist deaktiviert.
Prognose	Der FileWatcher überwacht das Verzeichnis auf das Speichern einer neuen Prognose im JSON-Format und startet die Lastflussberechnung mit Lastprofilen Lastfluss: Prognose .
Messwert	Der FileWatcher überwacht das Verzeichnis auf das Speichern neuer Messwerte und startet automatisch die Messwertskalierte Lastflussberechnung .
Verfahren	Der FileWatcher überwacht das Verzeichnis auf das Speichern einer neuen JSON-Datei und startet den im Objekt tasklist definierten Verarbeitungsprozess task .

Darüber hinaus müssen die weiteren Einstellwerte der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch ...** beachtet werden.

Einstellwert	Bedeutung
--------------	-----------

Messwertkalierte Lastflussberechnung	Die Messwertkalierte Lastflussberechnung kann aktiviert oder deaktiviert werden.
Genauigkeit	Relative Genauigkeit für die iterative Skalierung von Wirk- und Blindleistung Wird sowohl für die Wirk- als auch für die Blindleistung die relative Genauigkeit der Übereinstimmung von Messwert und Lastflussberechnungswert erreicht, wird die Messwertkalierte Lastflussberechnung als konvergent beendet.
Max. Steps	Maximale Anzahl Iterationsschritte Wird im letzten Iterationsschritt nicht die anwenderdefinierte Genauigkeit erreicht, so liegt eine divergente Messwertkalierte Lastflussberechnung vor.
Iteration P	Falls aktiviert wird die Wirkleistung der Verbraucherlasten innerhalb des Bereiches iterativ skaliert.
Iteration Q	Falls aktiviert wird die Wirkleistung der Erzeugungsanlagen (DEA) innerhalb des Bereiches iterativ skaliert.
Max. Faktor	Oberer Grenzwert für die Skalierungsfaktoren in p.u. Um die Konvergenz der Messwertkalierten Lastflussberechnung zu verbessern, werden die Skalierungsfaktoren für Wirk- und Blindleistung getrennt voneinander auf den eingestellten Bereich begrenzt.
Min. Faktor	Unterer Grenzwert für die Skalierungsfaktoren in p.u. Um die Konvergenz der Messwertkalierten Lastflussberechnung zu verbessern, werden die Skalierungsfaktoren für Wirk- und Blindleistung getrennt voneinander auf den eingestellten Bereich begrenzt.

Für **Messwertkalierte Lastflussberechnungen** sind abgangsspezifische Messwerte die Grundlage. Das notwendige Format der Messwerte sowie das der Ergebnisdateien wird in dem internen **Schnittstellen-Dokument** spezifiziert.

15.7 Was ist ein **FileWatcher** ?

Ein **FileWatcher** hat die Aufgabe eine Datenstruktur z.B. ein Verzeichnis auf einem Datenträger z.B. einer Festplatte auf Änderungen zu überwachen und nach einer erkannten Änderung eine Aktion z.B. eine Verarbeitungsmethode zu starten. Vorteilhaft wirkt sich aus, dass der **FileWatcher** direkt vom Betriebssystem gesteuert wird und somit im Wartezustand keine Ressourcen oder Rechenkapazitäten von ATPDesigner benötigt werden.

„Überwacht die Benachrichtigungen über Änderungen im Dateisystem und löst Ereignisse aus, wenn ein Verzeichnis oder eine Datei in einem Verzeichnis geändert werden.“ (<https://docs.microsoft.com/de-de/dotnet/api/system.io.filesystemwatcher>)

- Die **Messwertkalierten Lastflussberechnung** verwendet einen **FileWatcher**, um das Verzeichnis **MonitoringMeasurement** [Bd. 1] zu überwachen. Nach einer erkannten Änderung innerhalb des Verzeichnisses wird eine **Messwertkalierte Lastflussberechnung** gestartet.
- Die **Lastflussberechnung mit Prognosedateien** verwendet einen **FileWatcher**, um das Verzeichnis **Monitoring** [Bd. 1] zu überwachen. Nach einer erkannten

Änderung innerhalb des Verzeichnisses wird eine Netzzustandsanalyse **Lastfluss: Prognose** gestartet.

15.7.1 Anzeige des Status des FileWatcher

Der Status **Aktiviert** oder **Deaktiviert** wird mit Hilfe einer LED in der Netzwerk **Design Toolbar** angezeigt.

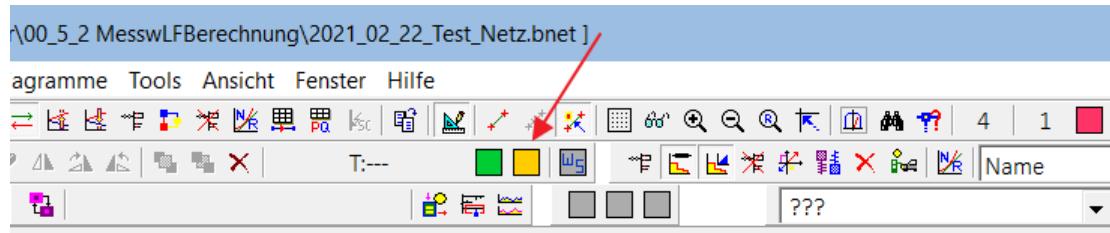


Abbildung 92: Anzeige des Status des FileWatchers durch eine LED

Bedienelement	Bedeutung
	FileWatcher aktiviert
	FileWatcher deaktiviert

15.7.2 Aktivierung und Deaktivierung des FileWatcher mit Hilfe der LED

Der **FileWatcher** kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf die LED aktiviert oder deaktiviert werden.

15.8 Durchführung zur **Messwertskalierten Lastflussberechnung**

Im Folgenden wird die Vorgehensweise zur Durchführung einer **Messwertskalierten Lastflussberechnung** erläutert.

1. Aufbau der Netztopologie

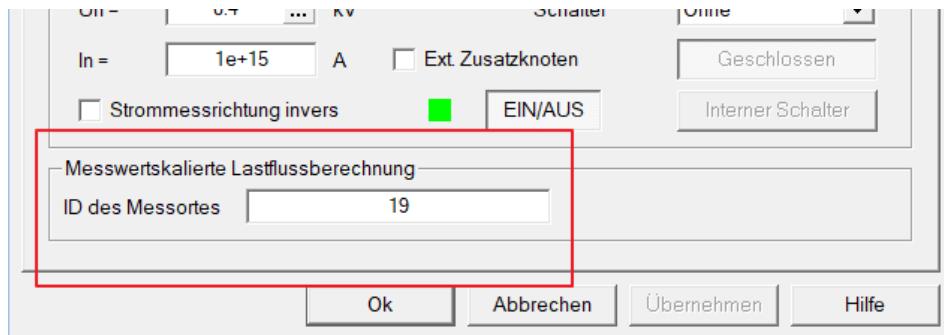
Die Netztopologie wird entweder manuell oder mittels **GIS-Import** [Bd. 1] aufgebaut.

2. Einstellung der Betriebsmitteldaten

Alle Betriebsmitteldaten werden eingestellt. Lastprofile und Jahresenergiemengen der **Verbraucherlasten** (Jahresenergiebezug) und der **Dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA)** (Jahresenergieeinspeisung) werden hinterlegt.

3. Einstellung ID des Messortes

Der Einstellwert **ID des Messortes** für die Messwerte werden im **Einstelldialog** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des **Mess/Schutzgerätes** als **Messstelle** (Messort) eingetragen.



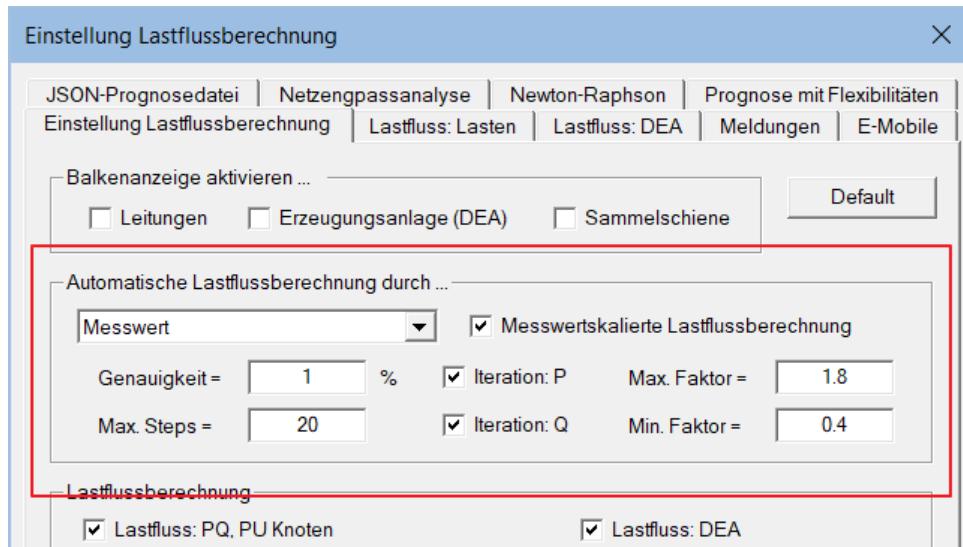
4. Einstellung des Bereiches [Bd. 1]

Mess/Schutzgerät als Messstelle (Messort), **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** müssen einem **Bereich** zugeordnet werden. Weitere Betriebsmittel können dem **Bereich** zugeordnet werden. Es ist zu beachten, dass ein Netzwerkelement nur einem **Bereich** zugeordnet werden kann.

5. Einstellung der Genauigkeit/erlaubten Abweichung

Im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** wird in der Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**, Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch ...** die Einstellwerte **Genauigkeit** und **Max. Steps** eingestellt.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**



Im Folgenden wird unterschieden, ob die Messwertkalierte Lastflussberechnung manuell durch den Menüpunkt [Lastfluss: Messwertkalierung](#) oder [automatisch durch den FileWatcher](#) gestartet wird.

6. Manueller Start

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Messwertkalierung**

7. Automatischer Start durch den FileWatcher

Der Start der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** kann [automatisch durch den FileWatcher](#) bei Speicherung einer .CSV-Datei mit neuen Messwerten in dem Verzeichnis **MonitoringMeasurement** erfolgen.

- ⇒ Dazu muss wie die vorhergehende Abbildung dargestellt ist in der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung** in der Auswahlliste die Einstellung **Messwert** ausgewählt werden.

15.9 Manueller Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung

Die Messwertskalierte Lastflussberechnung kann manuell wie folgt gestartet werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Messwertskalierung**

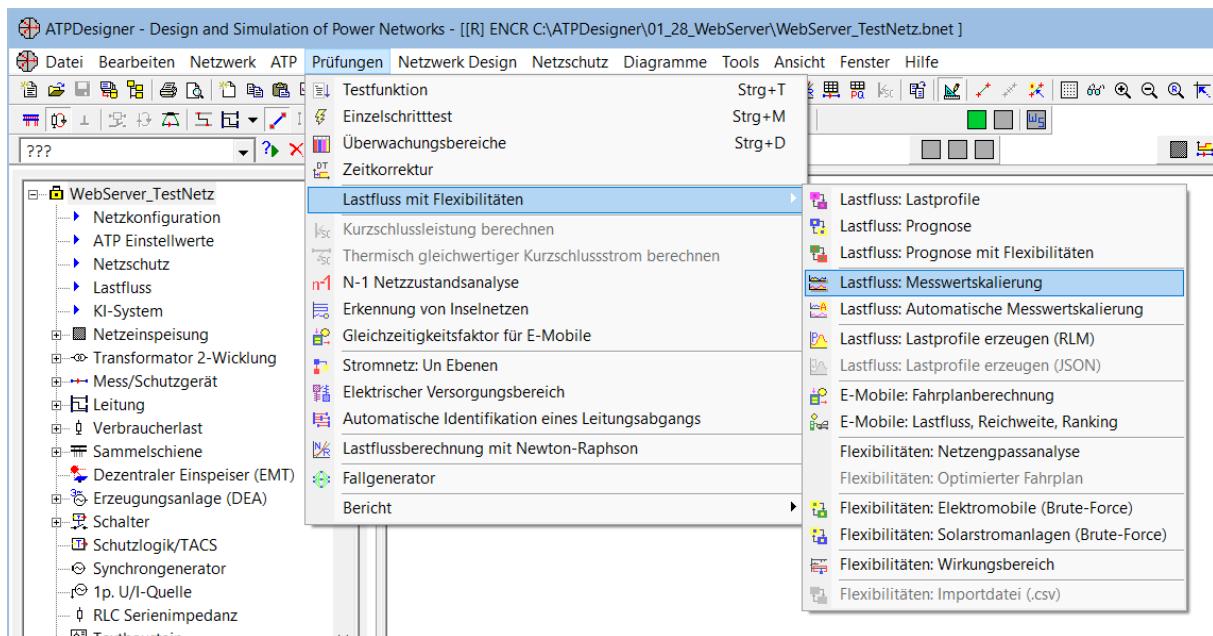


Abbildung 93: Manueller Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung

Nach einem **Left Mouse Button Click** auf den Menüpunkt wird ein Dialog zur Auswahl der .CSV-Datei, welche die Messwerte der Messstelle (Messort) enthält, geöffnet. Nach der Auswahl der .CSV-Datei wird die **Messwertskalierte Lastflussberechnung** gestartet. In der nachfolgenden Abbildung sind Ausgaben im **Meldungsfenster** dargestellt.

```

>> 0 nicht verbundene Knoten gefunden
>> Suche nach nicht verbundenen Knoten beendet

TEST Lastprofile> Lastflussberechnung: Messwertskalierung gestartet
TEST Lastprofile> Anzahl Verbraucherlast = 1
TEST Lastprofile> Anzahl Erzeugungsanlage (DEA) = 2
TEST Lastprofile> Anzahl Leitung mit aktiver interner Verbraucherlast = 0
TEST Lastprofile> Anzahl Transformator 2-Wicklung mit aktiver interner Verbraucherlast = 0
TEST Lastprofile> Anzahl Lastprofile (ID) für Erzeugungsanlage (DEA) = 0
TEST Lastprofile> Anzahl PVGIS Lastprofile für Erzeugungsanlage (DEA) = 0
TEST Lastprofile> Anzahl Lastprofile (ID) für Transformator 2-Wicklung, Verbraucherlast, Leitung = 0
TEST Lastprofile> Anzahl Prognose Lastprofile (JSON mit ID) für Erzeugungsanlage (DEA), Transformator 2-Wicklung = 0

TEST Lastprofile> Einlesen Lastprofil H0_W - o.k.
TEST Lastprofile> Einlesen Lastprofil H0_S - o.k.
TEST Lastprofile> Einlesen Lastprofil H0_U - o.k.

```

Abbildung 94: Messwertskalierte Lastflussberechnung – Ausgaben im Meldungsfenster

Der Netzzustand wird durch Lastflussberechnungen berechnet. Die daraus resultierenden Wirk- und Blindleistungen an der **Messstelle** (Messort) werden mit den Messwerten der .CSV-Datei verglichen. Als Ergebnis werden Skalierungsfaktoren getrennt nach Wirk- und Blindleistung für die **Verbraucherlasten**, die sich im gleichen **Bereich** wie das **Mess/Schutzgerät** der **Messstelle** (Messort) befinden, ermittelt.

- ⇒ Durch die gleichmäßige Skalierung der Wirk- und Blindleistungen aller **Verbraucherlasten** in dem **Bereich** werden die an der **Messstelle** (Messort) berechneten und gemessenen Wirk- und Blindleistungen iterativ angenähert.

Um die Messwertskalierte Lastflussberechnung verwenden zu können, muss das Ordnungselement **Bereich** verwendet werden. Der Bereich beinhaltet folgende Netzwerklemente.

- das **Mess/Schutzgerät**, das die Messstelle (Messort) realisiert
 - alle **Verbraucherlasten** des überwachten strahlenförmigen Stromnetzes als skalierbare Bezugsanlagen
 - sonstigen Einspeise- und Bezugsanlagen
- ⇒ Es muss unbedingt darauf geachtet werden, dass nur ein einziges **Mess/Schutzgerät** als Messstelle (Messort), d.h. als **Fahrplanmessgerät** in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,...** in einem **Bereich** vorhanden ist. Weitere **Mess/Schutzgeräte** können ohne diese Betriebsart verwendet werden.

Die Ergebnisse des Verfahrens stehen dem Benutzer anschließend im Unterverzeichnis **ResultsMeasurement** im **Projektverzeichnis** und damit einer Auswertung des Netzzustandes hinsichtlich Betriebsmittelauslastungen und Spannungshaltung zur Verfügung.

15.10 Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung durch FileWatcher

In dem nachfolgenden Einstelldialog kann der automatische Start der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** mittels **FileWatcher** aktiviert werden. Die Aktivierung erfolgt durch Einstellung der Auswahlliste **Messwert** in der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch ...**. Zusätzlich muss der **FileWatcher** selbst z.B. mit Hilfe der nachfolgend dargestellten LED  in der Toolbar aktiviert werden.



Unabhängig von dieser Einstellung kann das Verfahren weiterhin manuell gestartet werden.

- Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch ... Messwert**

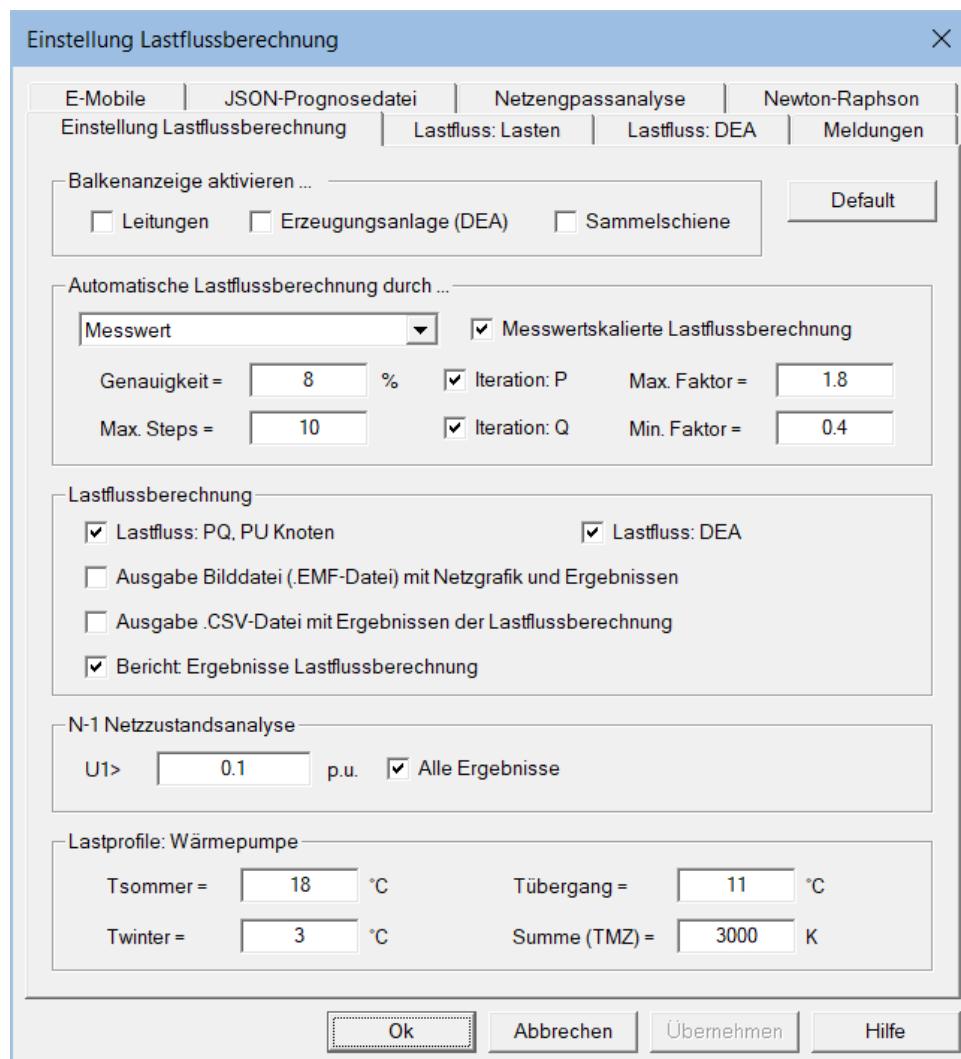


Abbildung 95: Einstellung FileWatcher und Genauigkeit

Werden in dem vom **FileWatcher** überwachten Unterverzeichnis **MonitoringMeasuremente** im **Projektverzeichnis** [Bd. 1] neue Messwerte erkannt, startet die **Messwertskalierte Lastflussberechnung** bei Eintreffen neuer Messwerte.

- ⇒ Der **FileWatcher** erkennt das Eintreffen neuer Messwerte daran, dass eine neue .CSV-Datei mit Messwerten in dem Verzeichnis gespeichert wird.

15.11 Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung durch den Webserver

Die **Messwertskalierte Lastflussberechnung** lässt sich durch einen [http-basierten Webservice](#) über ein Kommunikationsnetzwerk starten. Dazu muss der in ATPDesigner integrierte **Webserver** aktiviert sein und ein Webclient muss mit einem definierten http-Request die Messwertdatei zum Webserver von ATPDesigner senden und den Verarbeitungsprozess starten. Die Ergebnisdateien können ebenfalls durch einen http-Request eines Webclients über ein Kommunikationsnetzwerk vom Webserver als http-Response empfangen werden.

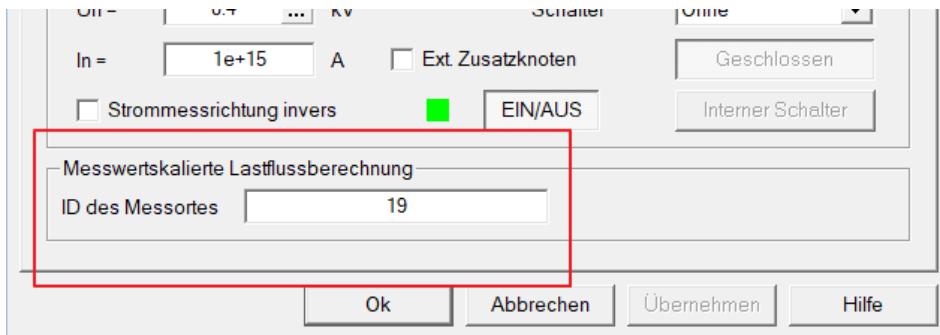
15.12 Ausgabe der Ergebnisse zur Messwertskalierten Lastflussberechnung

Die Ergebnisse des Verfahrens stehen dem Anwender anschließend im Verzeichnis **ResultsMeasurement** als Textdateien oder XML-Dateien für ein Tabellenkalkulationsprogramm und damit einer Auswertung des Netzzustandes hinsichtlich Betriebsmittelbelastungen und Spannungshaltung zur Verfügung. Es werden auch weitere Ergebnisdateien, je nach Einstellung des Anwenders, generiert.

Es besteht die Möglichkeit bei der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** die folgenden Ergebnisdateien zu generieren.

Nr.	Dateiname	Projektverzeichnis \ ...	Ergebnisdatei und Bedeutung
1	Entstehungszeitpunkt_Net- Dateiname _Ergebnisse_Zo- nenIteration MessstelleID	ResultsMeasurements	.CSV-Datei mit den Ergebnis- sen an der Messstelle nach der Messwertskalierten Last- flussberechnung
2	Entstehungszeitpunkt_Net- Dateiname _BeforeZonelter- mination MessstelleID	ResultsMeasurements	.CSV-Datei mit den Ergebnis- sen an der Messstellen-ID ohne Skalierung
3	BerechneterZeitpunkt_ NetDateiname _CSV	ResultsMeasurementsCSV	.CSV-Datei mit den Ergebnis- sen der Lastflussberechnun- gen nach Skalierung analog der Anzeige der Messergeb- nisse in Tabellenform
4	BerechneterZeitpunkt_ NetDateiname _EMF	ResultsMeasurementsEMF	.EMF-Datei (Bilddatei), Abbild des Stromnetzes mit den angezeigten Ergebnissen
5	Entstehungszeitpunkt_ NetDateiname	Results	.CSV-Datei, Ergebnisse der Fahrplanmessgeräte
6	Entstehungszeitpunkt_ NetDateiname _ Ergebnisse_SLP	Results	.XLM-Datei [21] (Bericht), Leit- ungsauslastungen und Knoten- spannungen

- Die **MessstelleID** entspricht dem Einstellwert **ID des Messortes** im Einstelldialog des [Mess/Schutzgerätes](#) in der Registerkarte **Allgemeine Daten**.



- Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen .NET-Datei.

Das Format der **Ergebnisdateien Nr. 1** und **Nr. 2** wird in dem Schnittstellen-Dokument spezifiziert. Die Bedeutung der einzelnen Unterverzeichnisse des Projektes werden in [Bd. 1] dargestellt.

In den Ergebnisdateien Nr. 3 werden die Inhalte der Tabelle **Ergebnisse Lastflussberechnung** im .CSV-Format gespeichert. Nachfolgend ist ein Beispiel dargestellt.

Ergebnisse Lastflussberechnung

Nr.	Name	Ref Name	Aktiviert	Last [%]	ULLmin [%]	ULEmin [%]	ULLmax [%]	ULEmax [%]	ULLmin [%]	ULEmin [%]	ULLmax [%]	ULEmax [%]	U1 [%]	U2 / U1 [%]	Ergebnisse	Netzzustand
1	3Ph 1	EIN	50.0579	102.55	102.55	102.55	102.55	102.55	102.427	0.00	102.427	0.00	100.31	0.00	Grun	
2	3Ph 10	EIN	50.0455	101.13	101.13	101.13	101.13	101.13	101.038	0.00	101.038	0.00	100.31	0.00	Grun	
3	3Ph 11	EIN	82.7753	101.13	101.13	101.13	101.13	101.13	101.038	0.00	101.038	0.00	100.31	0.00	Grun	
4	3Ph 12	EIN	50.045	100.40	100.40	100.40	100.40	100.40	100.31	0.00	100.31	0.00	100.31	0.00	Grun	
5	3Ph 13	EIN	82.7745	100.40	100.40	100.40	100.40	100.40	100.31	0.00	100.31	0.00	100.31	0.00	Grun	
6	3Ph 14	EIN	50.0442	100.58	100.58	100.58	100.58	100.58	100.495	0.00	100.495	0.00	100.58	0.00	Grun	
7	3Ph 15	EIN	50.0442	100.67	100.67	100.67	100.67	100.67	100.58	0.00	100.58	0.00	100.62	0.00	Grun	
8	3Ph 16	EIN	90.0833	102.72	102.71	102.72	102.72	102.72	102.62	0.00	102.62	0.00	100.58	0.00	Grun	
9	3Ph 17	EIN	82.773	100.67	100.67	100.67	100.67	100.67	101.236	0.00	101.236	0.00	100.58	0.00	Grun	
10	3Ph 18	EIN	50.0439	101.32	101.32	101.32	101.32	101.32	101.236	0.00	101.236	0.00	101.32	0.00	Grun	
11	3Ph 19	EIN	82.7726	101.32	101.32	101.32	101.32	101.32	101.236	0.00	101.236	0.00	101.501	0.00	Grun	
12	3Ph 2	EIN	82.7797	101.60	101.60	101.60	101.60	101.60	101.501	0.00	101.501	0.00	101.501	0.00	Grun	
13	3Ph 20	EIN	50.0421	99.86	99.86	99.86	99.86	99.86	99.7753	0.00	99.7753	0.00	99.7753	0.00	Grun	
14	3Ph 21	EIN	90.0693	100.86	100.86	100.86	100.86	100.86	100.782	0.00	100.782	0.00	100.782	0.00	Grun	
15	3Ph 22	EIN	50.0385	100.86	100.86	100.86	100.86	100.86	100.782	0.00	100.782	0.00	102.208	0.00	Grun	
16	3Ph 23	EIN	90.0655	102.28	102.28	102.28	102.28	102.28	102.208	0.00	102.208	0.00	102.208	0.00	Grun	
17	3Ph 24	EIN	50.0364	102.28	102.28	102.28	102.28	102.28	102.208	0.00	102.208	0.00	102.542	0.00	Grun	
18	3Ph 25	EIN	90.0781	102.63	102.63	102.63	102.63	102.63	102.542	0.00	102.542	0.00	102.542	0.00	Grun	
19	3Ph 26	EIN	50.0434	102.63	102.63	102.63	102.63	102.63	102.542	0.00	102.542	0.00	102.542	0.00	Grun	
20	3Ph 27	EIN	82.7718	102.63	102.63	102.63	102.63	102.63	102.542	0.00	102.542	0.00	102.62	0.00	Grun	
21	3Ph 28	EIN	82.7766	102.72	102.71	102.72	102.72	102.72	102.62	0.00	102.62	0.00	102.62	0.00	Grun	
22	3Ph 29	EIN	50.0463	102.72	102.71	102.72	102.72	102.72	102.149	0.00	102.149	0.00	102.149	0.00	Grun	
23	3Ph 3	EIN	50.0543	101.75	101.75	101.75	101.75	101.75	101.636	0.00	101.636	0.00	102.105	0.00	Grun	
24	3Ph 30	EIN	82.7774	102.20	102.20	102.20	102.20	102.20	102.105	0.00	102.105	0.00	102.105	0.00	Grun	
25	3Ph 31	EIN	50.0468	102.20	102.20	102.20	102.20	102.20	102.105	0.00	102.105	0.00	102.105	0.00	Grun	
26	3Ph 32	EIN	90.0842	102.20	102.20	102.20	102.20	102.20	102.105	0.00	102.105	0.00	102.105	0.00	Grun	
27	3Ph 33	EIN	90.0866	102.04	102.04	102.04	102.04	102.04	101.945	0.00	101.945	0.00	101.945	0.00	Grun	
28	3Ph 34	EIN	100.098	101.32	101.32	101.32	101.32	101.32	101.236	0.00	101.236	0.00	101.236	0.00	Grun	
29	3Ph 35	EIN	50.0481	102.04	102.04	102.04	102.04	102.04	101.945	0.00	101.945	0.00	101.945	0.00	Grun	
30	3Ph 36	EIN	100.091	102.24	102.24	102.24	102.24	102.24	102.149	0.00	102.149	0.00	102.149	0.00	Grun	
31	3Ph 37	EIN	82.7796	102.04	102.04	102.04	102.04	102.04	101.945	0.00	101.945	0.00	99.999	0.00	Grun	
32	3Ph 38	EIN	100.092	100.09	100.09	100.09	100.09	100.09	101.777	0.00	101.777	0.00	101.777	0.00	Grun	
33	3Ph 39	EIN	90.076	101.86	101.86	101.86	101.86	101.86	101.777	0.00	101.777	0.00	101.777	0.00	Grun	
34	3Ph 4	EIN	82.7778	101.40	101.40	101.40	101.40	101.40	101.307	0.00	101.307	0.00	101.307	0.00	Grun	
35	3Ph 40	EIN	50.0422	101.86	101.86	101.86	101.86	101.86	101.777	0.00	101.777	0.00	101.777	0.00	Grun	
36	3Ph 41	EIN	82.7698	101.86	101.86	101.86	101.86	101.86	101.777	0.00	101.777	0.00	101.777	0.00	Grun	
37	3Ph 42	EIN	90.0738	101.99	101.99	101.99	101.99	101.99	101.904	0.00	101.904	0.00	101.904	0.00	Grun	
38	3Ph 43	EIN	50.041	101.99	101.99	101.99	101.99	101.99	101.904	0.00	101.904	0.00	101.904	0.00	Grun	
39	3Ph 44	EIN	82.7678	101.99	101.99	101.99	101.99	101.99	101.904	0.00	101.904	0.00	100.782	0.00	Grun	
40	3Ph 45	EIN	82.7637	100.86	100.86	100.86	100.86	100.86	100.852	0.00	100.852	0.00	100.852	0.00	Grun	
41	3Ph 46	EIN	90.081	100.94	100.94	100.94	100.94	100.94	101.501	0.00	101.501	0.00	101.501	0.00	Grun	
42	3Ph 5	EIN	90.0867	101.60	101.60	101.60	101.60	101.60	101.153	0.00	101.153	0.00	101.153	0.00	Grun	
43	3Ph 6	EIN	50.0469	101.26	101.26	101.26	101.26	101.26	101.153	0.00	101.153	0.00	101.153	0.00	Grun	

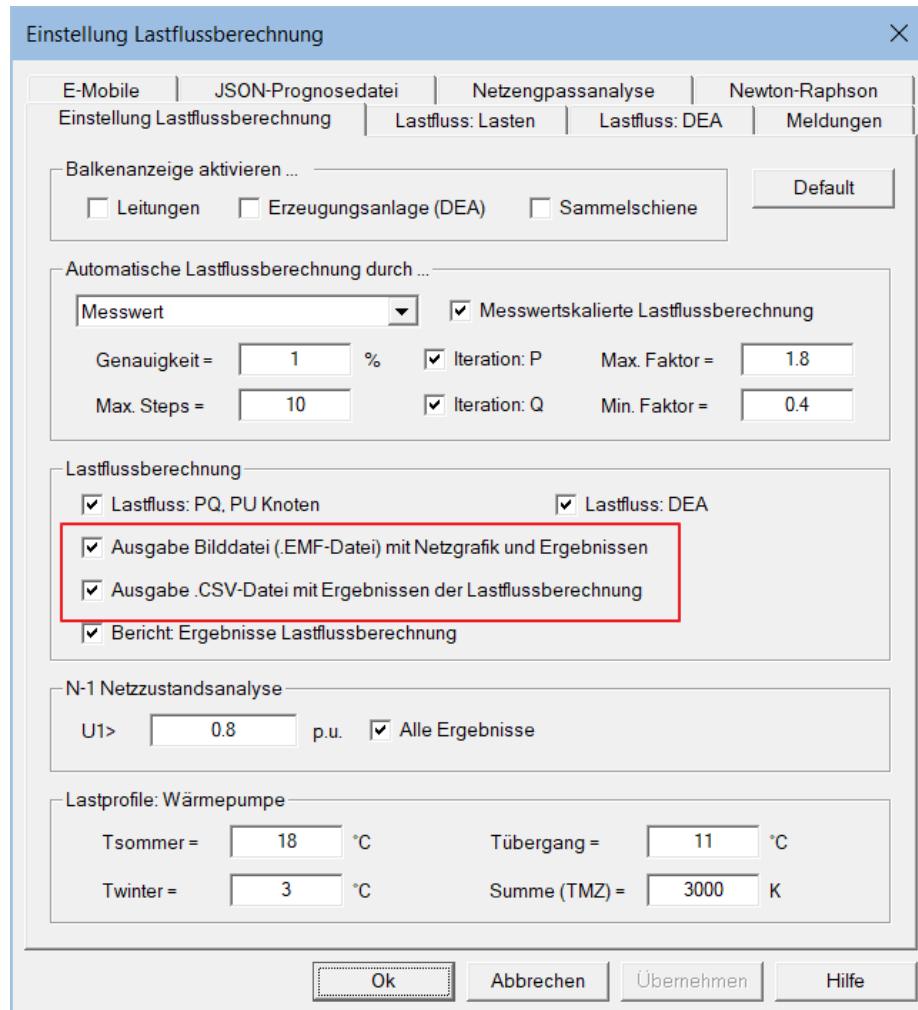


Abbildung 96: Einstelldialog Einstellungen Lastflussberechnung - .EMF- und .CSV-Dateien

Wie in [Bd. 1] erläutert, ist es dem Anwender möglich mit dem nachfolgend definierten Einstellwert **Ausgabe Bilddatei...** automatisch die Netzgrafik mit allen darin enthaltenen Textelementen und Grafiken also auch mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung als Bilddatei (.EMF-Datei) im jeweiligen Projektverzeichnis zu speichern.

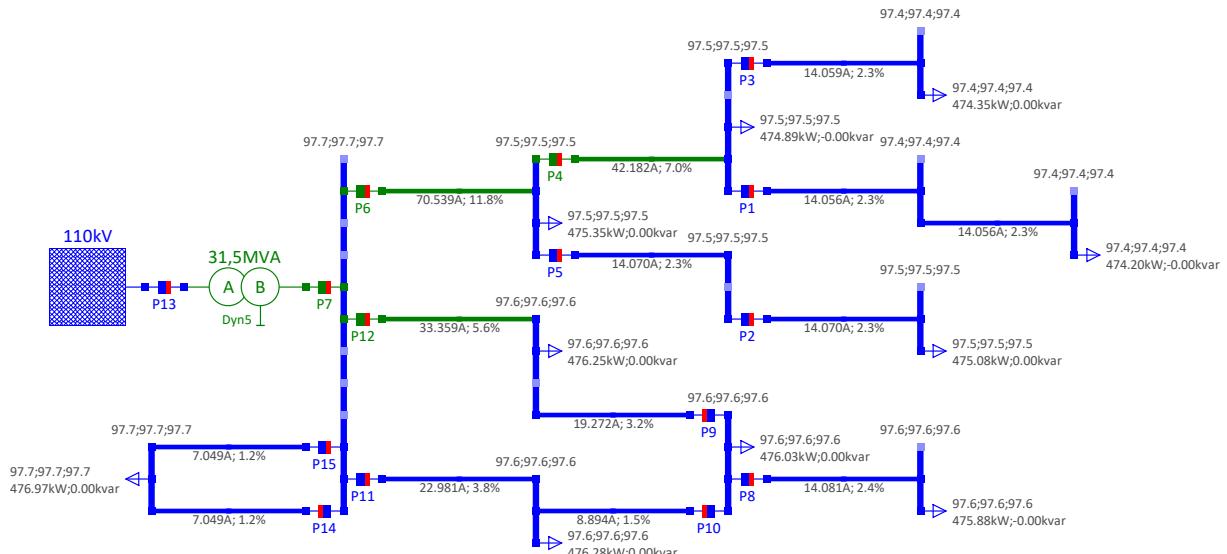


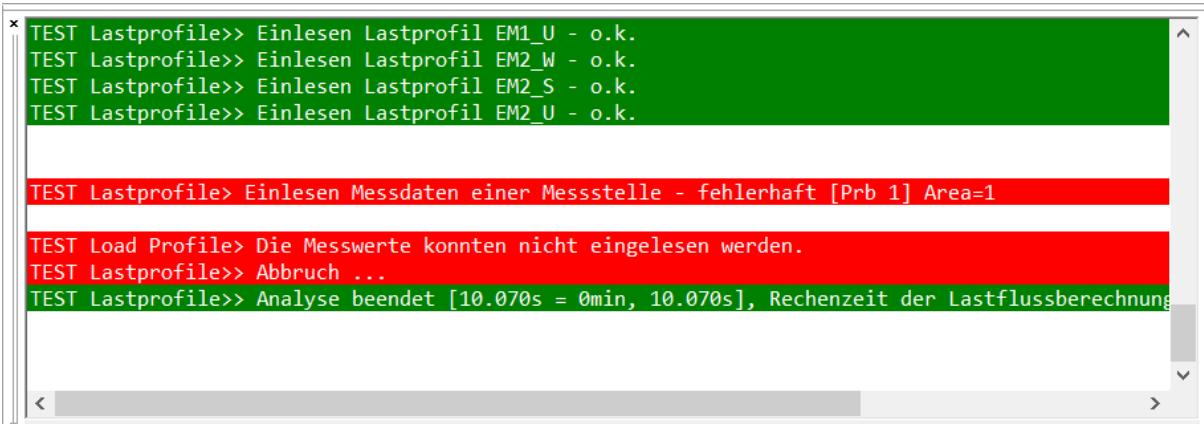
Abbildung 97: Beispiel einer Bilddatei (.EMF-Datei) mit Netzgrafik und Lastflussergebnissen

15.13 Definition des Dateiformates der Messwerte

Die an der Messstelle (Messort) erfassten Messwerte als Eingangsdaten der **Messwert-skalierten Lastflussberechnung** müssen in einer Textdatei im .CSV-Format gespeichert werden. Die .CSV-Datei muss im Unterverzeichnis **MonitoringMeasurement** zum **Projektverzeichnis** gespeichert werden.

Die Ergebnisse der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** werden im .CSV-Format im Unterverzeichnis **ResultsMeasurement** zum **Projektverzeichnis** gespeichert.

Wird ein fehlerhaftes Format der Messwertdatei verwendet, wird die **Messwertskalierte Lastflussberechnung** abgebrochen und eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** wird nachfolgend beispielhaft dargestellt ausgegeben.



```

x TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM1_U - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM2_W - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM2_S - o.k.
TEST Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM2_U - o.k.

TEST Lastprofile> Einlesen Messdaten einer Messstelle - fehlerhaft [Prb 1] Area=1
TEST Load Profile> Die Messwerte konnten nicht eingelesen werden.
TEST Lastprofile>> Abbruch ...
TEST Lastprofile>> Analyse beendet [10.070s = 0min, 10.070s], Rechenzeit der Lastflussberechnung

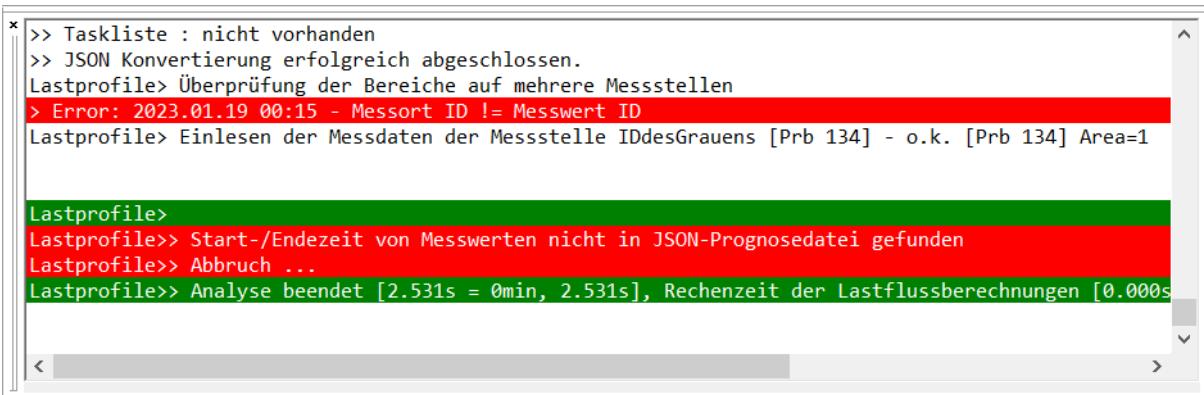
```

Abbildung 98: Fehlermeldung im Falle eines fehlerhaften Formates der Messwertdatei

Werden während des Einlesens der Messwertdatei Formatfehler festgestellt, werden Fehlermeldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben und das Verfahren abgebrochen.

15.13.1 Fehlermeldung: Unterschiedliche ID für Messwert oder Messstelle

Ist die ID der Messstelle aus der .CSV-Datei der Messwerte verschieden von dem Einstellwert ID des Messortes des **Mess/Schutzgerätes**, so wird die nachfolgend dargestellte Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben.



```

>> Taskliste : nicht vorhanden
>> JSON Konvertierung erfolgreich abgeschlossen.
Lastprofile> Überprüfung der Bereiche auf mehrere Messstellen
> Error: 2023.01.19 00:15 - Messort ID != Messwert ID
Lastprofile> Einlesen der Messdaten der Messstelle IDdesGrauens [Prb 134] - o.k. [Prb 134] Area=1

Lastprofile>
Lastprofile>> Start-/Endezeit von Messwerten nicht in JSON-Prognosedatei gefunden
Lastprofile>> Abbruch ...
Lastprofile>> Analyse beendet [2.531s = 0min, 2.531s], Rechenzeit der Lastflussberechnungen [0.000s]

```

Abbildung 99: Fehlermeldung – Fehlerhafte ID der Messstelle oder des Messwertes

15.13.2 Format .CSV-Datei: Messwerte als Eingangsdaten

In der nachfolgenden Tabelle ist das Format der .CSV-Datei der Messwerte als Eingangsdaten erläutert. Die Zahldarstellung entspricht dem international üblichen Format mit Dezimalpunkt. Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) bezogen auf die Messrichtung des **Mess/Schutzgerätes** vorausgesetzt.

- Speicherort: **Projektverzeichnis\MonitoringMeasurement**

Spalte Nr.	Spalten- header	Einheit	Bedeutung	Beispiel
1	T		Datum und Uhrzeit Format: JJJJ-MM-TT hh:mm oder JJJJ.MM.TT hh:mm	2020-01-01 08:15 2020.01.01 08:15 Zwischen Datum und Uhrzeit muss sich ein Leerzeichen befinden
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ JJJJ = Jahre 4-stellig ▪ MM = Monat 2-stellig mit führender Null ▪ TT = Tag 2-stellung mit führender Null ▪ 1x Leerzeichen (Blank) als Trennsymbol ▪ hh = Stunde 2-stelling mit führender Null ▪ mm = Minute 2-stellig mit führender Null <p>Die Zeitangabe muss hinsichtlich des 15min-Intervalls den Anforderungen der Standardlastprofile nach VDEW [23] entsprechen, um in der Zeitreihenberechnung des Verfahrens verarbeitet werden zu können.</p>	
2	ID	---	ID der Messstelle muss gleich dem Einstellwert des Mess/Schutzgerätes in der Registerkarte Allgemeine Daten sein	19
3	S123	VA	Scheinleistung L123	123.4
4	SL1	VA	Scheinleistung L1	123.4
5	SL2	VA	Scheinleistung L2	123.4
6	SL3	VA	Scheinleistung L3	123.4
7	IL1	A	Leiterstrom L1	123.4
8	IL2	A	Leiterstrom L2	123.4
9	IL3	A	Leiterstrom L3	123.4
10	phiL1	°	Differenzwinkel $\phi_{L1} - \phi_{UL1}$	123.4
11	phiL2	°	Differenzwinkel $\phi_{L2} - \phi_{UL2}$	123.4
12	phiL3	°	Differenzwinkel $\phi_{L3} - \phi_{UL3}$	123.4
13	P123	W	Wirkleistung L123	123.4
14	PL1	W	Wirkleistung L1	123.4
15	PL2	W	Wirkleistung L2	123.4
16	PL3	W	Wirkleistung L3	123.4
17	Q123	var	Blindleistung L123	123.4
18	QL1	var	Blindleistung L1	123.4
19	QL2	var	Blindleistung L2	123.4
20	QL3	var	Blindleistung L3	123.4
21	UL1	V	Leiter-Erd-Spannung L1	123.4
22	UL2	V	Leiter-Erd-Spannung L2	123.4
23	UL3	V	Leiter-Erd-Spannung L3	123.4

Nachfolgend ein Beispiel für eine einzeilige Messwertdatei mit Kopfzeile.

```
T;ID;S123;SL1;SL2;SL3;IL1;IL2;IL3;phiL1;phiL2;phiL3;P123;PL1;PL2;PL3;Q123;QL1;QL2;
QL3;UL1;UL2;UL3
2023-12-15 16:15;19;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;3000.0;
1000.0;1000.0;0.0;0.0;0.0;0.0;228.0;228.0;228.0
2023.12.15 16:30;19;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;3000.0;
1000.0;1000.0;0.0;0.0;0.0;0.0;228.0;228.0;228.0
```

15.13.3 Format .CSV-Datei: Ergebnisse des Verfahrens als Ausgangsdaten

In der nachfolgenden Tabelle ist das Format der .CSV-Datei der Ergebnisse der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** als Ausgangsdaten erläutert. Die Zahldarstellung entspricht dem international üblichen Format mit Dezimalpunkt. Es wird das Verbraucherzählfeilsystem (VZS) bezogen auf die Messrichtung des **Mess/Schutzgerätes** vorausgesetzt. Zusätzlich wird die Ergebnisdatei als XML-Datei gespeichert, die in einer Tabellenkalkulationssoftware wie z.B. Excel eingelesen werden kann.

- Speicherort: **Projektverzeichnis\ResultsMeasurement**

Die Dateinamen der beiden Ergebnisdateien sind wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_BeforeScaling_ID.csv
JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_BeforeScaling_ID.xml

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_AfterScaling_ID.csv
JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_AfterScaling_ID.xml

BeforeScaling

Die Datei enthält die Ergebnisse der ersten konvergente Lastflussberechnung vor der Ermittlung und Verwendung der Skalierungsfaktoren für Wirk- und Blindleistung.

AfterScaling

Die Datei enthält die Ergebnisse der letzten konvergenten Lastflussberechnung unter Verwendung der Skalierungsfaktoren für Wirk- und Blindleistung.

In der ersten Zeile der .CSV-Datei ist die folgende Kennung enthalten.

- **##abgangsspezifische Iteration**

Ab der zweiten Zeile der .CSV-Datei wird das in der nachfolgenden Tabelle definierte Format verwendet.

Spalte Nr.	Spaltenheader	Einheit	Erläuterung Beispiel
1	Zeit	TT.MM.JJJJ HH:MM	01.01.2019 00:15
2	IDName	---	ID der Messstelle (Messort, Einstellwert im Einstelldialog des Mess/Schutzgerätes , Registerkarte Allgemeine Daten) 19
3	BereichNummer	1(1)..N	Nummer des Bereiches

			1
4	FaktorP	%	Berechneter Teillastfaktor für P123 112.5 %
5	FaktorQ	%	Berechneter Teillastfaktor für Q123 104.5 %
6	S123	kVA	Scheinleistung L123 13.4
7	IL1	A	Betrag des Leiterstroms IL1 1.0
8	IL2	A	Betrag des Leiterstroms IL2 1.0
9	IL3	A	Betrag des Leiterstroms IL3 1.0
10	phiL1	°	Differenzwinkel $\varphi_{IL1} - \varphi_{UL1}$ 0.9
11	phiL2	°	Differenzwinkel $\varphi_{IL2} - \varphi_{UL2}$ 0.5
12	phiL3	°	Differenzwinkel $\varphi_{IL3} - \varphi_{UL3}$ 0.2
13	P123	kW	Wirkleistung L123 13.1
14	Q123	kvar	Blindleistung L123 0.3
15	UL1	V	Betrag der Leiter-Erd-Spannung L1 230.1
16	UL2	V	Betrag der Leiter-Erd-Spannung L2 230.1
17	UL3	V	Betrag der Leiter-Erd-Spannung L3 230.1
18	cospfi		Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = P123/S123$ 0.9
19	Genauigkeit_P	%	Relative Abweichung der Wirkleistung L123 $= \frac{ P(LF) - P(Messwert) }{P(Messwert)} \cdot 100$ 0.124296
20	Genauigkeit_Q	%	Relative Abweichung der Blindleistung L123 $= \frac{ Q(LF - Berechnung) - Q(Messwert) }{Q(Messwert)} \cdot 100$ 0.962441
21	Genauigkeit_P	kW	Absolute Abweichung der Wirkleistung L123 $= P(LF - Berechnung) - P(Messwert) $ 62.853
22	Genauigkeit_Q	kvar	Absolute Abweichung der Blindleistung $= Q(LF - Berechnung) - Q(Messwert) $ 0.419175
23	MaxAbweichung_P	kW	Betrag der maximal zulässigen absoluten Abweichung
24	MaxAbweichung_Q	kvar	Betrag der maximal zulässigen absoluten Abweichung
25	AnzahlIterations-Schritte		5

Nachfolgend ein Beispiel für die beiden .CSV- und .XML-Ergebnisdateien **AfterScaling** im Falle einer einzeiligen Messwertdatei mit Kopfzeile.

```
##abgangsspezifische Iteration
Zeit;IDName;BereichNummer;FaktorP[p.u.];Fak-
torQ[p.u.];S123[kVA];IL1[A];IL2[A];IL3[A];phiL1[°];phiL2[°];phiL3[°];P123[kW];Q123
[kvar];UL1[V];UL2[V];UL3[V];cosphi;Genauigkeit_P[%];Genauigkeit_Q[%];Genauig-
keit_P[kW];Genauigkeit_Q[kvar];MaxAbweichung_P[kW];MaxAbweichung_Q[kvar];AnzahlI-
terationsSchritte
15.12.2023 16:15;19;1;1.08724;1;3.00161;4.33749;4.33749;4.33749;-0.0215438;-
0.0216448;-
0.0231474;3.00161;0.0011584;230.672;230.672;230.672;1;0.016069;inf;0.0016069;0.001
1584;0.1;0;2;
```

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Zeit	IDName	BereichNummer	FaktorP[p.u.]	FaktorQ[p.u.]	S123[kVA]	IL1[A]	IL2[A]	IL3[A]	phiL1[°]	phiL2[°]	phiL3[°]	P123[kW]
2	12.2023 16:	19	1	1,08724	1	3,00161	4,33749	4,33749	4,33749	-0,0215438	-0,0216448	-0,0231474	3,00161
3													

15.14 Ausgabe der Berechnungsergebnisse als Bericht

Die Ergebnisse der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** werden in einem Bericht als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Nachfolgend ist beispielhaft der Dateiname des Berichtes für eine Zeitreihenberechnung mit Lastprofilen angegeben.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_LFKAL.xml

Nachfolgend sind Auszüge aus dem Inhalt des Berichtes dargestellt.

Messwertkalierte Lastflussberechnung

03.01.2024, 23:33:10.141
 C:\ATPDesigner\00_F_2 Messwertberechnung\2021_02_22_Test_Netz.xml
 ATPDesigner Version 4.01.91 - 03.01.2024
 Version NET File 6.3 - 22.01.2024

POWER ENGS

Bezeichner und Erläuterungen

UL1, UL2, UL3 [V, %]	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V und %Un/V3
U12, U23, U31 [V, %]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V und %Un
UmIn, UmMax [V, %]	Betrag der kleinsten und größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung UL123 in V und %Un
IL1, IL2, IL3 [A, %]	Betrag der Leiterströme in A und %In
U1, U2, U0 [V, %]	Betrag der Mit-, Gegen- und Nullsystemspannung in V und %Un/V3
I1, I2, I0 [A, %]	Betrag des Mit-, Gegen- und Nullsystemstroms in A und %In
Ilmax [A, %]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in A und %In
Maximale Auslastung [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in %In
ILmax [A]	Betrag der Scheinleistung in VA
P [W]	Betrag der Wirkleistung in W
Q [Var]	Betrag der Blindleistung in Var
CosPhi	Verschiebungsfaktor $\cos \phi = P / S$
Auslastung [%]	Auslastung der Windungen A und B in %
SL1, SL2, SL3 [VA]	Einphasige Scheinleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in VA
PL1, PL2, PL3 [W]	Einphasige Wirkleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in W
QL1, QL2, QL3 [var]	Einphasige Blindleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in var
HB	Handlungsbedarf
Ilmax [%]	Maximaler Leiterstrom in %In
[N] [%]	Netzdrift (Gr. 1) nach VDE 0276
[m] [m]	Belastungszeit nach VDE 0276
LF	Status Lastflussberechnung: Konvergenz=1, Divergenz=0, Abbruch=2, ungültig=-1
TRIP	Netzschutz: AUS-Kommando - Ortgehend, 1=kommand
GEN	Netzschutz: Generalanregung - Ortgehend, 1=kommand
DSZ	Netzschutz: Distanzzone des Distanzschutzes mit AUS-Kommando
R1k	Netzschutz: Resistenz der Kurzschlussimpedanz im MItsystem
X1k	Netzschutz: Reaktanz der Kurzschlussimpedanz im MItsystem
DST	Daylight Saving Time: Sommerzeit = S, Winterzeit = W

Seite 1 von 7 Seiten

Seite 2 von 7 Seiten

Maximale Leiter-Erd-Spannung UL/Erm: Max/Fahrtsgerät

Name	Un [kV]	ULmax [%]	15min-Zeit	Zustand
[Prb 1] P1	0.4	99.884	15.12.2023 16:15	Grün
[Prb 2] P2	0.4	99.806	15.12.2023 16:15	Grün
[Prb 3] P3	0.4	99.766	15.12.2023 16:15	Grün
[Prb 4] P4	0.4	99.961	15.12.2023 16:15	Grün
[Prb 5] P5	0.4	99.766	15.12.2023 16:15	Grün
[Prb 6] P6	0.4	99.806	15.12.2023 16:15	Grün

Maximale Auslastung: Transfator 2-Wicklung

Name	Auslastung [%]	15min-Zeit
[Tr 1] 400kVA	1.112	15.12.2023 16:15

Maximale und Minimal Leiter-Erd-Spannungen: Sammelschiene

Name	Spannung ULE [%]
[Bb 4] 0.4kV	99.961
[Bb 3]	99.766

Maximaler Laststrom = 1.57727%
 Maximal ausgelastete Leitung = 1.24869%-311%
 Maximal ausgelasteter Transfator = Tr 1 400kVA
 Netzstandzsüberwachung = Normal (Grün)
 Anzahl der durchgeföhrten Lastflussberechnungen = 1

Analyse der Verlustenergie

ExStromnetz: Gesamtverlustenergie des Stromnetzes
 > Leitung, BLC: Seriesimpedanz, Transfator 2-Wicklung, Transfator 2/3-Wicklung (BCTRAN)
 ExLeitung + ExBLCImp: Gesamtverlustenergie des Stromnetzes
 > Leitung, BLC: Seriesimpedanz, Transfator 2-Wicklung, Transfator 2/3-Wicklung (BCTRAN)

ExTransformator: Gesamte Verlustenergie der Transformatoren
 > Transfator 2-Wicklung, Transfator 2/3-Wicklung (BCTRAN)

ExVerbraucher: Gesamte Verlustenergie der Leitung
 ExBLCImp: Gesamte Verlustenergie der BLC: Seriesimpedanz
 L[Bezug]: Gesamte Bezugsernergie der Verbraucherlasten
 & Verbraucherlast, Transfator 2-Wicklung, Leitung
 P[Erzeugung]: Gesamte Einspeisenergie der Erzeugungsanlagen
 & Erzeugungsanlage (SEA)
 ExLeitung + ExBLCImp / (L[Bezug] - L[Erzeugung])
 Gesamte Einspeiseverteilung = 7kW

Messwerte

Name des Netzwerklementes	ID der Messstelle
P1 [Prb 1]	19
P2 [Prb 2]	
P3 [Prb 3]	
P4 [Prb 4]	
P5 [Prb 5]	
P6 [Prb 6]	

Ergebnisse - Lastflussberechnung ohne Messwertkalierung

TT.MM.JJ	hh:mm	ID	Bereich	faktorP	FaktorQ	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	dP [%]	dQ [%]	N
15.12.2023	16:15	19	1	1.000	1.000	2.198	2.198	0.003	1.000	0.000	0.000	50.000

Ergebnisse - Lastflussberechnung mit Messwertkalierung

TT.MM.JJ	hh:mm	ID	Bereich	faktorP	FaktorQ	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	dP [%]	dQ [%]	N
15.12.2023	16:15	19	1	1.000	1.000	3.002	3.002	0.003	0.000	0.000	0.000	2

Dateiname: 2024010323318170_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML

Seite 6 von 7 Seiten

Seite 7 von 7 Seiten

Abbildung 100: Ausgabe der Ergebnisse in einem Bericht

Die speziell für die **Messwertskalierten Lastflussberechnung** relevanten Ergebnisse sind am Ende des Berichtes enthalten. Es ist zu erkennen, dass das **Mess/Schutzgerät P1** als **Messstelle** (Messort) 19 verwendet wurde.

Ergebnisse der Lastflussberechnung												
Messwerte												
Name des Netzwerkelementes							ID der Messstelle					
P1 [Prb 1]												19
P2 [Prb 2]												
P3 [Prb 3]												
P4 [Prb 4]												
P5 [Prb 5]												
P6 [Prb 6]												
P7 [Prb 7]												
P8 [Prb 8]												
P9 [Prb 9]												
P10 [Prb 10]												

In der nachfolgenden Tabelle werden die Messwerte, die aus der .CSV-Datei eingelesen wurden, dargestellt.

TT.MM.JJJ	hh:mm	ID	Area	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	UL1 [V]	UL2 [V]	UL3 [V]	IL1 [A]	IL2 [A]	IL3 [A]
01.08.2023	11:45	19	1	90.000	90.000	0.000	1.000	228.000	228.000	228.000	50.000	50.000	50.000
01.08.2023	12:00	19	1	90.000	90.000	0.000	1.000	228.000	228.000	228.000	50.000	50.000	50.000
01.08.2023	12:15	19	1	90.000	90.000	0.000	1.000	228.000	228.000	228.000	50.000	50.000	50.000
01.08.2023	12:30	19	1	60.000	60.000	0.000	1.000	228.000	228.000	228.000	50.000	50.000	50.000
01.08.2023	12:45	19	1	30.000	30.000	0.000	1.000	228.000	228.000	228.000	50.000	50.000	50.000

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der initialen Lastflussberechnung dargestellt.

Ergebnisse - Lastflussberechnung ohne Messwertskalierung														
TT.MM.JJJJ	hh:mm	ID	Bereich	P ska	Q ska	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	dP [%]	dQ [%]	dP [kW]	dQ [kvar]	N
01.08.2023	11:45	19	1	1.000	1.000	10.878	10.878	0.026	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4
01.08.2023	12:00	19	1	1.000	1.000	10.901	10.901	0.026	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5
01.08.2023	12:15	19	1	1.000	1.000	10.917	10.917	0.027	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5
01.08.2023	12:30	19	1	1.000	1.000	10.892	10.892	0.027	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4
01.08.2023	12:45	19	1	1.000	1.000	10.786	10.786	0.026	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der Lastflussberechnung mit den ermittelten Skalierungsfaktoren dargestellt.

Ergebnisse - Lastflussberechnung mit Messwertskalierung														
TT.MM.JJJJ	hh:mm	ID	Bereich	P ska	Q ska	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	dP [%]	dQ [%]	dP [kW]	dQ [kvar]	N
01.08.2023	11:45	19	1	5.832	1.000	90.278	90.260	1.819	1.000	0.274	0.000	0.260	1.819	4
01.08.2023	12:00	19	1	5.767	1.000	89.965	89.947	1.812	1.000	0.056	0.000	0.053	1.812	5
01.08.2023	12:15	19	1	5.727	1.000	89.931	89.912	1.821	1.000	0.092	0.000	0.088	1.821	5
01.08.2023	12:30	19	1	3.983	1.000	60.242	60.236	0.821	1.000	0.363	0.000	0.236	0.821	4
01.08.2023	12:45	19	1	2.195	1.000	30.134	30.133	0.207	1.000	0.379	0.000	0.133	0.207	3

Nachfolgend die Dateinamen der Berichte der einzelnen Lastflussberechnungen.

TT.MM.JJJ	hh:mm	ID	Bereich	Dateiname
01.08.2023	11:45	19	1	20240114162624734_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML

01.08.2023	12:00	19	1	20240114162630018_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML
01.08.2023	12:15	19	1	20240114162635175_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML
01.08.2023	12:30	19	1	20240114162639239_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML
01.08.2023	12:45	19	1	20240114162643050_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML

16 N-1 Netzzustandsanalyse

Stromnetze sind in Deutschland in Anlehnung an das Energiewirtschaftsgesetz [25] ($n-1$)-sicher zu planen. In den Grundsätzen für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes ist dazu folgende Erläuterung enthalten.

„Ein Netz ist ($n-1$)-sicher geplant, wenn bei allen prognostizierten planungs- und messungsrelevanten horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben (Netznutzungsfälle) sowohl bei ($n-1$)-Ausfall als auch bei betriebsbedingter Freischaltung eines Betriebsmittels die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.“

Dies bedeutet für das betrachtete Netz, dass gemäß Kapitel 3.5.1 sowohl beim ($n-1$)-Ausfall eines schutztechnisch abgegrenzten Betriebsmittels als auch bei betriebsbedingter Freischaltung folgende Auswirkungen ausgeschlossen sind und zudem keine Folgeauslösungen mit Störungsausweitung (weitere Schutzauslösungen nach konzeptgemäßer Abschaltung des fehlerbetroffenen Betriebsmittels, sogenannter Kaskadeneffekt) auftreten:

- Quasistationäre Verletzungen des Engpassstroms und der Spannungsbänder gemäß Kapitel 5.4, 5.5 und 5.6.
- Erzeugungs- oder Lastausfälle gemäß Kapitel 5.7.
- Verlust der Stabilität des Netzes gemäß Kapitel 5.8.
- Verletzungen zulässiger Auslegungswerte im Kurzschlussfall gemäß Kapitel 5.9.“ [24]

Die in ATPDesigner vorhandene **N-1 Netzzustandsanalyse** dient dazu, in Anlehnung an die o.g. Definition eines ($n-1$)-sicheren Netzbetriebes automatisiert zu überprüfen, ob die Ver- bzw. Entsorgung von Bezugs- und Einspeiseanlagen im ($n-1$)-Fall also bei Ausfall eines Betriebsmittels durch eine schutztechnische oder betrieblich veranlasste Abschaltung weiterhin gegeben ist. Die Analysefunktion kann für Stromnetze aller Spannungsebenen angewendet werden.

16.1 Vorgehensweise und Ziel der N-1 Netzzustandsanalyse

Die **N-1 Netzzustandsanalyse** basiert auf dem ($n-1$)-Kriterium, dass durch die o.g. Planungsgrundsätze [24] definiert wird und Übertragungsnetzbetreiber von 380- und 220-kV-Netzen dazu verpflichtet ihr Stromnetz so auszulegen, dass bei störungsbedingten Ausfällen oder betrieblich bedingtem Abschalten die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet wird. Das Kriterium dient der Netzsicherheit und soll die Auswirkungen von Störungen und Gefährdungen im Netz minimieren. Diese können insbesondere hervorgerufen werden durch:

- Überlastungen von Betriebsmitteln
- Grenzwertverletzungen der Netzbetriebsgrößen

Mit Hilfe der **N-1 Netzzustandsanalyse** kann die Ver- und Entsorgung von Bezugs- und Einspeiseanlagen bei Ausfall eines Betriebsmittels überprüft werden. Das Verfahren berechnet und bewertet die Netzsspannung im fehlerfreien Normalbetrieb des Stromnetzes als ($n-1$)-Kriterium. Ist die Netzsspannung im ($n-1$)-Fall an einem Netzanschlusspunkt (NAP) einer Bezugs- oder Einspeiseanlage zu gering wird angenommen, dass das ($n-1$)-Kriterium für diese Bezugs- oder Einspeiseanlage nicht erfüllt ist.

- ⇒ Unter einem **(n-1)-Fall** wird ein (quasi)stationärer Netzzustand verstanden, für den gegenüber einem Anfangsschaltzustand eines Stromnetzes genau ein Betriebsmittel elektrisch deaktiviert ist.
- ⇒ Unter einem **(n-1)-Betriebsmittel** wird ein Netzwerkelement verstanden, das von ATPDesigner zur Erzeugung eines (n-1)-Falls ausgehend von einem Anfangsschaltzustand des Stromnetzes automatisch deaktiviert wird.

(n-1)-Betriebsmittel

Leitung

Transformator 2-Wicklung

- ⇒ Transformatoren mit aktivierter integrierter **Verbraucherlast** werden von dem Verfahren nicht als (n-1)-Betriebsmittel verwendet.

- ⇒ Unter einer **(n-1)-Anlage** wird ein Netzwerkelement verstanden, dessen Netzanchlusspunkt (NAP) im (n-1)-Fall hinsichtlich der Spannungsversorgung ((n-1)-Kriterium) überprüft und bewertet wird.

(n-1)-Anlage

Verbraucherlast

Erzeugungsanlage (DEA)

Transformator 2-Wicklung mit aktivierter integrierter Verbraucherlast

Die in ATPDesigner vorhandene **N-1 Netzzustandsanalyse** verwendet ein 2-stufiges Verfahren.

16.1.1 Stufe 1 der N-1 Netzzustandsanalyse

In **Stufe 1** werden von dem Verfahren automatisch (n-1)-Fälle generiert. Das Verfahren deaktiviert nacheinander jeweils ein (n-1)-Betriebsmittel. Durch Berechnung und Bewertung des Betrages der Mitsystemspannung U_1 an den Netzanchlusspunkten (NAP) der (n-1)-Anlagen wird überprüft, ob eine (n-1)-Anlage spannungslos ist, d.h. das (n-1)-Kriterium nicht erfüllt ist. Die Berechnung der Mitsystemspannung erfolgt durch eine Knotenpotentialanalyse, nicht durch eine Lastflussberechnung, um Divergenzen im (n-1)-Fall zu vermeiden. Für jeden kritischen (n-1)-Fall speichert das Verfahren, welche deaktivierten (n-1)-Betriebsmittel zu welchen spannungslosen (n-1)-Anlagen führen.

- ⇒ Als kritisch wird ein (n-1)-Fall angesehen, wenn der Betrag der Mitsystemspannung am Netzanchlusspunkt (NAP) von mindestens einer (n-1)-Anlage geringer als eine definierte Mindestspannung ist.

Die Ergebnisse werden in einem **Bericht** als XML-Datei [21] ausgegeben. Die nachfolgende Tabelle zeigt einen Ausschnitt aus dem Bericht.

Versorgungsbereichsüberprüfung bei Betriebsmittelausfall

Einstellwerte	Wert
Minimale Spannung U1> [p.u.]	0.1

Prüfung Nr. 1: Ausfall Leitung Ltg4 [Line 4]	U1(NAP)	Versorgung o.k. ?
Verbraucherlast Load 1 [Load 1]	0.00V=0.00p.u.	x

Verbraucherlast Load 2 [Load 2]	0.00V=0.00p.u.	x
Verbraucherlast Load 3 [Load 3]	229.44V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 4 [Load 4]	229.38V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 5 [Load 5]	0.00V=0.00p.u.	x
Verbraucherlast Load 6 [Load 6]	227.73V=0.99p.u.	✓

Prüfung Nr. 1: Ausfall Leitung Ltg4 [Line 4]	U1(NAP)	Versorgung o.k. ?
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 1 [3Ph 1]	02V=0.00p.u.	x
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 3 [3Ph 3]	2292V=0.99p.u.	✓
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 4 [3Ph 4]	2292V=0.99p.u.	✓
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 2 [3Ph 2]	02V=0.00p.u.	x

Es wird darauf hingewiesen, dass für die Netzberechnungen von Stufe 1 die Schaltgruppen der Transformatoren temporär auf die Schaltgruppe Yyn0 gesetzt werden, um unerwünschte Auswirkungen der Phasendrehungen auf Stromflüsse und damit die Netzspannung auszuschließen. Ziel der Netzberechnungen von Stufe 1 ist es nicht, einen netzphysikalisch möglichst genauen Netzzustand zu berechnen, sondern lediglich die Spannungsversorgung am Netzanschlusspunkt (NAP) der (n-1)-Anlagen mit einer JA/NEIN-Entscheidung zu überprüfen.

16.1.2 Stufe 2 der N-1 Netzzustandsanalyse

In **Stufe 2** werden die in Stufe 1 als kritisch erkannten (n-1)-Fälle des Stromnetzes durch ATPDesigner automatisch generiert. Abhängig von dem deaktivierten (n-1)-Betriebsmittel werden in Stufe 1 als spannungslose erkannte (n-1)-Anlagen ebenfalls deaktiviert, um Divergenzen der Lastflussberechnung zu verhindern. Für jeden kritischen (n-1)-Fall wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, um eine Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose mit Bewertung des Netzzustandes durchzuführen. Das deaktivierte (n-1)-Betriebsmittel⁷ und deaktivierte (n-1)-Anlagen werden in Stufe 2 in der Netzgrafik **magenta** gezeichnet.

16.2 (n-1) – Kriterium der N-1 Netzzustandsanalyse

Die Versorgung oder Entsorgung eines Betriebsmittels als (n-1)-Anlage wird durch Berechnung und Bewertung des Betrages der Mitsystemspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) der (n-1)-Anlage überprüft. Als Grundlage der Überprüfung wird angenommen, dass der netzfrequente Betrag der Mitsystemspannung U_1 im fehlerfreien symmetrischen Netzbetrieb nach EN 50160 [27] im Spannungsbereich [90%...110%] $\cdot U_n$ liegt. Daraus kann der im nachfolgenden Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** erkennbare Einstellwert **U1>** abgeleitet werden.

16.3 Einstellwerte der N-1 Netzzustandsanalyse

Der Einstelldialog zur Einstellung der N-1 Netzzustandsanalyse kann wie nachfolgend erläutert geöffnet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- Gruppe **N-1 Netzzustandsanalyse**

⁷ Netzwerkelemente deaktivieren und aktivieren [Bd. 1]

- **Projektinformationen** [Bd. 1], **Lastfluss**

Zur Überprüfung wird der nachfolgend erläuterte Einstellwert in der Gruppe **N-1 Netz-zustandsanalyse** im nachfolgenden Einstelldialog verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
U1>	Kleinster zulässiger Betrag der Mitsystemspannung mit 1 p.u. = $U_n/\sqrt{3}$ Ist der Betrag der in Stufe 1 berechneten Mitsystemspannung U_1 größer als der Einstellwert U1>, wird angenommen, dass die (n-1)-Anlage im (n-1)-Fall spannungsversorgt und damit elektrisch leitend mit dem Stromnetz verbunden ist. Das (n-1)-Kriterium ist damit erfüllt.
Alle Ergebnisse	Falls aktiviert werden die Ergebnisse jeder einzelnen Prüfung im Bericht (XML-Datei [21]) ausgegeben, sonst nur bei Nicht-Einhaltung des (n-1)-Kriteriums.
Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung	Falls aktiviert wird für jeden mit einer Lastflussberechnung berechneten und bewerteten (n-1)-Fall ein Bericht mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung im Projektverzeichnis ausgegeben.

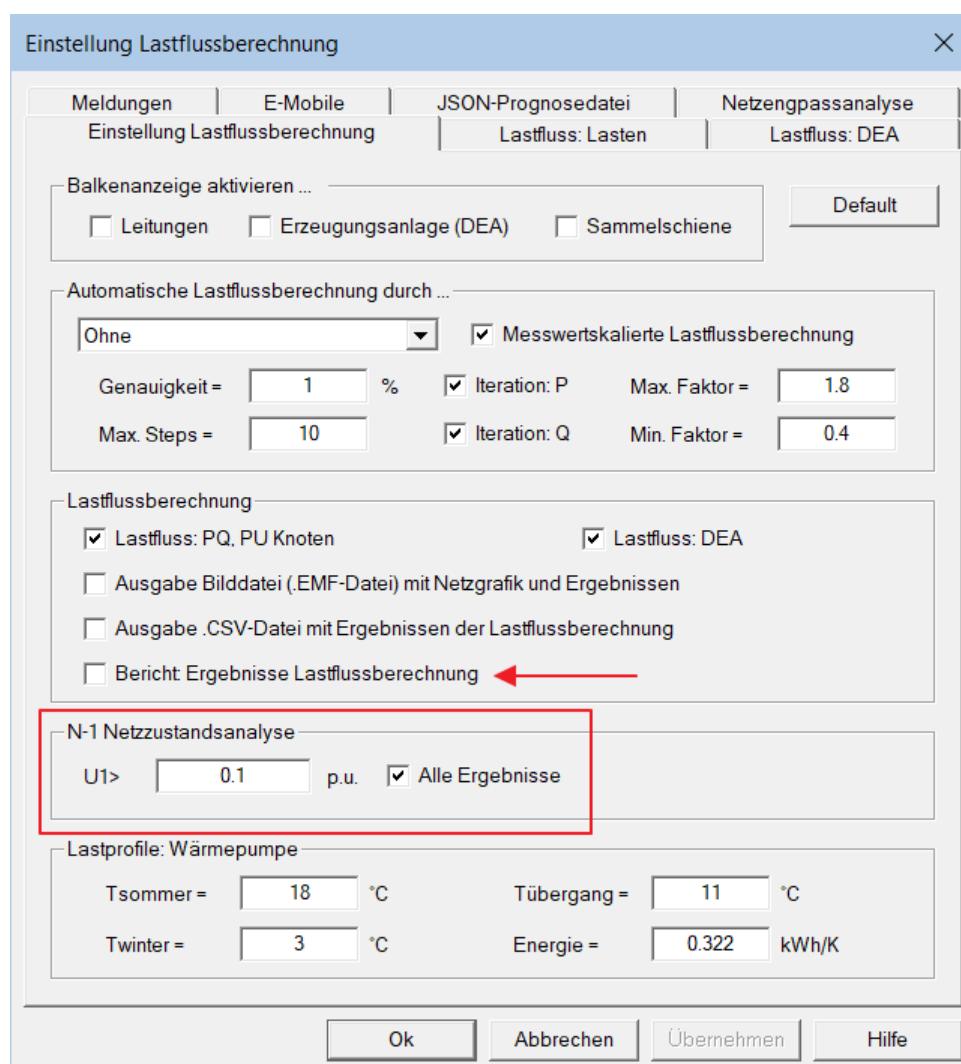


Abbildung 101: (n-1)-Fall: Kleinste zulässige Mitsystemspannung

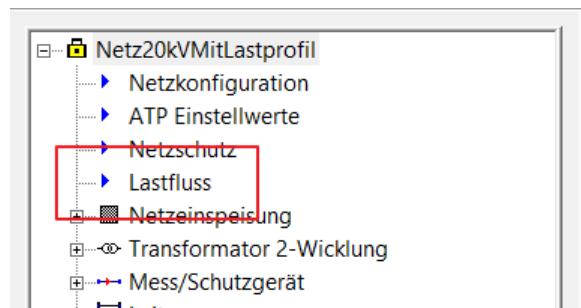


Abbildung 102: Einstelldialog öffnen in den Projektinformationen

16.4 Arbeitsweise des Verfahrens

Die netzfrequenten Beträge der Mitsystemspannungen an den Netzanschlusspunkten (NAP) der (n-1)-Anlagen werden in Stufe 1 im (n-1)-Fall mit einem, wie oben erläutert durch den Anwender einstellbaren Spannungswert **U1>** verglichen.

- $|U_{1NAP}| \geq U1$: Ist der Betrag der Mitsystemspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) der (n-1)-Anlage größer oder gleich dem Einstellwert **U1>** so gilt das (n-1)-Kriterium als erfüllt. Die (n-1)-Anlage ist im (n-1)-Fall spannungsversorgt.
- $|U_{1NAP}| < U1$: Das (n-1)-Kriterium ist nicht erfüllt. Die (n-1)-Anlage ist im (n-1)-Fall nicht spannungsversorgt.

Eine iterative Lastflussberechnung wird bei dem Verfahren in Stufe 1 nicht durchgeführt, da eine Lastflussberechnung bei zu geringer oder fehlender Mitsystemspannung an den Netzanschlusspunkten (NAP) der Bezugs- und Einspeiseanlagen divergiert. Dieser Fall tritt vor allem dann auf, wenn eine Bezugs- oder Einspeiseanlage an einem Netzausläufer (Stichleitung) angeschlossen ist und ein Leitungsabschnitt des Netzauslängers im Zuge des Verfahrens deaktiviert wird. Da für die Lastflussberechnung für Bezugs- und Einspeiseanlagen als numerisches Modell PQ-Knoten (Leistungssenken oder Leistungsquellen) verwendet werden, divergiert die Lastflussberechnung bei fehlender Netzspannung am Netzanschlusspunkt.

- ⇒ Es muss berücksichtigt werden, dass in Stufe 1 durch das Ausschalten des Iterationsverfahrens kein netzphysikalisch korrekter Netzzustand im Sinne einer Lastflussberechnung berechnet wird. Die Ergebnisse von Stufe 1 der **N-1 Netzzustandsanalyse**, d.h. Spannungen, Ströme und Leistungen sind daher nur Näherungswerte. Dies muss für die Einstellung von **U1>** berücksichtigt werden.

Um in Stufe 1 numerische und mathematische Probleme des Netzberechnungsverfahrens zu verhindern, werden intern folgende Maßnahmen automatisch getroffen:

- Ausschalten der Iterationsverfahrens **Lastfluss: Lasten** und **Lastfluss: DEA**

16.4.1 Modell für Verbraucherlasten

Die **Verbraucherlasten** werden in Stufe 1 durch eine Lastimpedanz nachgebildet, die aus Nennspannung und Nennleistung berechnet wird. Diese Lastimpedanz entspricht dem Initialisierungswert im ersten Iterationsschritt einer Lastflussberechnung. Das Vorzeichen der Nennleistung wird in der Berechnung der Lastimpedanz berücksichtigt. Es

können somit Einspeise- und Bezugssituationen berücksichtigt werden. Es muss das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) berücksichtigt werden.

16.4.2 Ersatzmodell für Erzeugungsanlagen (DEA)

Während Stufe 1 der **N-1 Netzzustandsanalyse** werden alle im Stromnetz vorhandenen **Erzeugungsanlagen (DEA)** durch das Ersatzmodell einer dreiphasigen symmetrische Impedanz $Z = R_{Ersatz}$ in Sternschaltung mit geerdetem Sternpunkt nachgebildet. Die Impedanz wird mit im Einstelldialog des Betriebsmittels in der Registerkarte **Allgemeine Daten** hinterlegten Werten wie folgt berechnet.

Betriebsart	Erzeugungsanlage (DEA): Ersatzmodell
P_n (IL:3p) = const. P_n (IL:1/2/3p) = const.	$R_{Ersatz} = \frac{U_n^2}{P_n}$ je Leiter L1, L2 und L3
S_n (IL:3p) = const. S_n (IL:1/2/3p) = const.	$R_{Ersatz} = \frac{U_n^2}{S_n}$ je Leiter L1, L2 und L3
P_n (IL:3p) = const. P_n (IL:1/2/3p) = const. S_n (IL:3p) = const. S_n (IL:1/2/3p) = const.	Sonderbehandlung Ist in der Registerkarte Lastprofil die Betriebsart Netzeinspeisung eingestellt, so wird eine 3-phägige symmetrische Spannungsquelle verwendet.
U_n = const.	Es wird eine 3-phägige symmetrische Spannungsquelle verwendet.
I_n = const.	Es wird keine Stromquelle und keine Ersatzimpedanz ausgegeben. Die Netzberechnung wird mit einer Fehlermeldung abgeschlossen.
u(t) = MODELS	Die Einstellung ist nur für die Berechnung von Ausgleichsvorgängen verwendbar.
i(t) = MODELS	Die Einstellung ist nur für die Berechnung von Ausgleichsvorgängen verwendbar.

Durch das Vorzeichen der Nennleistungen bzw. die Leistungsflussrichtung in Zusammenhang mit den Erzeugerzählpfeilsystem (EZS), das von der **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet wird, kann der Ersatzwiderstand einen negativen oder positiven Wert aufweisen. Dieses Verhalten bildet das Einspeise- und Bezugsverhalten der (n-1)-Anlagen aus netzphysikalischer Sicht in erster Näherung ab. Numerische Probleme für die Netzberechnungen in Stufe 1 mit z.B. wesentlich verfälschenden Auswirkungen auf die Netzspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) sind nicht zu erwarten, da es sich um ein passives Ersatzmodell handelt. Auch bei einem negativen Ersatzwiderstand kann es ohne eine anliegende Netzspannung nicht zu einem Stromfluss kommen. Daher kann im (n-1)-Fall eine Inselnetzbildung mit aktiver Strom- oder Spannungsquelle ausgeschlossen werden.

16.4.3 Einfaches topologisches Suchverfahren

Das Verfahren in Stufe 1 beinhaltet weiterhin ein einfaches topologisches Suchverfahren, bei dem eine Reihenschaltung mehrerer **Leitungen** erkannt wird. Die Anzahl notwendiger Netzberechnungen wird z.B. bei einer vorliegenden Reihenschaltung von

Leitungen verringert. Das Suchverfahren erkennt, wenn an den Zusatzknoten einer **Leitung** ein Betriebsmittel angeschlossen ist, und ist in diesem Fall nicht wirksam.

16.5 Eine N-1 Netzzustandsanalyse durchführen

Die **N-1 Netzzustandsanalyse** wird über den Menüpunkt **N-1 Netzzustandsanalyse** im Hauptmenü **Prüfungen** gestartet.

Vor dem Start kann es ggfs. notwendig sein, den Betrag der minimal zulässigen Mitsystemspannung an den Netzanschlusspunkten (NAP) mit dem Einstellwert **U1>** in der Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**, Gruppe **N-1 Netzzustandsanalyse** einzustellen. Der Betrag der in Stufe 1 am Netzanschlusspunkt (NAP) berechneten Mitsystemspannung U_{1NAP} muss größer als der Einstellwert sein:

$$|U_{1NAP}| \geq U_1 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}}$$

Nach dem Start des Verfahrens werden in Stufe 1 alle (n-1)-Betriebsmittel einzeln nacheinander deaktiviert und eine Netzberechnung durchgeführt. Der Ablauf lässt sich während der Laufzeit des Verfahrens in der Netzgrafik beobachten. Das jeweils deaktivierte (n-1)-Betriebsmittel wird **magenta** gezeichnet. Die Ergebnisse werden in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert.

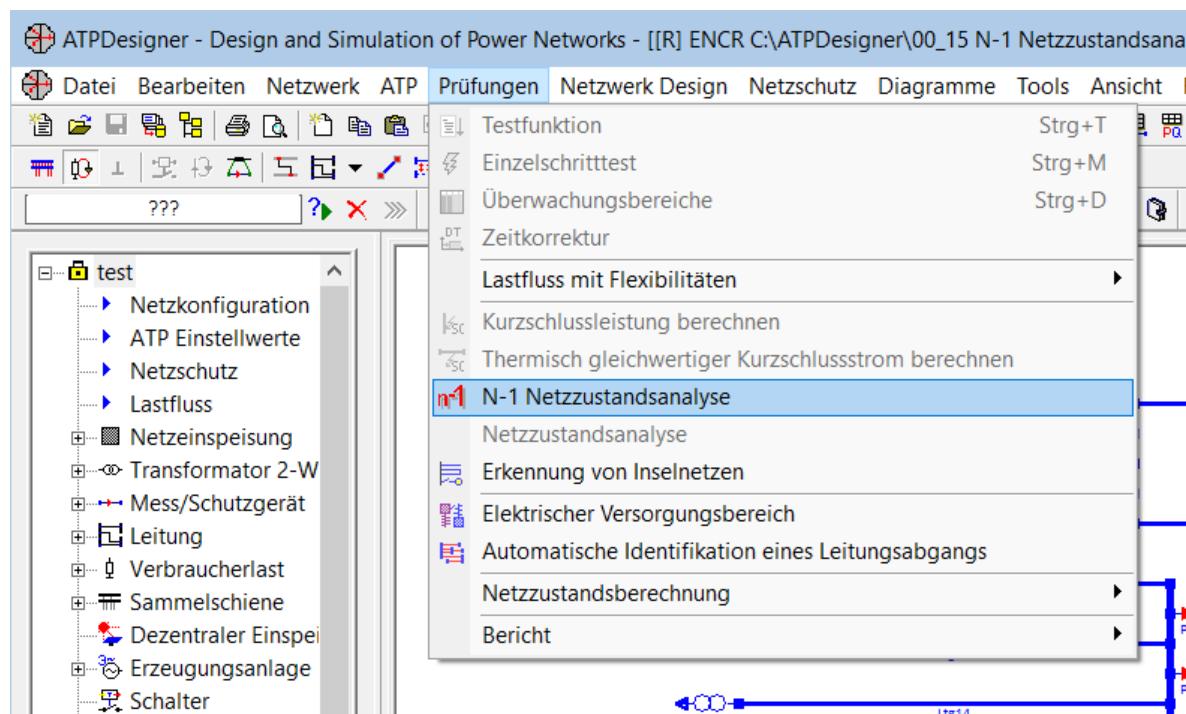


Abbildung 103: Ausführung der N-1 Netzzustandsanalyse

16.6 Ergebnisse der N-1 Netzzustandsanalyse in einem Bericht

Anhand des nachfolgen abgebildeten einfachen Stromnetzes soll die Ergebnisausgabe der **N-1 Netzzustandsanalyse** erläutert werden. Die Ergebnisse werden in einem Bericht als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_N-1.xml

Zusätzlich kann mit der Option **Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung** in der Gruppe **Lastflussberechnung** (Abbildung 101) die Ausgabe des Berichtes für jede einzelne Lastflussberechnung der Stufe 2 der N-1 Netzzustandsanalyse aktiviert werden. Bei Aktivierung werden im Bericht zur N-1 Netzzustandsanalyse die Dateinamen der Lastflussberichte ausgegeben.

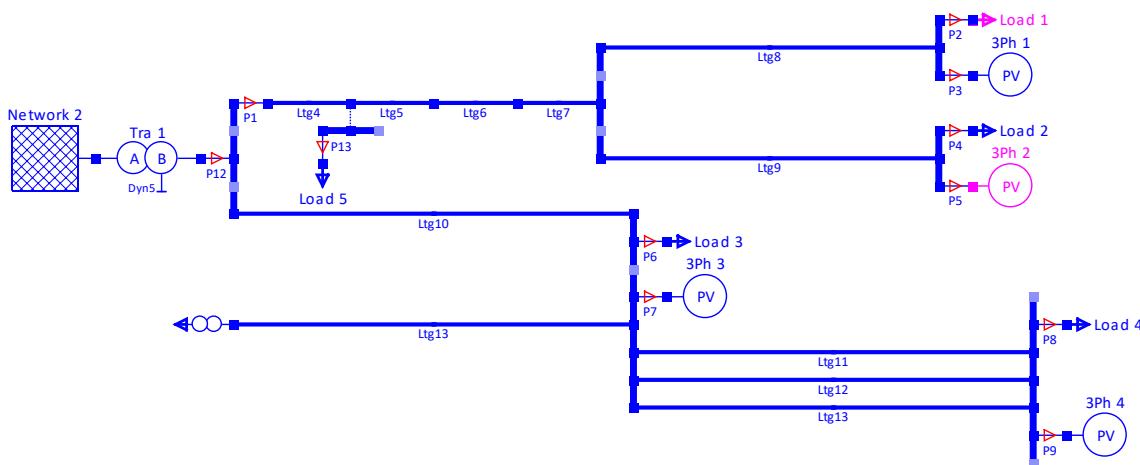


Abbildung 104: Stromnetz zur Ausführung der N-1 Netzzustandsanalyse (Beispiel)

In der Kopfzeile des Berichtes findet sich der durch den Anwender einstellbare Spannungswert **U1>**.

Einstellwerte	Wert
Minimale Spannung U1> [p.u.]	0.1

Bereits zum Start der Analyse deaktivierte Betriebsmittel werden im Bericht kenntlich gemacht.

Im ersten Teil des Berichtes werden die Ergebnisse von Stufe 1 dokumentiert. Im nachfolgenden Beispiel sind es Tabellen, die das Ergebnis der Prüfung der Mitsystemspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) für (n-1)-Anlagen bei Ausfall eines (n-1)-Betriebsmittels wie z.B. **Leitung Ltg 4** in obigem Stromnetz zeigen. Während im Beispiel die **Verbraucherlasten Load 2** und **Load 5** bei Ausfall von **Leitung Ltg 4** nicht mehr spannungsversorgt werden, können die Verbraucherlasten **Load 3** und **Load 4** weiterhin über **Leitung Ltg 10** versorgt werden.

Versorgungsbereichsüberprüfung bei Betriebsmittelausfall

Einstellwerte	Wert
Minimale Spannung U1> [p.u.]	0.1

Prüfung Nr. 1: Ausfall Leitung Ltg4 [Line 4]	U1(NAP)	Versorgung o.k. ?
Verbraucherlast Load 1 [Load 1]	0.00V=0.00p.u.	x
Verbraucherlast Load 2 [Load 2]	0.00V=0.00p.u.	x
Verbraucherlast Load 3 [Load 3]	229.44V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 4 [Load 4]	229.38V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 5 [Load 5]	0.00V=0.00p.u.	x
Verbraucherlast Load 6 [Load 6]	227.73V=0.99p.u.	✓

Prüfung Nr. 1: Ausfall Leitung Ltg4 [Line 4]	U1(NAP)	Versorgung o.k. ?
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 1 [3Ph 1]	02V=0.00p.u.	x
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 3 [3Ph 3]	2292V=0.99p.u.	✓
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 4 [3Ph 4]	2292V=0.99p.u.	✓
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 2 [3Ph 2]	02V=0.00p.u.	x

Prüfung Nr. 1: Ausfall Leitung Ltg4 [Line 4]	U1(NAP)	Versorgung o.k. ?
Transformator 2-Wicklung Tra 2 [Tra 2]	225.22V=0.98p.u.	✓

Prüfung Nr. 2: Ausfall Leitung Ltg5 [Line 5]	U1(NAP)	Versorgung o.k. ?
Verbraucherlast Load 1 [Load 1]	0.00V=0.00p.u.	x
Verbraucherlast Load 2 [Load 2]	0.00V=0.00p.u.	x
Verbraucherlast Load 3 [Load 3]	229.43V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 4 [Load 4]	229.37V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 5 [Load 5]	230.61V=1.00p.u.	✓
Verbraucherlast Load 6 [Load 6]	227.72V=0.99p.u.	✓

Tabelle 5: Bericht zur N-1 Netzzustandsanalyse (Auszug)

Lastflussberechnung Nr. 1	N-1 Ausfall Line 4 : inaktiv 0 -> 1
[Line 4] Load 1 : inaktiv 0 -> 1	[Line 4] Load 2 : inaktiv 0 -> 1
[Line 4] Load 5 : inaktiv 0 -> 1	[Line 4] 3Ph 1 : inaktiv 0 -> 1
[Line 4] 3Ph 2 : inaktiv 0 -> 1	---
P (Verbraucherlast)	0.015 MW
Pdea (Erzeugungsanlage (DEA))	0.055 MW
Plast (Erzeugungsanlage (DEA))	0 MW
P (Transformator 2-Wicklung)	0 MW
 P 	0.07 MW
 Q 	0 Mvar
 S 	0.07 MVA
Ergebnisse	C:\ATPDesigner\00_15 N-1 Netzzustandsanalyse\20220824183638591_test_LF.XML
[Line 4] Load 1 : inaktiv 1 -> 0	[Line 4] Load 2 : inaktiv 1 -> 0
[Line 4] Load 5 : inaktiv 1 -> 0	[Line 4] 3Ph 1 : inaktiv 1 -> 0
[Line 4] 3Ph 2 : inaktiv 1 -> 0	---
Lastflussberechnung Nr. 1	N-1 Ausfall Line 4 : inaktiv 1 -> 0

Tabelle 6: Bericht zur N-1 Netzzustandsanalyse (Auszug)

Im zweiten Teil des Berichtes werden die Ergebnisse der Lastflussberechnungen von Stufe 2 der N-1 Netzzustandsanalyse dokumentiert. Jede Tabelle dokumentiert einen kritischen (n-1)-Fall. In der Tabelle werden die summarischen Leistungen der im (n-1)-Fall spannungslosen (n-1)-Anlagen aufgelistet. Darüber hinaus wird der Dateiname des zu dem (n-1)-Fall zugehörigen Berichtes der Lastflussberechnung angegeben.

Bezeichner	Bedeutung
P (Verbraucherlast)	Summe der Wirkleistung der im (n-1)-Fall spannungslosen Verbraucherlasten
P (Erzeugungsanlage (DEA))	Summe der Wirkleistung der im (n-1)-Fall spannungslosen Erzeugungsanlagen (DEA) als Einspeiseanlage
Plast (Erzeugungsanlage (DEA))	Summe der Wirkleistung der im (n-1)-Fall spannungslosen Erzeugungsanlagen (DEA) als Bezugsanlage
P (Transformator 2-Wicklung)	Summe der Wirkleistung der im (n-1)-Fall spannungslosen Transformator 2-Wicklung mit aktivierter integrierter Verbraucherlast
P	Summe der Wirkleistungsbeträge der im (n-1)-Fall spannungslosen (n-1)-Anlagen
Q	Summe der Blindleistungsbeträge der im (n-1)-Fall spannungslosen (n-1)-Anlagen
S	Summe der Scheinleistungsbeträge der im (n-1)-Fall spannungslosen (n-1)-Anlagen

Am Ende des Berichtes wird die Liste der (n-1)-Fälle nach nicht versorgter und entsorgter Leistung sortiert ausgegeben.

Liste der Prioritäten

P [MW]	Netzfaktor [%]	Netzzustand	Nr.	Dateiname
0.095	62.987	Rot	6	20220824183642892_test_LF.XML
0.07	44.1558	Rot	1	20220824183638591_test_LF.XML
0.065	55.8442	Rot	2	20220824183639211_test_LF.XML
0.065	60.3896	Rot	3	20220824183640000_test_LF.XML
0.055	88.3117	Rot	5	20220824183641625_test_LF.XML
0.05	100	Grün	7	20220824183643679_test_LF.XML
0.02	100	Grün	8	20220824183644432_test_LF.XML

Tabelle 7: N-1 Netzzustandsanalyse - Liste der Prioritäten

17 Netzauslastungsanalyse

Das Ziel der Netzauslastungsanalyse ist es, mit Hilfe einer Lastflussberechnung die Stromauslastung der Betriebsmittel sowie die Spannung an den Netzknoten im fehlerfreien Normalbetrieb zu berechnen und unter Berücksichtigung von Normen oder Richtlinien zu bewerten. Im Folgenden wird das grundlegende Vorgehen bei der Durchführung einer Netzauslastungsanalyse beispielhaft beschrieben. Die Vorgehensweise lässt sich in mehrere Schritte unterteilen, die näher erläutert werden. Es wird empfohlen, alle Schritte in einer Netzauslastungsanalyse in der angegebenen Reihenfolge auszuführen. Inhalte und Reihenfolge sind nicht als vollständig anzusehen und können anwenderspezifisch durch weitere Schritte ergänzt werden.

17.1 Schritt 1: Nachbildung der Netztopologie

Um eine Netzauslastungsanalyse durchführen zu können, sollte zuerst das Netzberechnungsprogramm (im vorliegenden Fall **ATPDesigner**) festgelegt werden. Anschließend kann nun mit der für alle weiteren Berechnungen erforderliche Nachbildung des Stromnetzes, d.h. mit dem Aufbau des Netzmodells begonnen werden.

Bevor man mit der Nachbildung beginnt ist sicherzustellen, dass alle benötigten Daten für die Erstellung des Netzmodells vorhanden sind wie z.B. Stammdaten (Leitungslängen, Leistungstypen Verbraucherlasten, Einspeiseanlagen), jährliche Energieverbräuche (nach Möglichkeit für jeden Haushalt), Schleppzeigermesswerte, Messdaten, Schutzdaten (Einstellwerte des Netzschutzes z.B. für Differentialschutz, Distanzschutz, UMZ-Schutz).

Es ist zu empfehlen mit dem Aufbau der Topologie des Stromnetzes zu beginnen, d.h. die ggfs. topografische Nachbildung des Verlaufs der Leitungen und die Anordnung der verschiedenen Betriebsmittel (Transformatoren, Lasten, dezentrale Erzeugungsanlagen) in dem nachzubildenden Stromnetz.

Anschließend können die Betriebsmitteldaten der Transformatoren, Verbraucherlasten, dezentralen Erzeugungsanlagen und Leitungen in den Einstelldialogen der Betriebsmittel eingestellt werden. Hier sind weitere normative Aspekte zu beachten, z.B. dass für erdverlegte Kabel ein Reduktionsfaktor kleiner 1 verwendet werden muss. [11]

Vor dem Aufbau des Netzmodells sollte geklärt werden, welche Berechnungsmethoden wie z.B. eine **Lastflussberechnung** durchgeführt werden sollen. So können sofort in einem Arbeitsschritt z.B. **Mess/Schutzgeräte** in das Netzmodell eingefügt werden. Dies verhindert, dass im Verlauf der Durchführung der Netzauslastungsanalyse weitere größere Änderungen am Netzmodell vorgenommen werden müssen.

17.2 Schritt 2: Validierung des Netzes im Netzberechnungsprogramm

Im zweiten Schritt sollte die Validierung des Netzmodells erfolgen, d.h. es soll überprüft werden, ob die Betriebsmitteldaten korrekt in das Netzmodell übertragen wurde. Dazu wird empfohlen, eine **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** möglichst für alle Fehlerarten 3pE/2p/1pE durchzuführen. Diese Kurzschlussstromberechnung wird in zwei Schritte unterteilt.

Im ersten Schritt erfolgt die Kurzschlussstromberechnung mit Hilfe des verwendeten Netzberechnungsprogramms, im zweiten Schritt wird die Kurzschlussstromberechnung manuell bzw. mit Unterstützung durch ein anderes Softwarewerkzeug durchgeführt.

Die Ergebnisse der beiden Kurzschlussstromberechnungen werden auf Gleichheit überprüft. Stimmen die Ergebnisse beider Berechnungen in guter Näherung überein, so kann das Netzmodell mit den Betriebsmitteldaten als korrekt angesehen werden. Es wird eine maximal zulässige Abweichung von 5% empfohlen. Es muss auch berücksichtigt werden, dass Betriebsmittelkomponenten, die nicht in der **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** berücksichtigt werden,

17.3 Schritt 3: Überprüfung der Kurzschlussbelastbarkeit

Im dritten Schritt erfolgt nun die Überprüfung der Kurzschlussbelastbarkeit der Leitungen. Dabei sollten zwei Überprüfungen durchgeführt werden. Zum einen die Überprüfungen der Belastbarkeit von Leitungen im Kurzschlussfall (VDE 0276-400). Zum anderen die Überprüfung der thermischen Kurzschlussfestigkeit von Leitungen (VDE 0276-1000).

17.4 Schritt 4: Überprüfung des Netzschatzkonzeptes

In diesem Schritt soll nun eine Überprüfung des Netzschatzkonzeptes durchgeführt werden. Dazu sollten nach Möglichkeit alle Netzschatzgeräte, die im Stromnetz eingesetzt vorher nachgebildet werden. Es sollte vor allem die Selektivität des Netzschatzkonzeptes überprüft werden.

17.5 Schritt 5: Definition und Nachbildung verschiedener Szenarien

Bei der Durchführung einer Netzauslastungsanalyse sollten mehrere Szenarien betrachtet werden:

- **Szenario 1: Netzauslastungsanalyse nach Planungs- und Betriebsgrundsätzen**
In diesem Fall ist eine Lastflussberechnung durchzuführen und dabei sind die Vorgaben durch die Planungs- und Betriebsgrundsätze des jeweiligen Netzbetreibers zu berücksichtigen.
- **Szenario 2: Aktuell bestehender Ausbauzustand des Netzes (Ist-Zustand) unter Berücksichtigung von Standardlastprofilen (SLP) und Einspeiseprofilen**
Es wird eine Lastflussberechnung mit Standardlastprofilen [23] durchgeführt. Das Bezugs- und Einspeiseverhalten von Bezugs- und Einspeiseanlagen wird mit Hilfe von Zeitreihen basierend auf konstanten Leistungswerten je 15min-Zeitintervall nachgebildet. Dabei sind ebenfalls die Vorgaben durch die Planungs- und Betriebsgrundsätze des jeweiligen Netzbetreibers zu beachten.
- **Szenario 3: Erweiterung des Ist-Zustandes um Ladestationen für Elektromobile**
Es wird eine Lastflussberechnung unter Berücksichtigung der Vorgaben durch die Planungs- und Betriebsgrundsätze des jeweiligen Netzbetreibers hinsichtlich es Ausbaus mit Ladestationen für Elektromobile durchgeführt. Die Lastflussberechnung kann sowohl mit zeitlich konstanten Bezugsleistungen oder mit Hilfe von Lastprofilen durchgeführt werden.

▪ **Szenario 4: Ist-Zustand unter Berücksichtigung aktueller Messdaten**

In diesem Szenario wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, in der zur Skalierung der Leistungen von Bezugs- und Einspeiseanlagen Messwerte verarbeitet werden. In der [Messwertskalierten Lastflussberechnung](#) werden in aller Regel Lastprofile verwendet.

Die genannten Szenarien stellen die wichtigsten, zu untersuchenden Aspekte einer Netzauslastungsanalyse dar. Abhängig von der Zielsetzung können Szenarien hinzugefügt werden oder unbeachtet bleiben.

17.6 Schritt 6: Erstellen einer Bewertungsmetrik

Um eine Netzauslastungsanalyse mit anschließender Bewertung der Ergebnisse durchführen zu können, ist es von großer Bedeutung, eine Bewertungsmetrik festzulegen. Unter der Bewertungsmetrik wird hier eine Zusammenfassung von einzuhaltenden Richtlinien (z.B. Planungs- und Betriebsgrundsätze der Stromnetzbetreiber) und Normen (z.B. VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4110) verstanden. Es ist eher nicht möglich eine universelle und alles umfassende Bewertungsmetrik zu erstellen, die unabhängig vom spezifischen Anwendungsfall einsetzbar ist. Die Bewertungsmetrik ist spezifisch für jede durchzuführende Netzauslastungsanalyse zu erstellen.

Als Hilfsmittel für die Bewertung sollte das BDEW-Ampelkonzept verwendet werden. Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Übersicht. Die genauen Vorgaben sind dem Diskussionspapier des BDEW zum Ampelkonzept [22] zu entnehmen. Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner unterstützt diese Bewertungsmetrik.

	GRÜN	GELB	ROT
Strom I_{max}	0% bis 80%	80% bis 100%	>100%
Spannung U_n	+/- 8%	-10% bis -8% +8% bis +10%	<-10% >+10%

Abbildung 105: Technische Kriterien der BDEW-Ampelphasen

17.7 Schritt 7: Bewertung der Stromauslastung für jedes Szenario

Bei der Bewertung der Stromauslastung ist es nicht sinnvoll den Leiterstrom als absoluten Wert in Ampere zu betrachten. Es wird empfohlen, die Stromauslastung der Betriebsmittel bezogen auf einen Referenzwert z.B. den Bemessungsstrom in % oder p.u. zu bewerten.

Die Darstellung der Ergebnisse kann wie im nachfolgenden Diagramm abgebildet in einem sortierten Balkendiagramm erfolgen. In dem Diagramm werden die Stromauslastungen in % mit steigendem Wert sortiert dargestellt. Die Einfärbung der Balken orientiert sich an den Farben des Ampelkonzeptes.

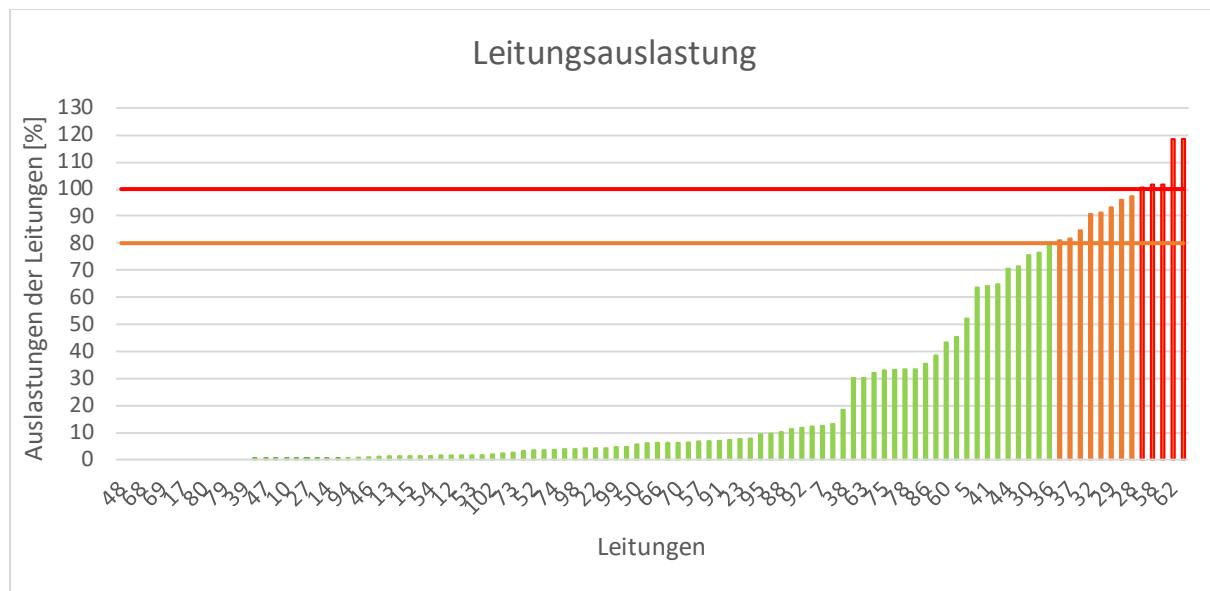


Abbildung 106: Ergebnisse der Leitungsauslastung (Beispiel)

17.8 Schritt 8: Bewertung der Netzspannung für jedes Szenario

Für einen zulässigen Netzbetrieb ist es notwendig, dass sich die Netzspannungen im zulässigen Spannungsbereich liegen. Dazu können die Leiter-Erd-Spannungen oder Leiter-Leiter-Spannungen unter Berücksichtigung der Nennspannung des Stromnetzes in Prozent dargestellt werden. Das nachfolgende Diagramm zeigt ein Beispiel

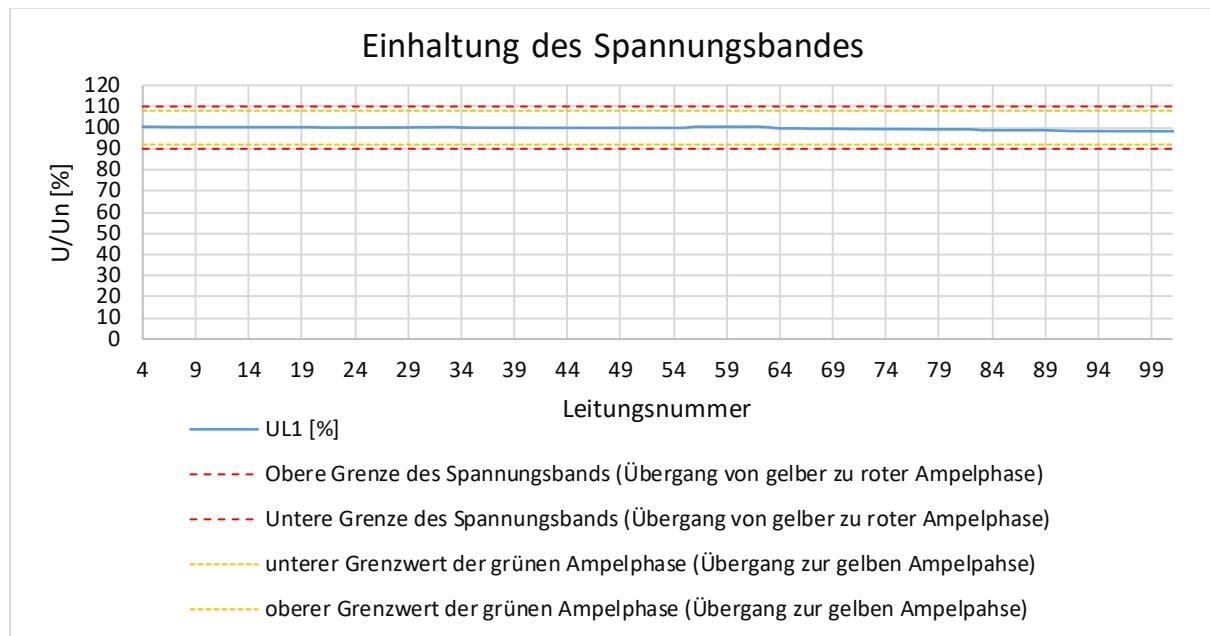


Abbildung 107: Netzspannung und zulässiges Spannungsbanded (Beispiel)

17.9 Schritt 9: Ermittlung des Handlungsbedarfs [Bd. 2] für jedes Szenario

Das BDEW-Ampelkonzept stellt für den Netzbetreiber eine verbesserte Methodik zur Analyse und Bewertung des Netzzustandes dar. Es kann allerdings erweitert werden.

Für die grüne und die rote Ampelphase ist klar definiert, wie der Netzbetreiber zu agieren hat. Für die grüne Ampelphase sind keine Maßnahmen erforderlich. Bei Einordnung in die rote Ampelphase sind sofortige Maßnahmen, d.h. Netzsicherungsmaßnahmen erforderlich.

Für die gelbe Ampelphase sind die Handlungsempfehlungen nicht eindeutig festgelegt, sondern obliegen dem Netzbetreiber. Befindet sich der Zustand nach einer Bewertung, z.B. am unteren Rand der gelben Ampelphase, so ist i.a. Regel keine unmittelbare, d.h. zeitnahe Maßnahme erforderlich. Befindet sich der Zustand am oberen Rand der gelben Ampelphase, so wäre ein zeitnahe Handeln des Netzbetreibers eher empfehlenswert, um den Übergang in die rote Ampelphase zu vermeiden. Der Bedarf zu handeln, im Folgenden **Handlungsbedarf** [Bd. 2] genannt, ist somit nicht in der gesamten gelben Ampelphase identisch, sondern steigt i.a. Regel nicht proportional mit der Nähe zum oberen Rand der gelben Ampelphase.

Im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner wird die Berechnung des **Handlungsbedarfs** durch eine Kennlinie wie in der nachfolgenden Tabelle beispielhaft dargestellt unterstützt.

Abschnitt	Kennlinienabschnitt	Handlungsbedarf HB
1	$50\% \leq I/I_z \leq 70\%$	$HB = 0,25 \cdot \frac{I}{I_z} - 12,5$
2	$70\% \leq I/I_z \leq 80\%$	$HB = 1,5 \cdot \frac{I}{I_z} - 100$
3	$80\% \leq I/I_z \leq 90\%$	$HB = 2 \cdot \frac{I}{I_z} - 140$
4	$90\% \leq I/I_z \leq 95\%$	$HB = 4 \cdot \frac{I}{I_z} - 320$
5	$95\% \leq I/I_z \leq 100\%$	$B = 8 \cdot \frac{I}{I_z} - 700$

Tabelle 8: Berechnung des Handlungsbedarfs (Beispiel)

I = Stromauslastung in A

Iz = Zulässige Strombelastbarkeit des Betriebsmittel nach VDE 0276 [11]

HB = **Handlungsbedarf HB**

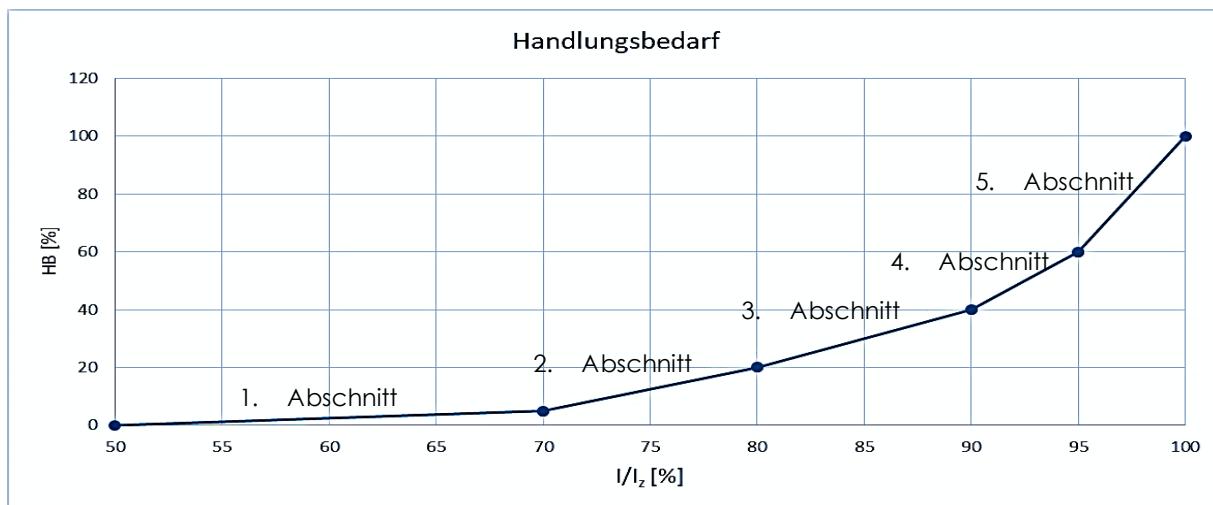


Abbildung 108: Kennlinie des Handlungsbedarf HB

Es muss hier festgestellt werden, dass die oben abgebildete Kennlinie nicht identisch ist, mit der Kennlinie des Handlungsbedarfs in ATPDesigner. Dort befindet sich die Nullstelle der Funktion des Handlungsbedarfs bei einer Auslastung von 80%, d.h. $I/I_z = 80\%$.

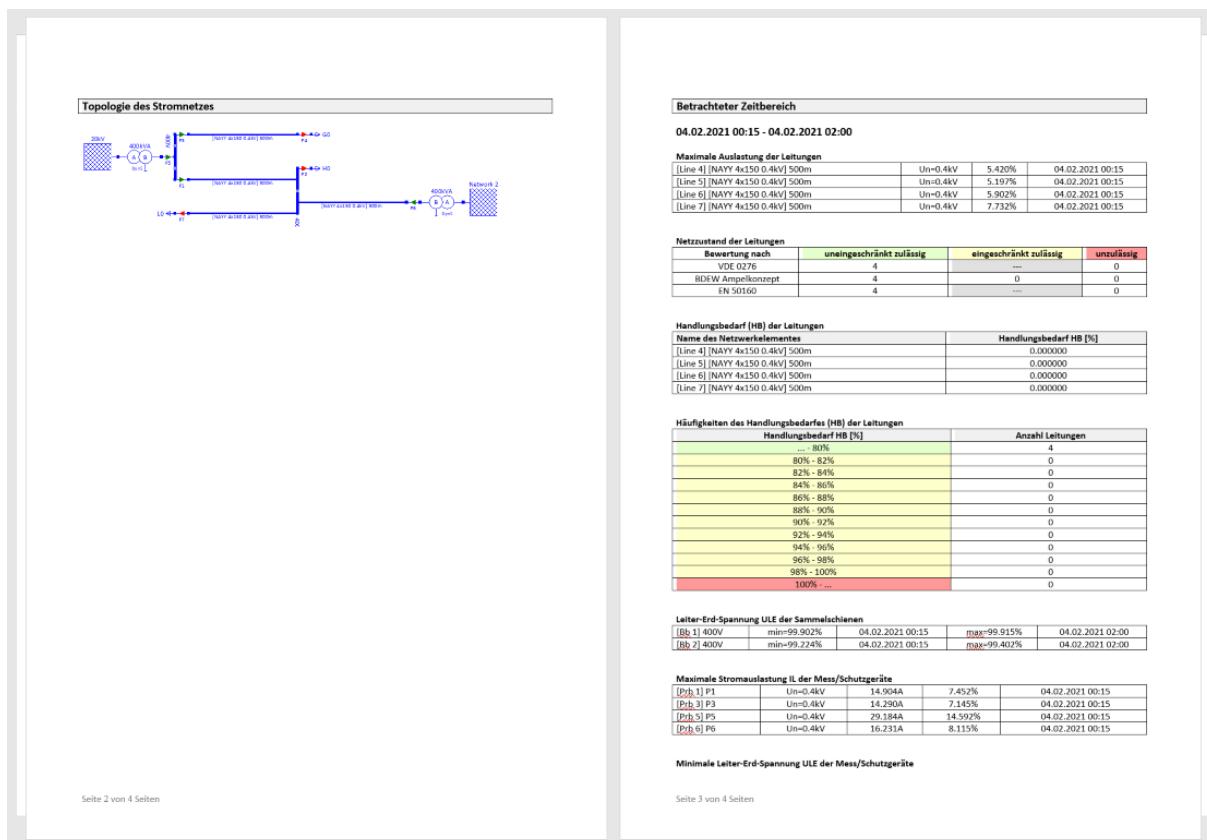
17.10 Schritt 10: Zusammenfassung der Ergebnisse

Im letzten Schritt werden nun die Ergebnisse der vorherigen Schritte zusammengefasst. Daraus kann anschließend eine Schlussfolgerung zum Zustand des Stromnetzes getroffen werden. Hier ist es wichtig, dass neben den Auslastungen der verschiedenen Betriebsmittel auch der **Handlungsbedarf** berücksichtigt wird.

17.11 Ausgabe der Ergebnisse der Netzauslastungsanalyse in einem Bericht

Die Ergebnisse der Netzauslastungsanalyse werden in einem Bericht als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Nachfolgend ist beispielhaft der Dateiname des Berichtes für eine Zeitreihenberechnung mit Lastprofilen angegeben.

YYYYMMTThhmmss_NetDateiname_LFPROF.xml



18 Automatisierte Netzberechnung als gesicherter Cloud-Service

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner unterstützt den Anwender, automatisierte Netzberechnungen in einer gesicherten Umgebung z.B. einer Cloud durchzuführen. Innerhalb der gesicherten Cloud-Umgebung wird im **Projektverzeichnis** die .NET-Datei und die durch die Lastflussberechnungen erzeugten Ergebnisdateien abgelegt.

Die Zeitreihen- oder Lastflussberechnung als Cloud-Service wird mit Hilfe der Berechnungsfunktion [Lastfluss: Prognose](#) gestartet. Zentrales Instrument zur Automatisierung des Cloud-basierten Services ist der [FileWatcher](#).

1. **Projektverzeichnis** für die .NET-Datei anlegen
2. Einstellungen in der .NET-Datei
 - a. Einstelldialog **Lastfluss**, Registerkarte **JSON**
Verarbeitungsrechte für die Sektionen der **JSON-Prognosedatei** einstellen
Falls die **E-Mail Konfigurationsliste** (Hauptmenü **Netzwerk**, Menüpunkt **E-Mail Konfigurationsliste**) nicht durch die **JSON-Prognosedatei** eingestellt werden soll, muss die Liste vom Anwender eingestellt werden.
 - b. Einstelldialog **Lastfluss**, Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch** In der Auswahlliste **Prognose** einstellen
 - c. Verarbeitung der **JSON-Prognosedatei** aktivieren
 - d. Verarbeitung der Sektionen der **JSON-Prognosedatei** aktivieren oder deaktivieren

Das Unterverzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis** wird jetzt vom **FileWatcher** überwacht. Wird eine neue JSON-Prognosedatei in das überwachte übertragen, so wird vom **FileWatcher** die zeitlich jüngste JSON-Prognosedatei identifiziert und verarbeitet. Die Ergebnisse werden optional per E-Mail versendet.

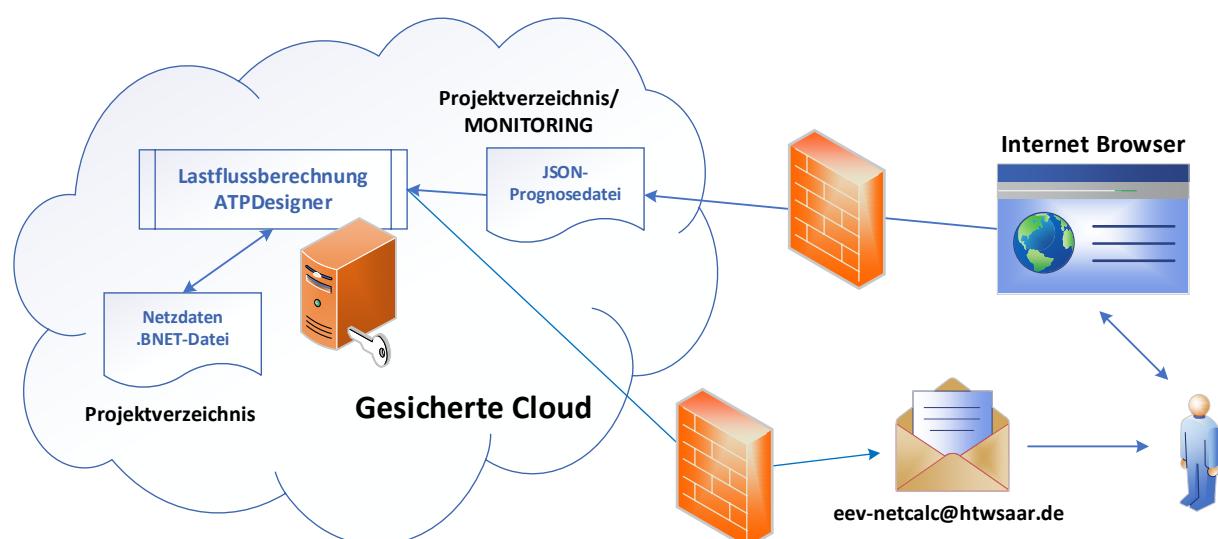


Abbildung 110: Automatisierte Netzberechnung als gesicherter Cloud-Service

18.1 Verarbeitung der JSON-Prognosedatei

Die Verarbeitung der **JSON-Prognosedatei** selbst sowie jeder einzelnen Sektion kann durch den Anwender aktiviert oder deaktiviert werden. Der Einstelldialog ist nachfolgend dargestellt.

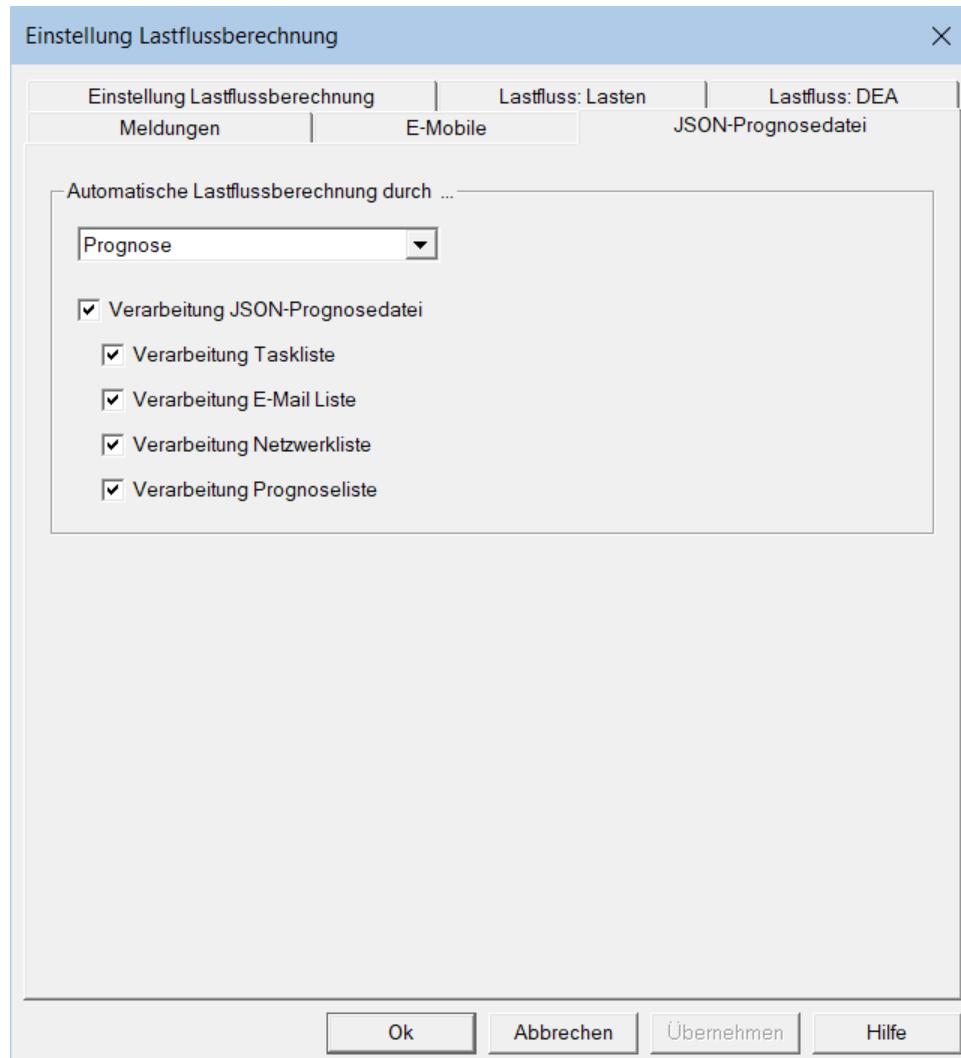


Abbildung 111: Einstellung Lastflussberechnung – Registerkarte JSON-Prognosedatei

Einstellwert	Bedeutung
Verarbeitung JSON-Prognosedatei	Die Verarbeitung der JSON-Prognosedatei mit allen darin enthaltenen Sektionen wird aktiviert oder deaktiviert.
Verarbeitung Taskliste	Die Verarbeitung der Sektion Taskliste wird aktiviert oder deaktiviert.
Verarbeitung E-Mail Liste	Die Verarbeitung der Sektion E-Mail Liste wird aktiviert oder deaktiviert.
Verarbeitung Netzwerkliste	Die Verarbeitung der Sektion Netzwerkliste wird aktiviert oder deaktiviert.
Verarbeitung Prognoseliste	Die Verarbeitung der Sektion Prognoseliste wird aktiviert oder deaktiviert.

19 Lastflussberechnung und Netzauslastungsanalyse

Das Ziel der **Netzauslastungsanalyse** ist es, die Stromauslastung der Betriebsmittel sowie die Spannungen an den Netzknoten im fehlerfreien Normalbetrieb zu berechnen und unter Berücksichtigung von Normen oder Richtlinien zu bewerten. Die Netzauslastungsanalyse kann grundsätzlich in die **Netzzustandsanalyse** und die **Netzzustandsdiagnose** unterteilt werden.

19.1 Netzzustandsanalyse

Die Netzzustandsanalyse führt Berechnungen des Stromnetzes durch und ermittelt netzphysikalische Größen wie z.B. Spannungen, Ströme, Leistungen, etc.

- Modell des Stromnetzes mit Bezugs- und Einspeiseanlagen mit den elektrischen Komponenten R, L und C
- Berechnung für den (fehlerfreien) Normalbetrieb
- Verwendung z.B. des Knotenpotentialverfahrens
- Berechnung der Spannungen U_{L123} und Ströme I_{L123} , Leistungen S, P, Q
- Berechnung der Leistungsflüsse

Die Netzauslastungsanalyse in ATPDesigner verwendet die Lastflussberechnung als Berechnungsverfahren. Die Lastflussberechnung basiert auf dem Verfahren der Stromiteration mit Knotenpotentialanalyse.

19.2 Netzzustandsdiagnose

In der Netzzustandsdiagnose werden die Ergebnisse der Netzzustandsanalyse z.B. mit Normen und Richtlinien verglichen und bewertet. Das Ergebnis liefert eine netzphysikalisch fundierte Aussage über den Netzzustand. Nachfolgend einige Beispiele.

- Bewertung des Netzzustandes mit Normen und Richtlinien z.B. nach VDE 0276 [11], EN 50160 [27], BDEW-Ampelkonzept [22], etc. hinsichtlich der Überlastung von Betriebsmitteln und unzulässiger Knotenspannungen
- Netzengpassanalyse
- (N-1) - Netzausfallanalyse

Basierend auf der Lastflussberechnung sind in ATPDesigner eine Vielzahl von Verfahren verfügbar, um eine Netzauslastungsanalyse durchzuführen. Die Definition der Leistungen für die Randknoten eines Stromnetzes, d.h. die Definition der **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** ist hier von zentraler Bedeutung, um den Lastfluss in Stromnetzen fundiert berechnen zu können. Diese Definition wird oftmals als **Lastmodellierung** bezeichnet, die sich wiederum in die [Lastaufbereitung](#) und die [Lastkalibrierung](#) unterteilen lässt.

19.2.1 Lastmodellierung

Die **Lastmodellierung** hat das Ziel, für die im Stromnetz vorhandenen Bezugs- und Einspeiseanlagen wie z.B. Solarstromanlagen, Haushalte, Gewerbe, etc. aber auch E-Mobile und Solarstromanlagen die Wirkleistung P und Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ oder Blindleistung Q realitätsnah festzulegen.

19.2.2 Lastaufbereitung

Die **Lastaufbereitung** hat das Ziel, für alle Randknoten des Stromnetzes die Bezugs- oder Einspeiseleistung realitätsnah festzulegen. Es kann hier grundsätzlich zwischen einer zeitlich konstanten Leistung (**Planungslast**) und einer zeitveränderlichen Leistung (**Zeitreihen**) unterschieden werden.

Im Falle der Lastaufbereitung mit **Planungslast** kann mit Hilfe von Schleppzeigermesswerten und Gleichzeitigkeitsfaktoren die vermutete Lastsituation des Stromnetzes an die reale Lastsituation angenähert werden. Als Ergebnis werden Teillastfaktoren zur Skalierung der Bezugs- und Einspeiseanlagen ermittelt.

Im Falle der Lastaufbereitung mit **Zeitreihen** (Lastprofile oder Prognosen) wird das zeitliche Verhalten der Bezugs- und Einspeiseanlagen mit je Zeitintervall als konstant angenommene Leistungen nachgebildet. Dazu wird i.a. der betrachtete Zeitraum in äquidistante Zeitintervalle aufgeteilt. Nach VDEW [23] werden 15min-Zeitintervalle verwendet.

In der nachfolgenden Tabelle sind die verschiedenen Möglichkeiten der Lastaufbereitung enthalten.

Bezeich- ner	Lastaufbereitung	Betriebsart der Lastmodellierung
SLP_1	Standardlastprofile nach VDEW [23]	Lastprofil
SLP_3	Anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifizier (ID)	Lastprofil
SLP_HP	Mehrspaltiges Lastprofil für Wärmepumpen	Lastprofil
JSON	JSON-Prognosedatei mit 15min – Leistungswerten in Anlehnung an VDEW [23]	Prognose
P_n, S_n	Konstante Wirk- bzw. Scheinleistung	Konstantleistung
P_n, S_n (Anlage)	Anlagenliste mit konstanter Wirk- bzw. Scheinleistung	Konstantleistung
PVGIS	JSON-Datei mit 15min – Leistungswerten in Anlehnung an VDEW [23]	Lastprofil

19.2.3 Lastkalibrierung

Die **Lastkalibrierung** hat das Ziel, durch Verwendung von Informationen aus dem Stromnetz wie z.B. Messwerte von Spannungen, Strömen oder Leistungen und/oder Gleichzeitigkeitsfaktoren die Leistungen der Lastaufbereitung an die tatsächliche Bezugs- und Einspeisesituation im Stromnetz angepasst. Nachfolgend einige Beispiele.

- Schleppzeigermesswerte der Einspeisetransformatoren

- Gleichzeitigkeitsfaktoren für E-Mobile, Wohneinheiten (z.B. Einfamilienhaus versus Mehrfamilienhaus) oder Solarstromanlagen

19.3 Normative Grundlagen

Ausgewählte normativen Vorgaben und Richtlinien werden zur Netzzustandsbewertung der Stromnetze durch ATPDesigner verwendet. Die Ergebnisse der Netzzustandsdiagnose werden durch ATPDesigner u.a. in einem **Bericht [21] Fehler! Textmarke nicht definiert.**, der mit Standardtextverarbeitungssystemen weiterverarbeitet werden kann, dokumentiert. Die wichtigsten normativen Vorgaben und Richtlinien als Grundlage der Netzzustandsdiagnose werden in nachfolgenden Kapiteln erläutert.

Die nachfolgende Tabelle zeigt beispielhaft einen Ausschnitt aus einem **Bericht [21] Fehler! Textmarke nicht definiert.** zu einer Netzzustandsdiagnose.

Netzzustandsanalyse: Leitungen			
Leitung: Bewertung nach	uneingeschränkt zulässig	eingeschränkt zulässig	unzulässig
VDE 0276	96	---	0
BDEW Ampelkonzept	96	0	0
EN 50160	96	---	0

Tabelle 9: Ausschnitt aus einem Bericht mit Ergebnissen der Netzzustandsdiagnose

Auch werden Ergebnisse der Netzzustandsanalyse z.B. durch Einfärbung der Betriebsmittel direkt in der Netzgrafik visualisiert.

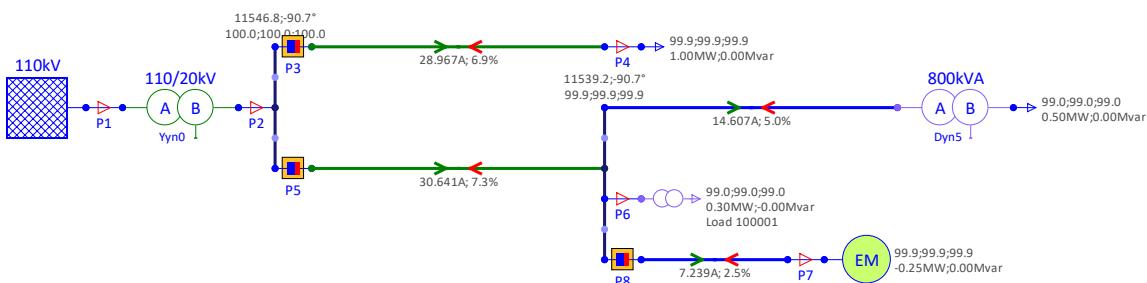


Abbildung 112: Beispiel eines synthetischen Referenznetzes mit Ergebnissen

Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Ausschnitt aus einem von ATPDesigner automatisiert erstellten Bericht.

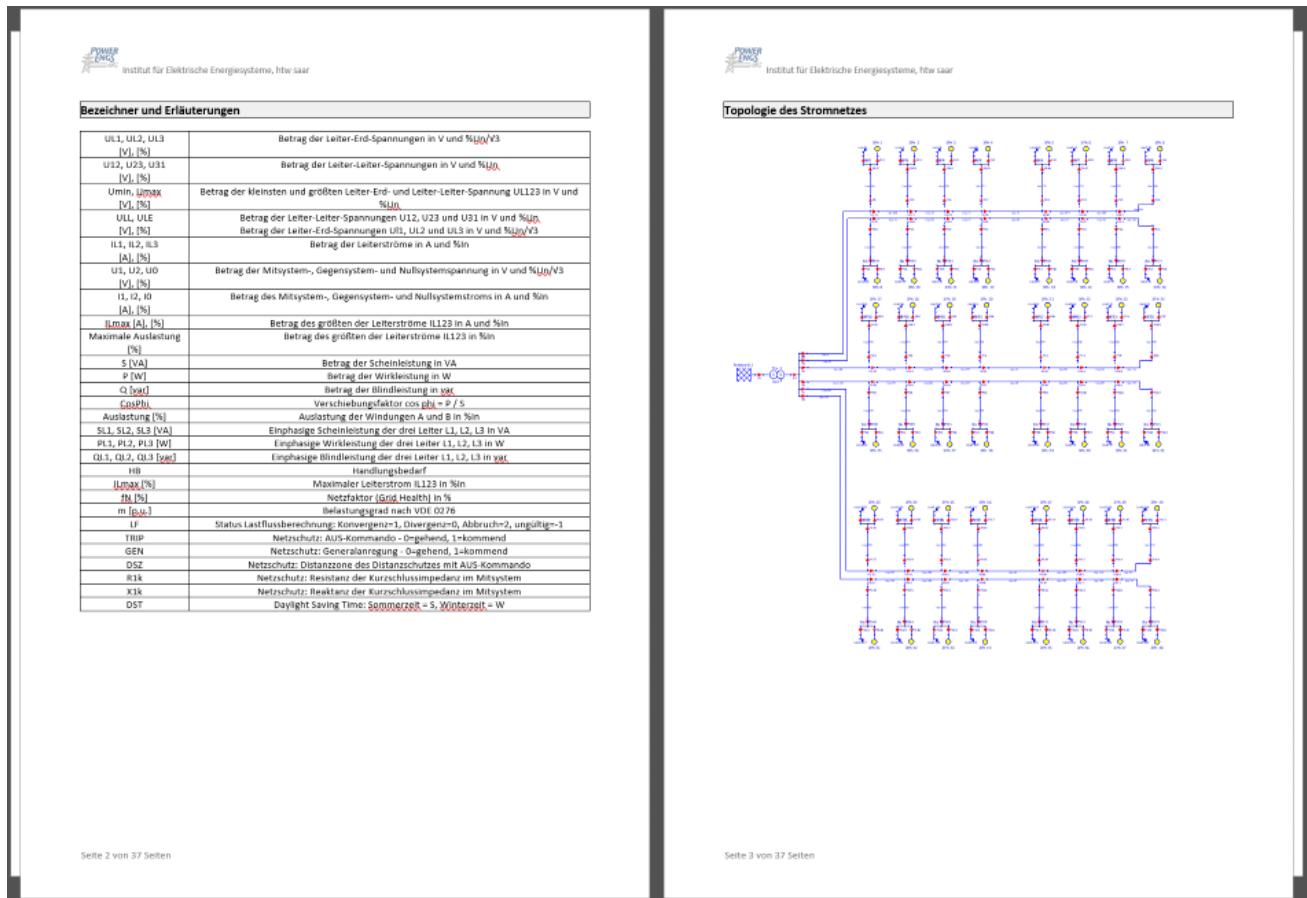


Abbildung 113: Auszug aus einem Bericht [21]

19.3.1 DIN EN 50160

Die DIN EN 50160 [27] mit dem Titel **Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektroversorgungsnetzen** „definiert, beschreibt und spezifiziert die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Netznutzer in öffentlichen Nieder-, Mittel- und Hochspannungs-Wechselstrom-Versorgungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen“ [27]. Zu diesen Merkmalen gehören die Frequenz, die Höhe, die Kurvenform und auch die Symmetrie der Leiterspannungen.

- **Symmetrie der Versorgungsspannung**

Die Versorgungsspannung ist im Normalbetrieb symmetrisch, wird aber durch einphasige Verbraucher und Fehler im Netzbetrieb verzerrt. Diese Verzerrung der Spannung ist bis zu einem maximalen Effektivwert der Gegensystemkomponente $U_2/U_1 = 2\%$ der Mittsystemkomponente zulässig, wobei dieses Kriterium lediglich für 95% aller 10min Mittelwerte eines beliebigen Wochenintervalls erfüllt sein muss. Das gilt in allen Spannungsebenen.

- **Langsame Spannungsänderung**

Das Spannungsband für die Niederspannung und die Mittelspannung ist durch eine maximale Abweichung des Effektivwertes der Leiter-Erdspannung von $\pm 10\%$ von der Nennspannung U_n festgelegt (Nennspannung Niederspannung $U_n = 400V$). Für Niederspannung und Mittelspannung unterscheiden sich jedoch die Prüfbedingungen und die absoluten Grenzwerte der Spannung. In der NS müssen mindestens 95% der 10-min Mittelwerte des Effektivwertes der Spannung

innerhalb einer Woche im oben definierten Spannungsband liegen. Für darüberhinausgehende Abweichungen gelten die absoluten Grenzen $+10\%U_n$ und $-15\%U_n$. In der Mittelspannung müssen jedoch mindestens 99% der 10min Mittelwerte des Effektivwertes der Spannung innerhalb einer Woche im $\pm 10\%$ Spannungsband liegen. Für darüberhinausgehende Abweichungen gelten als absoluten Grenzen $\pm 15\%U_n$. Für die Hochspannung sind in der DIN EN 50160 keine Angaben zum Spannungsband enthalten. Für die Hochspannung gilt der Spannungsbereich von 90% der Nennspannung bis 111,8% der Nennspannung, gemäß Artikel 27 der EU-Verordnung 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

In der Norm wird u.a. festgelegt, dass die Änderung der Versorgungsspannung unter normalen Betriebsbedingungen nicht größer als $\pm 10\%$ der vereinbarten Versorgungsspannung U_c sein darf. Im Normalfall entspricht die vereinbarte Versorgungsspannung U_c der Nennspannung U_n , außer es liegen entsprechende Vereinbarungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer vor.

19.3.2 DIN VDE 0276-1000

Die Norm DIN VDE 0276-1000 [11] „enthält allgemeine Hinweise zur Ermittlung der Strombelastbarkeit von Starkstromkabeln, die in Erde oder frei in Luft verlegt sind.“ (1995-06) Mithilfe dieser Norm wird in der Folge eine Bewertung der Auslastung der verschiedenen Leitungen durchgeführt. Die Belastbarkeit I_z einer Leitung berechnet sich nach der DIN VDE 0276-1000 aus dem Produkt des Bemessungsstroms I_r und den Umrechnungsfaktoren f_1 und f_2 . Für die Ströme werden „sinusförmige, symmetrisch auf die belastenden Leiter aufgeteilte Ströme mit einer Frequenz von 50 Hz angenommen.“ (1995-06)

$$I_z = I_r \cdot f_1 \cdot f_2$$

Bei Verlegung der Kabel in Erde müssen die Umrechnungsfaktoren f_1 und f_2 berücksichtigt werden, bei Verlegung in Luft unter den Normalbedingungen besitzen sie beide den Wert 1. Für den Fall, dass die Temperatur von der vereinbarten Normaltemperatur abweicht, wird der Faktor f_1 angepasst. Der Faktor f_2 bringt z.B. den Einfluss gehäufter Leitungsverlegung mit in die Gleichung ein. Außerdem sind die Umrechnungsfaktoren f_1 und f_2 vom spezifischen Erdbodenwärmewiderstand und vom Belastungsgrad m abhängig.

19.3.3 VDE 0532-76-1

Die Norm VDE 0532-76-1 [38] legt allgemeinen Randbedingungen für den Betrieb von Transformatoren fest. Außerdem werden Begriffe definiert. Bei Transformatoren gibt der Hersteller eine Bemessungsscheinleistungen des Transformators bei üblichen Betriebsbedingungen an, die für den Dauerbetrieb bei Bemessungsspannung gilt. Liegen unübliche Betriebsbedingungen vor, wie z.B. alternative Kühlverfahren, Betrieb bei einer anderen als der Bemessungsspannung, eingeschränkte Belüftung etc. vor, so sind diese dem Hersteller des Transformators anzugeben. Die Spezifikationen für den Betrieb des Transformators müssen unter solchen Umständen individuell zwischen Hersteller und Stromnetzbetreiber vereinbart werden.

⇒ **Bemessungsdaten** sind in Anlehnung an DIN 40200 [39] Zahlenwerte, die den Größen zugeordnet sind, die den Betrieb des Transformators unter den in VDE 0532-76-1 [38] festgelegten Bedingungen kennzeichnen, die der Hersteller garantiert und auf denen die Prüfungen des Transformators basieren.

Die definierte Bemessungsleistung eines Transformators gilt für festgelegte Grenzen der Kühlmitteltemperatur, Dauerbetrieb und einer normalen Lebensdauererwartung. Da Transformatoren im Netzbetrieb oft im Teillastbetrieb arbeiten und sich in vielen Stunden des Jahres die Kühlmitteltemperatur unterhalb ihrer Grenztemperatur befindet ergibt sich hierbei eine Belastungsreserve. Grundsätzlich dürfen nach VDE 0532-76-1 [38] Transformatoren über ihrer Bemessungsleistung betrieben werden (Notbetrieb). Dies kann eine beschleunigte Alterung nach sich ziehen. Man spricht von einem Lebensdauerverbrauch. Näheres dazu regeln die Teile der Reihe VDE 0532.

- Bemessungsleistung S_r
„Der Transformator muss im Dauerbetrieb in der Lage sein, die Bemessungsleistung (bei einem Mehrwicklungstransformator: die festgelegte(n) Kombination(en) der Wicklungsbemessungsleistungen) unter Bedingungen zu führen, die in Abschnitt 4 beschrieben sind, ohne die in IEC 60076-2 festgelegten Grenzwerte für die Übertemperaturen von flüssigkeitsgefüllten Transformatoren zu überschreiten.“ [38]
- Bemessungsspannung U_r
Nach DIN 40200 wird die Bemessungsspannung definiert als „der Effektivwert der größten Außenleiterspannung, der der höchsten Netzspannung entspricht, für die ein Betriebsmittel bemessen ist.“ [38]
- Bemessungsstrom I_r
„der über einen Leiteranschluss einer Wicklung fließende Strom, der aus der Bemessungsleistung S_r und der Bemessungsspannung U_r dieser Wicklung bestimmt wird“. [38]

$$I_{Lmax} = I_r$$

Im Rahmen der Netzzustandsdiagnose wird angenommen, dass Transformatoren immer unter üblichen Betriebsbedingungen betrieben werden. Es wurde daher angenommen, dass ein Dauerbetrieb der Transformatoren innerhalb der Grenzen der Bemessungsdaten zulässig ist.

19.3.4 BDEW-Ampelkonzept⁹

Im BDEW-Ampelkonzept⁹ werden die Netzzustände in verständliche Ampelphasen unterteilt. Laut dem Smart-Grids-Ampelkonzept basierend auf der Einteilung des BDEW⁸, der die Netzzustände in drei verschiedene Ampelphasen unterteilt, ergibt sich die nachfolgende Tabelle.

	GRÜN Marktphase	GELB Übergangsphase	ROT Netzstabilität gefährdet
Strom I_{Lmax}/I_z	0 % bis 80 %	80 % bis 100 %	> 100 %
Spannung $(U_{LL}/U_n) - 1$	+/- 8 %	-10 % bis -8 % +8 % bis +10 %	< -10 % > +10 %

Tabelle 10: Die drei Ampelphasen in Anlehnung an BDEW⁹

- I_z : Belastbarkeit der Betriebsmittel nach DIN VDE 0276-1000 [11]
- I_{Lmax} : Maximaler Betrag der Leiterströme I_{L1} , I_{L2} und I_{L3}

Die Anwendung beschreibt hier beispielhaft die Leiter-Leiter-Spannung U_{LL}/U_n . Bei Verwendung der Leiter-Erd-Spannung $U_{LE} = U_{LL}/\sqrt{3}$ gelten die gleichen Grenzen. Es wird ein symmetrischer Netzzustand angenommen.

Innerhalb der **grünen** Ampelphasen werden keine Maßnahmen durch den Stromnetzbetreiber ergriffen. In der **roten** Ampelphase dagegen ist wegen einer Gefährdung der Netzsicherheit z.B. durch einen Kurzschluss ein Eingreifen des Stromnetzbetreibers in Form von Netzsicherungsmaßnahmen unerlässlich, da sonst Personen oder Betriebsmittel geschädigt werden könnten. Ziel ist es hierbei die Gefährdung der Netzsicherheit zu beenden und das Stromnetz möglichst schnell wieder in einen sicheren Betriebszustand, möglichst in die grüne Ampelphase zu führen. Zwischen der **roten** und **grünen** Ampelphase ist die sogenannte **gelbe** Ampelphase vorgesehen. Diese Ampelphase wird als Interaktionsphase bezeichnet. Befindet sich der Netzzustand in der **gelben** Ampelphase, dann darf der Stromnetzbetreiber aktiv in den Netzzustand eingreifen, um einen sich anbahnenden unzulässigen Netzzustand mit **roter** Ampelphase zu verhindern. Dies kann erreicht werden, indem er den Netzzustand durch Maßnahmen, d.h. den Einsatz von Flexibilitäten, verbessert oder zumindest so weit stabilisiert, dass sich der Netzzustand nicht weiter verschlechtert.

Die Grenzen der Ampelphasen sind durch technische Grenzwerte definiert. Beim **Strom** liegt der technische Grenzwert nach DIN VDE 0276-1000 [11] bei 100% der Belastbarkeit I_z des begrenzenden Betriebsmittels (Netzengpass) in einem Stromkreis.

Bei der **Spannung** liegen die Grenzwerte bei $\pm 10\%$ der Nennspannung U_n oder der vereinbarten Betriebsspannung U_b gemäß EN 50160 [27]. Die Grenzen liegen hier nach oben und nach unten,

$$U_{LL} = [90\% \cdot U_n, 110\% \cdot U_n]$$

⁸ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., www.bdew.de

⁹ Konkretisierung des Ampelkonzeptes im Verteilungsnetz; Diskussionspapier; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW; Berlin, 10, Februar 2017

da auch Unterspannungen

$$U_{LL} < 90\% \cdot U_n$$

einen Ausfall von angeschlossenen Geräten verursachen können und als Versorgungsunterbrechung zählen. Für einen Transformator mit dem Bemessungsstrom I_r gilt:

$$I_{Lmax} = I_r$$

19.4 Netzzustandsanalyse und Lastmodellierung

Netzzustandsanalysen können mit den Netzwerkelementen **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** grundsätzlich mit **Planungslast** oder **Zeitreihen** durchgeführt werden. In der nachfolgenden Tabelle ist der Zusammenhang zwischen den Berechnungsverfahren und den verfügbaren Modellen zur Nachbildung von **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** enthalten.

- ⇒ Die **Rückfallebenen** entsprechend den nachfolgenden Kapitel werden in der nachfolgenden Tabelle mit **R** gekennzeichnet.

Verfahren	Erzeugungsanlage (DEA) [Bd. 2]					Verbraucherlast [Bd. 2]				
	Pn,Sn	SLP_1	SLP_3	JSON	PVGIS	Pn,Sn	SLP_1	SLP_3	SLP_HP	JSON
Lastflussberechnung	X	---	---	---	---	X	---	---	---	---
Lastfluss: Lastprofile	R	X	X	X	X	R	X	X	X	X
Lastfluss: Prognose	R2	R1	R1	X	R1	R2	R1	R1	R1	X
Lastfluss: Messwertskalierung	R	X	X	---	X	R	X	X	X	---
N-1 Netzzustandsanalyse	X	---	---	---	---	X	---	---	---	---
E-Mobile: Fahrplanberechnung	R	X	X	---	X	R	X	X	X	---
E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking	X	---	---	---	---	(X)	---	---	---	---
Flexibilitäten: Netzengpassanalyse	X	---	---	---	---	X	---	---	---	---

1 Flexibilitäten: Wirkungsbereich	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---
Flexibilitäten: Elektromobil (Brute-Force)	X	---	---	---	---	X	---	---	---	---
Flexibilitäten: Solarstromanlagen (Brute-Force)	X	---	---	---	---	X	---	---	---	---

Tabelle 11: Lastflussberechnung – P_n, S_n , Lastprofile und Prognosedaten

19.5 Rückfallebenen der Lastmodellierung: *Lastfluss: Prognose*

In der nachfolgenden Tabelle sind die Rückfallebenen der Lastmodellierung der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** angegeben, die im Verfahren **Lastfluss: Prognose** verwendet wird.

- ⇒ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Prognose** eingestellt aber keine Prognosedatei vorhanden, dann wird das Verfahren nicht ausgeführt und mit einer Fehlermeldung beendet.
- ⇒ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Prognose** eingestellt und eine Prognosedatei vorhanden, dann wird das Verfahren nicht ausgeführt und mit einer Fehlermeldung im **Meldungsfenster** beendet, wenn eine ID in der Prognosedatei fehlt, einem Zeitwert (15min-Intervall) kein Leistungswert zugeordnet ist oder das Format der .JSON-Datei fehlerhaft ist.

Gleiches gilt, wenn die Zeitreihen der Anlagen nicht übereinstimmen, Zeitstempel nicht aufsteigend sortiert in 15min-Schritten angeordnet sind oder Zeitstempel enthalten sind, die keinem zulässigen 15min-Intervall entsprechen.

- ⇒ Bei dem Verfahren **Lastfluss: Prognose** können alternativ auch die Betriebsarten der Lastmodellierung **Lastprofil** (Rückfallebene R1, niedrigere Priorität als Prognose) oder **Konstantleistung** (Rückfallebene R2, niedrigere Priorität als Lastprofil) eingestellt werden, beispielsweise wenn keine Prognosedaten für ein Netzwerkelement oder eine Messstelle zur Verfügung stehen. Die Behandlung dieser Netzwerkelemente/Messstellen während der Ausführung von **Lastfluss: Prognose** erfolgt dann analog zu den Verfahren **Lastfluss: Lastprofil** oder **Lastflussberechnung**.

19.6 Rückfallebenen der Lastmodellierung: *Lastfluss: Lastprofil*

In der nachfolgenden Tabelle sind die Rückfallebenen der Lastmodellierung der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** angegeben, die im Verfahren **Lastfluss: Lastprofil** verwendet wird.

- ⇒ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Lastprofil** eingestellt und keine passende Lastprofildatei oder eine Lastprofildatei mit fehlerhafter Syntax vorhanden, dann wird das Verfahren nicht ausgeführt und mit einer Fehlermeldung im **Meldungsfenster** beendet. Gleiches gilt, wenn ein Zeitwert (15min-Intervall) nicht gefunden wird.
- ⇒ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Lastprofil** eingestellt und eine Lastprofildatei mit korrekter Syntax vorhanden, dann wird das Netzwerkelement¹⁰ mit einem Wirkleistungswert $P = 0W$ nachgebildet, d.h. für des jeweilige 15min-Intervall deaktiviert, wenn in der Lastprofildatei zwar ein passender Zeitwert, aber kein zugeordneter Leistungswert (für das 15min-Intervall) gefunden wird.
- ⇒ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Prognose** eingestellt und wird das Verfahren **Lastfluss: Lastprofil** ausgeführt, erfolgt die Behandlung dieser Netzwerkelemente/Messstellen analog zu dem Verfahren **Lastfluss: Prognose**. Das Netzwerkelement¹¹ wird deaktiviert, wenn in der Prognosedatei der passende Zeitwert (15min-Intervall) nicht gefunden wird. Es wird eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben, das Verfahren wird aber ausgeführt. Bei dem Verfahren **Lastfluss: Lastprofil** ist es zulässig, wenn in der Prognosedatei 15min-Intervalle innerhalb der Zeitreihe ausgelassen werden.
- ⇒ Bei dem Verfahren **Lastfluss: Lastprofil** kann alternativ auch die Betriebsart der Lastmodellierung **Konstantleistung** (Rückfallebene R, niedrigere Priorität als Lastprofil) für ein Netzwerkelement eingestellt werden, beispielweise wenn kein geeignetes Lastprofil für ein Netzwerkelement oder eine Messstelle zur Verfügung steht. Die Behandlung dieser Netzwerkelemente während der Ausführung von **Lastfluss: Lastprofil** erfolgt dann analog zu dem Verfahren **Lastflussberechnung**.

19.7 Rückfallebenen der Lastmodellierung: **Lastflussberechnung**

In der nachfolgenden Tabelle sind die Rückfallebenen der Lastmodellierung der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** angegeben, die im Verfahrens **Lastflussberechnung** verwendet wird.

- ⇒ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Prognose** oder **Lastprofil** eingestellt und wird das Verfahren **Lastflussberechnung** ausgeführt, dann wird das Netzwerkelement mit einer konstanten Wirk- bzw. Scheinleistung gemäß der Registerkarte „Allgemeine Daten“ nachgebildet. Ggf. hinterlegte Prognose- oder Lastprofildateien werden nicht berücksichtigt.
- ⇒ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Konstantleistung** eingestellt, wird aber das Verfahren **Lastfluss: Prognose** oder **Lastfluss: Lastprofil** ausgeführt, dann wird dieses Netzwerkelement über die gesamte Zeitdauer (mehrere 15min-Intervalle) der Lastflussberechnung mit Prognosen oder

¹⁰ Bei einer **Verbraucherlast** mit mehreren Messstellen wird nur die betroffene Messstelle mit der Betriebsart der Lastmodellierung **Lastprofil** deaktiviert. Die übrigen Messstellen werden gemäß ihrer Betriebsart der Lastmodellierung berücksichtigt.

¹¹ Bei einer **Verbraucherlast** mit mehreren Messstellen wird nur die betroffene Messstelle mit der Betriebsart der Lastmodellierung **Prognose** deaktiviert. Die übrigen Messstellen werden gemäß ihrer Betriebsart der Lastmodellierung berücksichtigt.

Lastprofilen mit einer konstanten Wirk- bzw. Scheinleistung gemäß der Registerkarte „Allgemeine Daten“ nachgebildet. Ggf. hinterlegte Prognose- oder Lastprofildateien für dieses Netzwerkelement werden nicht berücksichtigt.

20 Netzautomatisierung

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, Komponenten für die Netzautomatisierung in ein Stromnetz zu integrieren und während einer Lastflussberechnung ähnlich der Einstellung des Stufenschalters eines Transformatorschalters einen Teillastfaktor einzustellen. Im

- ⇒ Die Netzwerkelemente für Netzautomatisierung sind Teil der **Logikfunktionen für die Schutztechnik** [Bd. 2].

20.1 Beispiel: Steuerung des Teillastfaktors einer Erzeugungsanlage (DEA)

Die **Erzeugungsanlage (DEA)** kann mit Hilfe des Zusatzknotens Steuerung an die Komponenten der **Schutzlogik** oder die **Netzautomatisierung** [Bd. 2] angeschlossen werden. Die Funktion des Zusatzknotens ist abhängig von der Einstellung der **Verbindung oder Messleitung** [Bd. 2] zwischen einem Netzwerkelement der Schutzlogik oder Netzautomatisierung.

Die nachfolgende Abbildung zeigt als Beispiel die Steuerung einer **Erzeugungsanlage (DEA)** durch das Netzwerkelement **G1** der **Schutzlogik**, das hier als Komponente zur **Netzautomatisierung** verwendet wird. An den beiden **Messgeräten P3** und **P5** werden die Wirkleistungen gemessen und mit dem Netzwerkelement **G1** der Teillastfaktor der **Erzeugungsanlage (DEA)** während der Lastflussberechnung eingestellt.

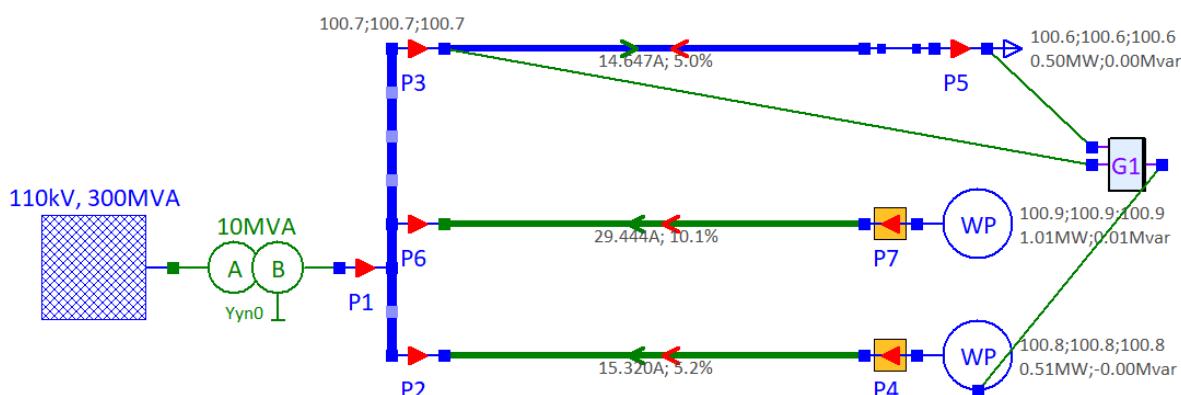


Abbildung 114: Zusatzknoten Steuerung – Beispiel einer Netzautomatisierung

Die Funktion, mit der die Erzeugungsanlage (DEA) gesteuert wird, kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die **grüne Verbindung (Messleitung)** zwischen dem Zusatzknoten und dem Ausgangsknoten des Netzwerkelementes **G1** eingestellt werden.

21 Prüfung von Netzschatzkonzepten

ATPDesigner eignet sich in besonderer Weise, Netzschatzkonzepte zu prüfen. Im Folgenden werden Hinweise gegeben, die für die Prüfung von Netzschatzkonzepten relevant sind und die Funktionen zur Prüfung von Netzschatzkonzepten in ATPDesigner erläutert.

- ⇒ Es wird darauf hingewiesen, dass Hinweise und Prüffunktionen nicht vollständig im Sinne einer alle Aspekte umfassenden Prüfung eines Netzschatzkonzeptes sind.

Die folgenden Einstelldialoge sind im Zusammenhang mit den Prüfungen von Netzschatzkonzepten besonders zu beachten.

Hauptmenü	Menüpunkt	Einstelldialog (Registerkarte)
ATP	Einstellung Kurzschluss	Kurzschluss definieren
Netzschatz	Einstellungen Netzschatz	Netzschatz Analyse Netzschatz Kurzschluss Meldungen

In der nachfolgenden Abbildung zeigt beispielhaft Funktionen zur automatisierten Prüfung von Netzschatzkonzepten sowie die Darstellung der Ergebnisse direkt in der Netzgrafik.

- Hauptmenü **Netzschatz**
- Menüpunkt **Netzschatz prüfen**

- Autom. Schutzprüfung - Kurzschluss
- Autom. Schutzprüfung - Mess/Schutzgerät
- Autom. Schutzprüfung - Sammelschiene
- Autom. Schutzprüfung - Leitung
- Autom. Schutzprüfung - Transformator

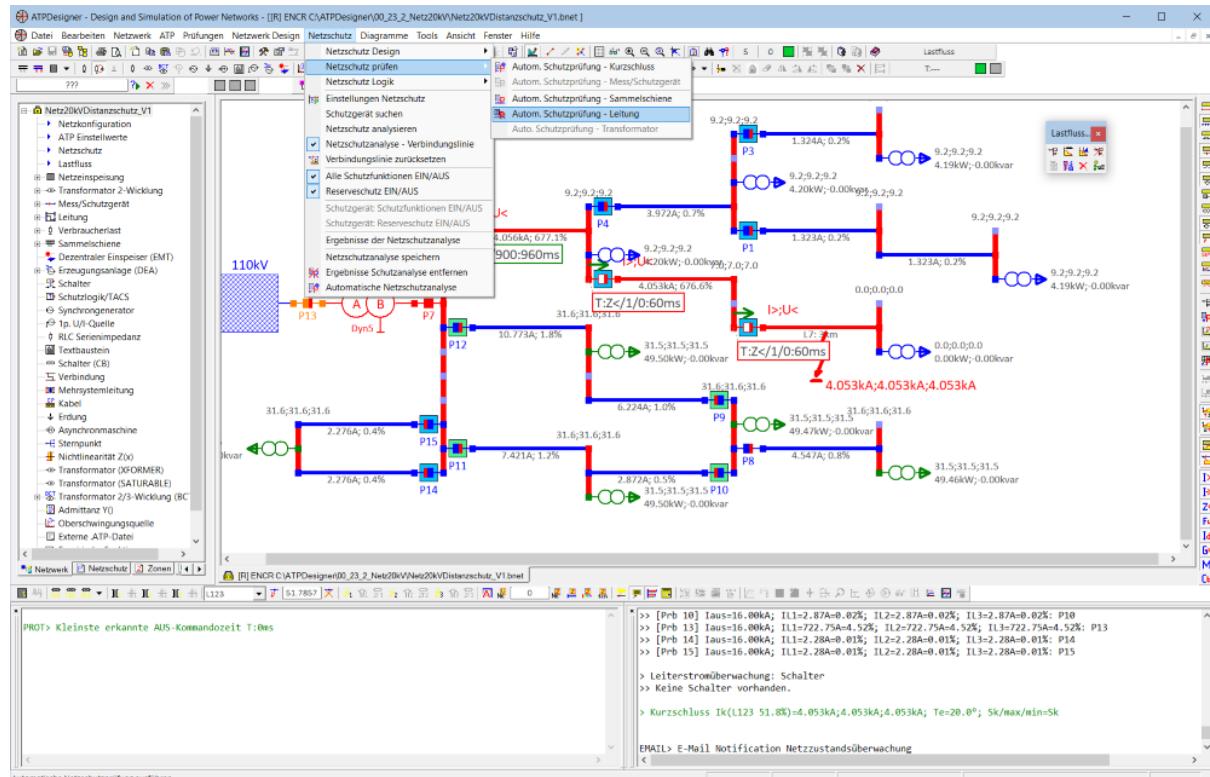


Abbildung 115: Prüfung von Netzschatzkonzepten

Die Ergebnisse der Schutzprüfungen können für jeden Kurzschlussort getrennt in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil des Berichtes. Die Dateinamen der Prüfberichte sind wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_PROT.xml

- ⇒ Um den Bericht **PROT** in das **Projektverzeichnis** auszugeben, muss die Option **Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte** in der Registerkarte **Meldungen** des Einstelldialogs **Einstellungen Netzschatz und Kurzschluss** aktiviert werden (siehe Abbildung 117).

<p>[Prot 6] #6</p> <p>Schutzfunktion: Distanzschutz</p> <table border="1"> <tr> <td>Generalanregung</td> <td>GEN=1</td> <td>Xxx</td> </tr> <tr> <td>General AUS Kommando</td> <td>AUS=1</td> <td>Xxx</td> </tr> <tr> <td>General AUS-Kommandozzeit</td> <td>T=100 ms</td> <td>---</td> </tr> </table> <p>Allgemeine Einstellwerte</p> <table border="1"> <tr> <td>Uin</td> <td>30000 V</td> </tr> <tr> <td>Un</td> <td>600 A</td> </tr> <tr> <td>Tar</td> <td>0ms</td> </tr> <tr> <td>Tcb</td> <td>60ms</td> </tr> </table> <p>Anregesystem: Allgemeine Einstellwerte</p> <table border="1"> <tr> <td>IP+</td> <td>0.05 ln</td> <td>Aktiviert=1</td> </tr> <tr> <td>IP-</td> <td>0 ln</td> <td>Aktiviert=1</td> </tr> <tr> <td>IE+</td> <td>2000 ln</td> <td>Aktiviert=1</td> </tr> <tr> <td>IE-</td> <td>1000 ULE norm</td> <td>Aktiviert=0</td> </tr> <tr> <td>UK+</td> <td>-3 ULE norm</td> <td>Aktiviert=0</td> </tr> <tr> <td>UK-</td> <td>-1 ULE norm</td> <td>Aktiviert=0</td> </tr> </table> <p>Anregesystem: Allgemeine Einstellwerte Überprüfung</p> <table border="1"> <tr> <td>Umschärfebereich</td> <td>5%</td> </tr> </table> <p>Anregesystem: Anregesignale</p> <table border="1"> <tr> <td>Ip+</td> <td>1 (L1=1; L2=1, L3=1)</td> </tr> <tr> <td>IE+</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>IE-</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>UK+</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Messpunkt im Umschärfebereich</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Messpunkt in Anregefläche</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Zübertragungswert</td> <td>0 ln</td> </tr> <tr> <td>Zübertragungswert</td> <td>0 p.u.</td> </tr> </table> <p>Gerichtete und ungerichtete Endenstufen: Einstellwerte</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nr.</th> <th>I+ [ln]</th> <th>TI+ [ms]</th> <th>Dr.</th> <th>Aktiviert</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>1000</td> <td>2000</td> <td>Ungerichtet</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>1000</td> <td>300</td> <td>Ungerichtet</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table> <p>Impedanzonen: Einstellwerte</p> <table border="1"> <tr> <td>Uin prim. Un sek</td> <td>300 V, 200 V</td> </tr> <tr> <td>Uin prim. In sek</td> <td>3 A, 1 A</td> </tr> <tr> <td>ME</td> <td>1.7362, -43.6309 °</td> </tr> <tr> <td>RE[R3]: XE[V1]</td> <td>1; 1</td> </tr> <tr> <td>R1/B0</td> <td>3 Ohm</td> </tr> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nr.</th> <th>Rück [Ohm]</th> <th>Korc [Ohm]</th> <th>a[Z] [°]</th> <th>t [ms]</th> <th>Dr.</th> <th>a [°]</th> <th>Aktiviert</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>0.2762</td> <td>0.4675</td> <td>59.42</td> <td>100</td> <td>Vorwärts</td> <td>45</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>0.3315</td> <td>0.563</td> <td>59.42</td> <td>300</td> <td>Vorwärts</td> <td>45</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>15</td> <td>24</td> <td>80</td> <td>6000</td> <td>Vorwärts</td> <td>45</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>20</td> <td>32</td> <td>80</td> <td>9000</td> <td>Vorwärts</td> <td>45</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>25</td> <td>40</td> <td>80</td> <td>12000</td> <td>Vorwärts</td> <td>45</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Generalanregung	GEN=1	Xxx	General AUS Kommando	AUS=1	Xxx	General AUS-Kommandozzeit	T=100 ms	---	Uin	30000 V	Un	600 A	Tar	0ms	Tcb	60ms	IP+	0.05 ln	Aktiviert=1	IP-	0 ln	Aktiviert=1	IE+	2000 ln	Aktiviert=1	IE-	1000 ULE norm	Aktiviert=0	UK+	-3 ULE norm	Aktiviert=0	UK-	-1 ULE norm	Aktiviert=0	Umschärfebereich	5%	Ip+	1 (L1=1; L2=1, L3=1)	IE+	0	IE-	0	UK+	0	Messpunkt im Umschärfebereich	0	Messpunkt in Anregefläche	0	Zübertragungswert	0 ln	Zübertragungswert	0 p.u.	Nr.	I+ [ln]	TI+ [ms]	Dr.	Aktiviert	1	1000	2000	Ungerichtet	1	2	1000	300	Ungerichtet	0	Uin prim. Un sek	300 V, 200 V	Uin prim. In sek	3 A, 1 A	ME	1.7362, -43.6309 °	RE[R3]: XE[V1]	1; 1	R1/B0	3 Ohm	Nr.	Rück [Ohm]	Korc [Ohm]	a[Z] [°]	t [ms]	Dr.	a [°]	Aktiviert	1	0.2762	0.4675	59.42	100	Vorwärts	45	1	2	0.3315	0.563	59.42	300	Vorwärts	45	1	3	15	24	80	6000	Vorwärts	45	0	4	20	32	80	9000	Vorwärts	45	0	5	25	40	80	12000	Vorwärts	45	0	<p>Kurzschluss</p> <table border="1"> <tr> <td>I1 [A]</td> <td>5118.16</td> </tr> <tr> <td>U1 [V]</td> <td>1436.71</td> </tr> <tr> <td>I2 [A]</td> <td>6.173e-06</td> </tr> <tr> <td>U2 [V]</td> <td>2.17e-06</td> </tr> <tr> <td>IO [A]</td> <td>6.5639e-06</td> </tr> <tr> <td>UO [V]</td> <td>8.84015e-05</td> </tr> <tr> <td>Distanzschutz AUS</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>R1k sek [Ohm]</td> <td>0.143208</td> </tr> <tr> <td>X1k sek [Ohm]</td> <td>0.242204</td> </tr> <tr> <td>Tk [ms]</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>Distanzzone Nr.</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Impedanzmessschleife</td> <td>112</td> </tr> </table> <p>Unterimpedanzanregung Z<: Einstellwerte</p> <table border="1"> <tr> <td>Entfernung</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>phi(Z1) [°]</td> <td>90</td> </tr> <tr> <td>X (Ohm)</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>R (Ohm)</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>omegaL [°]</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>Rlast [Ohm]</td> <td>85</td> </tr> </table> <p>Unterimpedanzanregung Z>: Anregung und AUS-Kommando</p> <table border="1"> <tr> <td>Z11</td> <td>XXXXXX</td> </tr> <tr> <td>Z12</td> <td>XXXXXX</td> </tr> <tr> <td>Z13</td> <td>XXXXXX</td> </tr> <tr> <td>Z23</td> <td>XXXXXX</td> </tr> <tr> <td>Z31</td> <td>XXXXXX</td> </tr> <tr> <td>Unterimpedanzanregung gestartet</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>GEN=1</td> <td>XXXXXX</td> </tr> <tr> <td>AUS=0</td> <td>-----</td> </tr> </table> <p>Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Kurzschluss</p> <table border="1"> <tr> <td>UK-</td> <td>GEN=0</td> </tr> <tr> <td>UK+</td> <td>GEN=0</td> </tr> <tr> <td>UK-</td> <td>AUS=0</td> </tr> <tr> <td>UK+</td> <td>AUS=0</td> </tr> </table> <p>Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Einstellwerte</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nr.</th> <th>UK- [ln]</th> <th>TI+ [ms]</th> <th>Aktiviert</th> <th>UK+ [ln]</th> <th>TI- [ms]</th> <th>Aktiviert</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>-1</td> <td>100</td> <td>0</td> <td>1000</td> <td>100</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>-1</td> <td>100</td> <td>0</td> <td>1000</td> <td>100</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>-1</td> <td>100</td> <td>0</td> <td>1000</td> <td>100</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table> <p>Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Anreg- und Auswertsignale</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nr.</th> <th>UK-</th> <th>UK+</th> <th>UK-</th> <th>UK+</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>0 (L1=0; L2=0; L3=0)</td> <td>AUS=0</td> <td>0 (L1=0; L2=0; L3=0)</td> <td>AUS=0</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>0 (L1=0; L2=0; L3=0)</td> <td>AUS=0</td> <td>0 (L1=0; L2=0; L3=0)</td> <td>AUS=0</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>0 (L1=0; L2=0; L3=0)</td> <td>AUS=0</td> <td>0 (L1=0; L2=0; L3=0)</td> <td>AUS=0</td> </tr> </tbody> </table>	I1 [A]	5118.16	U1 [V]	1436.71	I2 [A]	6.173e-06	U2 [V]	2.17e-06	IO [A]	6.5639e-06	UO [V]	8.84015e-05	Distanzschutz AUS	1	R1k sek [Ohm]	0.143208	X1k sek [Ohm]	0.242204	Tk [ms]	100	Distanzzone Nr.	1	Impedanzmessschleife	112	Entfernung	1	phi(Z1) [°]	90	X (Ohm)	100	R (Ohm)	100	omegaL [°]	20	Rlast [Ohm]	85	Z11	XXXXXX	Z12	XXXXXX	Z13	XXXXXX	Z23	XXXXXX	Z31	XXXXXX	Unterimpedanzanregung gestartet	0	GEN=1	XXXXXX	AUS=0	-----	UK-	GEN=0	UK+	GEN=0	UK-	AUS=0	UK+	AUS=0	Nr.	UK- [ln]	TI+ [ms]	Aktiviert	UK+ [ln]	TI- [ms]	Aktiviert	1	-1	100	0	1000	100	0	2	-1	100	0	1000	100	0	3	-1	100	0	1000	100	0	Nr.	UK-	UK+	UK-	UK+	1	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	2	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	3	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0
Generalanregung	GEN=1	Xxx																																																																																																																																																																																																																																									
General AUS Kommando	AUS=1	Xxx																																																																																																																																																																																																																																									
General AUS-Kommandozzeit	T=100 ms	---																																																																																																																																																																																																																																									
Uin	30000 V																																																																																																																																																																																																																																										
Un	600 A																																																																																																																																																																																																																																										
Tar	0ms																																																																																																																																																																																																																																										
Tcb	60ms																																																																																																																																																																																																																																										
IP+	0.05 ln	Aktiviert=1																																																																																																																																																																																																																																									
IP-	0 ln	Aktiviert=1																																																																																																																																																																																																																																									
IE+	2000 ln	Aktiviert=1																																																																																																																																																																																																																																									
IE-	1000 ULE norm	Aktiviert=0																																																																																																																																																																																																																																									
UK+	-3 ULE norm	Aktiviert=0																																																																																																																																																																																																																																									
UK-	-1 ULE norm	Aktiviert=0																																																																																																																																																																																																																																									
Umschärfebereich	5%																																																																																																																																																																																																																																										
Ip+	1 (L1=1; L2=1, L3=1)																																																																																																																																																																																																																																										
IE+	0																																																																																																																																																																																																																																										
IE-	0																																																																																																																																																																																																																																										
UK+	0																																																																																																																																																																																																																																										
Messpunkt im Umschärfebereich	0																																																																																																																																																																																																																																										
Messpunkt in Anregefläche	0																																																																																																																																																																																																																																										
Zübertragungswert	0 ln																																																																																																																																																																																																																																										
Zübertragungswert	0 p.u.																																																																																																																																																																																																																																										
Nr.	I+ [ln]	TI+ [ms]	Dr.	Aktiviert																																																																																																																																																																																																																																							
1	1000	2000	Ungerichtet	1																																																																																																																																																																																																																																							
2	1000	300	Ungerichtet	0																																																																																																																																																																																																																																							
Uin prim. Un sek	300 V, 200 V																																																																																																																																																																																																																																										
Uin prim. In sek	3 A, 1 A																																																																																																																																																																																																																																										
ME	1.7362, -43.6309 °																																																																																																																																																																																																																																										
RE[R3]: XE[V1]	1; 1																																																																																																																																																																																																																																										
R1/B0	3 Ohm																																																																																																																																																																																																																																										
Nr.	Rück [Ohm]	Korc [Ohm]	a[Z] [°]	t [ms]	Dr.	a [°]	Aktiviert																																																																																																																																																																																																																																				
1	0.2762	0.4675	59.42	100	Vorwärts	45	1																																																																																																																																																																																																																																				
2	0.3315	0.563	59.42	300	Vorwärts	45	1																																																																																																																																																																																																																																				
3	15	24	80	6000	Vorwärts	45	0																																																																																																																																																																																																																																				
4	20	32	80	9000	Vorwärts	45	0																																																																																																																																																																																																																																				
5	25	40	80	12000	Vorwärts	45	0																																																																																																																																																																																																																																				
I1 [A]	5118.16																																																																																																																																																																																																																																										
U1 [V]	1436.71																																																																																																																																																																																																																																										
I2 [A]	6.173e-06																																																																																																																																																																																																																																										
U2 [V]	2.17e-06																																																																																																																																																																																																																																										
IO [A]	6.5639e-06																																																																																																																																																																																																																																										
UO [V]	8.84015e-05																																																																																																																																																																																																																																										
Distanzschutz AUS	1																																																																																																																																																																																																																																										
R1k sek [Ohm]	0.143208																																																																																																																																																																																																																																										
X1k sek [Ohm]	0.242204																																																																																																																																																																																																																																										
Tk [ms]	100																																																																																																																																																																																																																																										
Distanzzone Nr.	1																																																																																																																																																																																																																																										
Impedanzmessschleife	112																																																																																																																																																																																																																																										
Entfernung	1																																																																																																																																																																																																																																										
phi(Z1) [°]	90																																																																																																																																																																																																																																										
X (Ohm)	100																																																																																																																																																																																																																																										
R (Ohm)	100																																																																																																																																																																																																																																										
omegaL [°]	20																																																																																																																																																																																																																																										
Rlast [Ohm]	85																																																																																																																																																																																																																																										
Z11	XXXXXX																																																																																																																																																																																																																																										
Z12	XXXXXX																																																																																																																																																																																																																																										
Z13	XXXXXX																																																																																																																																																																																																																																										
Z23	XXXXXX																																																																																																																																																																																																																																										
Z31	XXXXXX																																																																																																																																																																																																																																										
Unterimpedanzanregung gestartet	0																																																																																																																																																																																																																																										
GEN=1	XXXXXX																																																																																																																																																																																																																																										
AUS=0	-----																																																																																																																																																																																																																																										
UK-	GEN=0																																																																																																																																																																																																																																										
UK+	GEN=0																																																																																																																																																																																																																																										
UK-	AUS=0																																																																																																																																																																																																																																										
UK+	AUS=0																																																																																																																																																																																																																																										
Nr.	UK- [ln]	TI+ [ms]	Aktiviert	UK+ [ln]	TI- [ms]	Aktiviert																																																																																																																																																																																																																																					
1	-1	100	0	1000	100	0																																																																																																																																																																																																																																					
2	-1	100	0	1000	100	0																																																																																																																																																																																																																																					
3	-1	100	0	1000	100	0																																																																																																																																																																																																																																					
Nr.	UK-	UK+	UK-	UK+																																																																																																																																																																																																																																							
1	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0																																																																																																																																																																																																																																							
2	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0																																																																																																																																																																																																																																							
3	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0																																																																																																																																																																																																																																							

Abbildung 116: Auszug aus dem Bericht zur Schutzprüfung als XML-Datei [21]

Abhängig vom eingesetzten Verfahren zum Prüfen des Netzschatzkonzeptes werden weitere **Berichte** als XML-Dateien [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Die dazu gehörenden Einstellungen können im Einstelldialog **Einstellungen Netzschatz und Kurzschluss** oder im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** jeweils in der Registerkarte **Meldungen** vorgenommen werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt einen der beiden Einstelldialoge.

- Hauptmenü **Netzwerk**, Menüpunkt **Netzkonfiguration**
- Hauptmenü **Netzschatz**, Menüpunkt **Einstellungen Netzschatz**

Gruppe	Einstelldialog Einstellungen Netzschatz und Kurzschluss Registerkarte Meldungen
Lastflussberechnung	Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung Ausgabe des Berichtes LF mit den Ergebnissen der Analyse der Lastflussberechnung (inhaltlich identisch mit dem Bericht, der für Lastflussberechnungen im fehlerfreien Normalbetrieb ausgegeben wird)
Netzschatz	Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte Ausgabe des Prüfberichtes PROT mit den Ergebnissen der Analyse des Netzschatzkonzeptes für alle Schutzgeräte

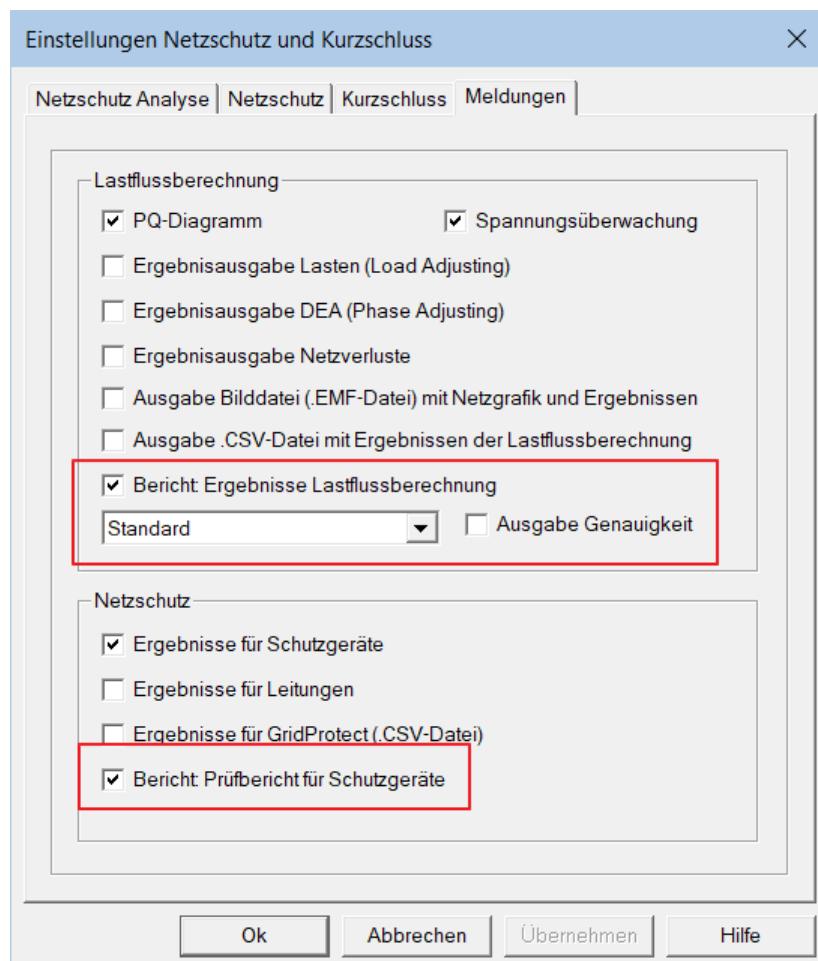


Abbildung 117: Einstellungen Netzschatz – Registerkarte Meldungen: Berichte einstellen

Darüber hinaus können die Berechnungsergebnisse der Prüfung von Netzschatzkonzepten in einer SQL-Datenbank gespeichert werden. Diese Funktion steht für die Durchführung der nachfolgend genannten **Automatischen Schutzprüfungen mit Kurzschluss** zur Verfügung.

- [Automatische Schutzprüfung - Leitungen](#)

Die im Verlauf der automatischen Schutzprüfung berechneten Spannungen, Ströme, etc. aber auch Einstell- und Vorgabewerte wie z.B. der Kurzschlussort oder das kurzschlussbetroffene Betriebsmittel können optional in einer SQL-Datenbank zur nachgelagerten Verarbeitung ausfallsicher gespeichert werden.

21.1 Prüfung von Netzschatzkonzepten und Lastflussberechnung

Die Prüfung von Netzschatzkonzepten verwendet als zentraler Bestandteil das Verfahren der erweiterten Lastflussberechnung. Das Verfahren der Lastflussberechnung im Normalbetrieb wurde erweitert, um den Kurzschlussbetrieb von Stromnetzen insbesondere unter Berücksichtigung des Kurzschlussbetriebes der **Erzeugungsanlagen (DEA)** (LVRT-Betrieb) berechnen zu können.

Das Verfahren der Lastflussberechnung im Normalbetrieb verwendet die beiden iterativen Methoden **Lastfluss: Lasten** für **Verbraucherlasten** und **Lastfluss: DEA** für **Erzeugungsanlagen (DEA)**, um die anwenderspezifischen Bezugs- und Einspeiseleistungen iterativ einstellen zu können. Diese beiden Verfahren werden getrennt aktiviert und deaktiviert. Die nachfolgende Abbildung zeigt die **Lastfluss Toolbar**.



 : iteratives Verfahren **Lastfluss: Lasten** EIN/AUS

 : iteratives verfahren **Lastfluss: DEA** EIN/AUS

- ⇒ Es wird empfohlen wie in der vorangehenden Abbildung der **Lastfluss Toolbar** gezeigt das Verfahren **Lastfluss: Lasten** ausgeschaltet, das Verfahren **Lastfluss: DEA** eingeschaltet einzustellen.

Bei einem anstehenden Kurzschluss ist die Netzspannung i.a. Regel so gering, dass die anwenderspezifische Bezugs- oder Einspeiseleistung für eine **Verbraucherlast** durch das iterative Verfahren nicht eingestellt werden kann. In diesen Fällen kommt es zur Divergenz. ATPDesigner verwendet bei deaktiviertem iterativem Verfahren den Initialisierungswert der internen Impedanz der **Verbraucherlast** als erste Näherung.

Für **Erzeugungsanlagen (DEA)** muss nach VDE-AR-N 4110/4120 [18][29] im Kurzschlussfall (LVRT-Betrieb) ein normativ definierter Blindstrom mit optionalem Wirkstrom am Netzanschlusspunkt (NAP) eingespeist werden. Daher wird auch im Kurzschlussbetrieb das iterative Verfahren für die Einstellung des Phasenwinkels des eingespeisten Kurzschlussstromes benötigt. Die Leistungseinspeisung wird dagegen im Kurzschlussbetrieb intern automatisch deaktiviert.

21.2 Schutzprüfung mit Kaskadenanalyse

Das Verfahren der Kaskadenanalyse ist zentraler Bestandteil der Schutzprüfung. Ziel der Kaskadenanalyse ist es, durch ggfs. mehrere nacheinander ausgeführte Netzberechnungen (**Berechnung des stationären Netzzustandes**) zu überprüfen, ob der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort allseitig und allpolig abgeschaltet wird. Die Reaktionen und Interaktionen der Schutzgeräte werden im Verlaufe der Kaskadenanalyse aufgezeichnet und ausgegeben. Das Verfahren der Kaskadenanalyse kann u.a. Schutzversager und Schalterversager erkennen.

Das Verfahren führt die Prüfung eines Netzschatzkonzeptes für einen definierten Kurzschlussort entweder an einem beliebigen Netzknoten oder an einem Kurzschlussort entlang einer Leitung durch. Ausgehend von dem Netzzustand beim Start der Schutzprüfung wird eine erste Netzberechnung ($k=1$) durchgeführt und die Reaktionen der

Schutzgeräte ausgewertet. Um zu überprüfen, ob der Kurzschlussstrom allseitig und allpolig durch Schutzauslösungen abgeschaltet wurde, wird eine zweite Netzberechnung ($k=2$) zur Kontrolle durchgeführt. Diese Vorgehensweise wird durch die Kaskadenanalyse ($k=3,4,\dots,N$) so lange fortgeführt, bis der Kurzschlussstrom allseitig und allpolig abgeschaltet oder z.B. im Falle eines Schutzversagers keine Veränderung des Kurzschlussstromes erkennbar ist.

- ⇒ Die Kaskadenanalyse zur Prüfung von Netzschatzkonzepten führt 2...N Netzberechnungen durch.

Durch die Auswertung der Schutzreaktionen von zwei unmittelbar aufeinanderfolgenden Netzberechnungen ($k-1$) und (k) kann bewertet werden, ob das Netzschatzkonzept eine allseitige und allpolige Abschaltung (Auslösung) sicherstellt.

- Mit dem **Index (k)** werden Ergebnisse und Schutzreaktionen der letzten Netzberechnung, mit dem **Index (k-1)** die der vorletzten Netzberechnung bezeichnet.

Das Bewertungsverfahren muss berücksichtigen, dass die numerischen Berechnungsverfahren der Netzberechnung mathematisch-algorithmische Unschärfe, d.h. eine endliche Rechengenauigkeit aufweisen. Daher ist z.B. die Identifikation „Betrag eines Leiterstromes $I_L = 0A$ “ durch die Abfrage „ $I_L = 0.0$ “ wenig sinnvoll. Daher ist es für numerische Algorithmen üblich, einen Schwellwert ϵ d.h. $|I_L| < \epsilon$ für die Bewertung zu verwenden.

Zur Bewertung, ob als Ergebnis der aktuellen Netzberechnung (k) der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort allseitig und allpolig abgeschaltet wurde, werden die nachfolgend beschriebenen Kriterien verwendet.

1. **Kriterium 1:** Es wird die bezogene Summe der Differenzströme ΔI berechnet.

$$\Sigma I = |I_{L1(k)}| + |I_{L2(k)}| + |I_{L3(k)}|$$

$$\Delta I = \frac{|I_{L1(k)} - I_{L1(k-1)}| + |I_{L2(k)} - I_{L2(k-1)}| + |I_{L3(k)} - I_{L3(k-1)}|}{\Sigma I}$$

Die Summe ΔI wird mit dem Einstellwert **Iacc.** (siehe nachfolgende Abbildung) verglichen.

$$\Delta I < I_{acc.}$$

Mit diesem Kriterium wird bewertet, ob sich der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort für zwei unmittelbar aufeinanderfolgende Netzberechnungen ($k-1$) und (k) nicht mehr geändert hat.

2. **Kriterium 2:** Es wird geprüft, ob der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort im aktuellen Schritt der Netzberechnung (k) in allen Leitern L1, L2 und L3 gleich 0A beträgt.

$$\left| I_{L1(k)} \right| < \varepsilon \quad \& \quad \left| I_{L2(k)} \right| < \varepsilon \quad \& \quad \left| I_{L2(k)} \right| < \varepsilon$$

Mit diesem Kriterium wird bewertet, ob der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort allseitig und allpolig abgeschaltet wurde.

Die Kaskadenanalyse wird beendet, wenn **Kriterium 1** oder **Kriterium 2** eingetreten ist.

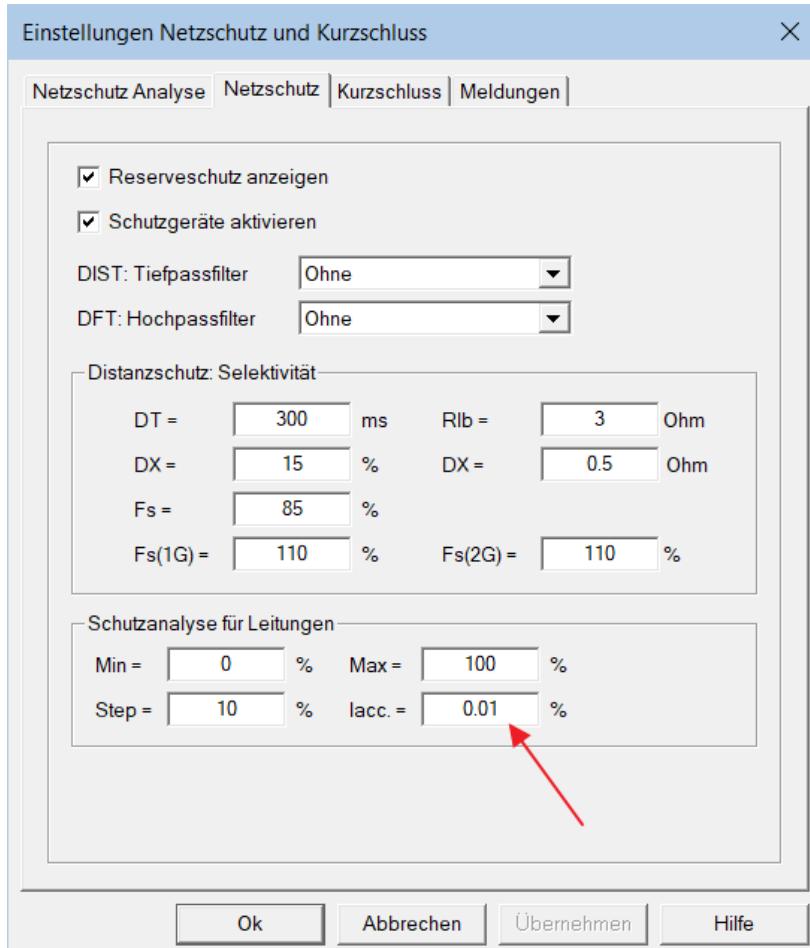


Abbildung 118: Einstellwert zur Bewertung der Abschaltung eines Kurzschlussstromes

21.3 Erkennen von Schutzversagern mit Kriterium 1

Im Falle von Schutzversagern wird sich für zwei aufeinanderfolgende Netzberechnungen der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort nicht ändern.

21.4 Erkennen einer spannungslosen Leitung mit Kriterium 2

Eine spannungslose Leitung wird durch Kriterium 2 erkannt.

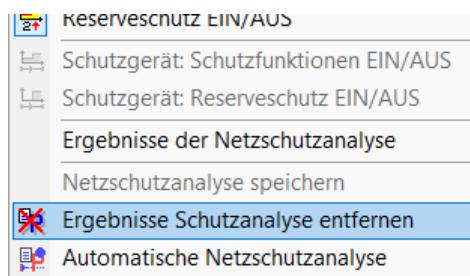
21.5 Kaskadenanalyse - Ergebnisse der Schutzanalyse intern speichern

Zentraler Bestandteil der Kaskadenanalyse ist es, nach jedem Kaskadenschritt die Ergebnisse der Netzschatzanalyse für jedes Schutzgerät intern im **Kaskadenanalysespeicher** zu speichern. Nur so ist es möglich, von Kaskadenschritt zu Kaskadenschritt die Reaktionen der Schutzgeräte zu identifizieren und hinsichtlich des Netzschatzkonzeptes zu analysieren.

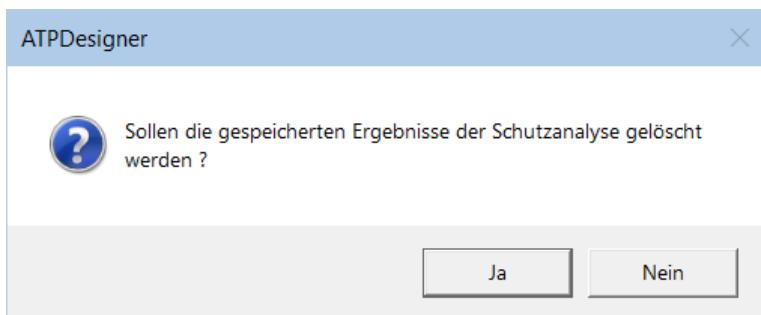
Wird eine Schutzprüfung mit Kaskadenanalyse gestartet, so muss zuerst der interne Kaskadenanalysespeicher gelöscht werden. Die Lösung des Kaskadenanalysespeichers erfolgt zu Beginn jeder **Automatischen Schutzprüfung**.

Darüber hinaus ist es möglich, den Kaskadenanalysespeicher manuell zu löschen.

- Hauptmenü **Netzschatz**, Menüpunkt **Ergebnisse Schutzanalyse entfernen**



Vor dem Löschen des Kaskadenanalysespeichers erfolgt eine Sicherheitsabfrage.



Nachdem der ursprüngliche Zustand der Schutzgeräte aus dem internen Kaskadenanalysespeicher wieder auf den Zustand vor der Schutzprüfung zurückgesetzt wurde, werden die dadurch bearbeiteten Schutzgeräte im **Meldungsfenster für Netzschatzmeldungen** angezeigt.

```

* PROT> Netzschatzanalyse speichern: Liste der Ergebnisse der Schutzprüfung löschen
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schalter (Cb) Cb1 [Cb1] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schalter (Cb) Cb2 [Cb2] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schalter (Cb) Cb3 [Cb3] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schalter (Cb) Cb4 [Cb4] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schalter (Cb) Cb5 [Cb5] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P1 [Prb 1] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P2 [Prb 2] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P3 [Prb 3] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P4 [Prb 4] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P5 [Prb 5] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P6 [Prb 6] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P7 [Prb 7] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P8 [Prb 8] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P9 [Prb 9] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P11 [Prb 11] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P12 [Prb 12] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P10 [Prb 10] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P13 [Prb 13] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P14 [Prb 14] CL->CL restauriert
PROT>> Anfangszustand OP/CL von Schutzgerät P15 [Prb 15] CL->CL restauriert
PROT>> Netzschatzanalyse speichern: Zustand der Schutzgeräte aus der Kaskadenanalyseliste wiederhergestellt.

```

Abbildung 119: Zustand der Schutzgeräte restaurieren (Kaskadenanalysespeicher)

21.6 Automatische Schutzprüfung – Kurzschluss

Die Schutzprüfung kann verwendet werden, um für einen definierten d.h. festen Kurzschlussort eine Kaskadenanalyse durchzuführen. Vor dem Start der Schutzprüfung werden ggfs. intern noch gespeicherte Ergebnisse der letzten Prüfung und Analyse von Netzschatzkonzepten automatisch und ohne Rückfrage gelöscht.

- ⇒ Es muss hier beachtet werden, dass die Schutzprüfung nur durchgeführt wird, wenn ein Kurzschluss (**roter Blitz**) vom Anwender manuell definiert wurde. Der Kurzschlussort kann an eine beliebigen Netzknoten oder an einen Kurzschlussort entlang einer Leitung gesetzt werden.

Die Ergebnisse der Schutzprüfung werden nach Beendigung der Kaskadenanalyse in der Netzgrafik wie in der nachfolgenden dargestellt angezeigt. Es ist zu erkennen, dass am Kurzschlussort der Kurzschlussstrom zu **0.000mA** angezeigt wird. Damit ist zu erkennen, dass das Netzschatzkonzept zu einer allseitigen und allpolige Abschaltung des Kurzschlussstromes geführt hat.

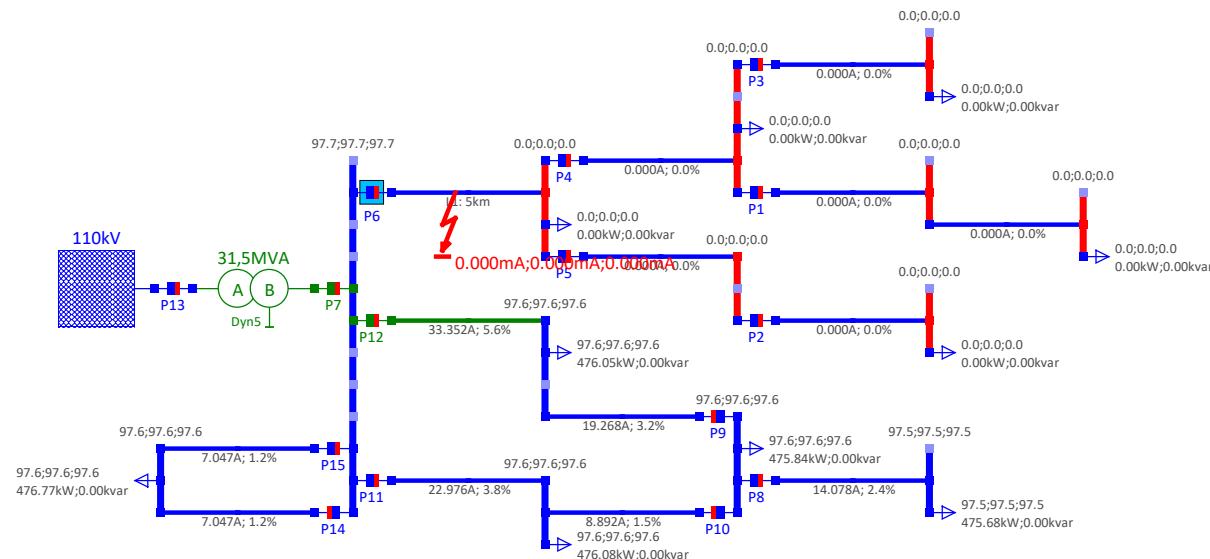


Abbildung 120: : Ergebnisse der Schutzprüfung Kurzschluss (Beispiel Netzgrafik)

Die Ergebnisse der Analyse des Netzschatzkonzeptes wird ein **Bericht** als XML-Datei [21] ausgegeben, der zusätzlich zu diesen Informationen auch ein Bild des Stromnetzes enthält. Der Bericht wird im **Projektverzeichnis** gespeichert.

21.6.1 Prüfbericht PROTAKS mit Bild des Stromnetzes und Prüfergebnissen

Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, wird das Ergebnis der Prüfung des Netzschatzkonzeptes in einen **Bericht** als XML-Datei [21] ausgegeben. Dieser Bericht kann z.B. mit Word oder kompatiblen Textverarbeitungssystemen eingelesen und weiterverarbeitet werden.

Die XML-Datei [21] des Prüfberichtes wird im **Projektverzeichnis** unter folgendem Dateinamen gespeichert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Dem Dateinamen wird die Angabe von Datum und Uhrzeit vorangestellt.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_PROTKASK.xml

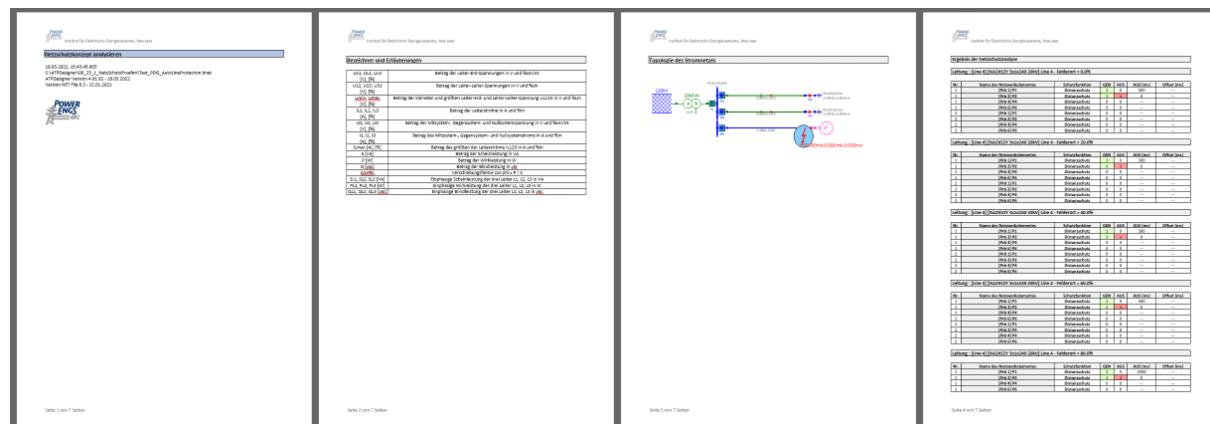


Abbildung 121. Ausgabe der Ergebnisse der Schutzprüfung in einen Bericht (XML-Datei [21])

Gruppe		Einstelldialog Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss Registerkarte Meldungen					
Netzschutz		Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte					
		Zusätzliche Ausgabe der Berichte PROT mit den Ergebnissen der Analyse des Netzschatzkonzeptes und der Schutzgeräte					

In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhaft zwei Tabellen aus dem Bericht dargestellt.

Leitung : [Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] Line 4 - Fehlerort = 20.0%

Nr.	Name des Netzwerkelementes	Schutzfunktion	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]
1	[Prb 1] P1	Distanzschutz	1	0	300	---
1	[Prb 2] P2	Distanzschutz	1	1	0	---
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	0	0	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 1] P1	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 2] P2	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	0	0	---	---

Leitung : [Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] Line 4 - Fehlerort = 40.0%

Nr.	Name des Netzwerkelementes	Schutzfunktion	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]
1	[Prb 1] P1	Distanzschutz	1	0	300	---
1	[Prb 2] P2	Distanzschutz	1	1	0	---
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	0	0	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 1] P1	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 2] P2	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	0	0	---	---

Abbildung 122: Ausgabe der Ergebnisse der Schutzprüfung im Bericht

21.6.2 Automatische Schutzprüfung – Mess/Schutzgerät

Die Schutzprüfung kann verwendet werden, um die schutztechnischen Reaktionen von jedem **Mess/Schutzgerät** zu prüfen. Im ersten Schritt wird dazu ausgehend von jedem **Mess/Schutzgerät** eine topologische Analyse des Stromnetzes ausgeführt (siehe **DIST: Automatisierte Einstellung Distanzschutz** [Bd. 2]).

- ⇒ Als Ergebnis der topologischen Analyse sind ausgehen vom **Mess/Schutzgerät** die Leitungen zwischen dem Messort des **Mess/Schutzgerätes** und der 1. und 2. Gegenstation bekannt.
- ⇒ Die zu prüfenden Leitungen werden durch die topologische Analyse des Stromnetzes festgelegt. Eine vorhandene oder fehlende Markierung in der ersten Spalte der Registerkarte **Schutzprüfung** des Einstelldialogs **Liste der Betriebsmitteldaten** ist nicht erforderlich.

Ausgehend von dem Messort des **Mess/Schutzgerätes** wird ein Kurzschluss (**roter Blitz**) über die Leitung bis zur 1. Gegenstation für die Kurzschlussorte von 0% bis 100% der Leitungslänge in einer definierten Schrittweite geführt. Für jeden Kurzschlussort wird eine [Kaskadenanalyse](#) durchgeführt und die Ergebnisse dokumentiert.

Die Schutzprüfung kann wie folgt erläutert gestartet werden.

- Hauptmenü **Netzschatz**
- Menüpunkt **Netzschatz prüfen, Automatische Schutzprüfung - Mess/Schutzgerät**

Die Schutzprüfung aktiviert automatisch den Kurzschluss (**roter Blitz**) und berechnet entlang der zu schützenden Leitung der ausgewählten **Mess/Schutzgeräte** für anwenderdefinierbare Kurzschlussorte durch eine [Kaskadenanalyse](#) die Reaktionen der Netzschatzgeräte. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Augenblick während einer laufenden Schutzprüfung.

Die Ergebnisse der Schutzprüfung sind in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Dem Dateinamen wird die Angabe von Datum und Uhrzeit vorangestellt.

YYYYMMTThhmmss_NetDateiname_PROTPRB.xml

Einstelldialog Einstellungen Netzschatz und Kurzschluss Registerkarte Meldungen	
Netzschatz	Ergebnisse für Schutzgeräte Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte Falls beide Optionen aktiviert: Zusätzliche Ausgabe der Berichte PROT mit den Ergebnissen der Analyse des Netzschatzkonzeptes und aller Schutzgeräte

21.6.3 Einstellungen zur Schutzprüfung – Min, Max, Step, Iacc.

Startwert, Endwert und Schrittweite der Kurzschlussorte können im Einstelldialog **Einstellungen Netzschatz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschatz** in der Gruppe **Schutzauslyse für Leitungen** [Bd. 2] eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Min	Kleinster Kurzschlussort in % der Leitungslänge
Max	Größter Kurzschlussort in % der Leitungslänge
Step	Schrittweite in % der Leitungslänge Die kleinste zulässige Schrittweite ist 0,001%.
Iacc	Abbruchkriterium der Kaskadenanalyse in %

Die Einstellwerte der Netzschatzprüfung sind im Einstelldialog **Einstellungen Netzschatz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschatz** enthalten.

- Hauptmenü **Netzschatz**
- Menüpunkt **Einstellungen Netzschatz**

Nachfolgend ist der Einstelldialog dargestellt.

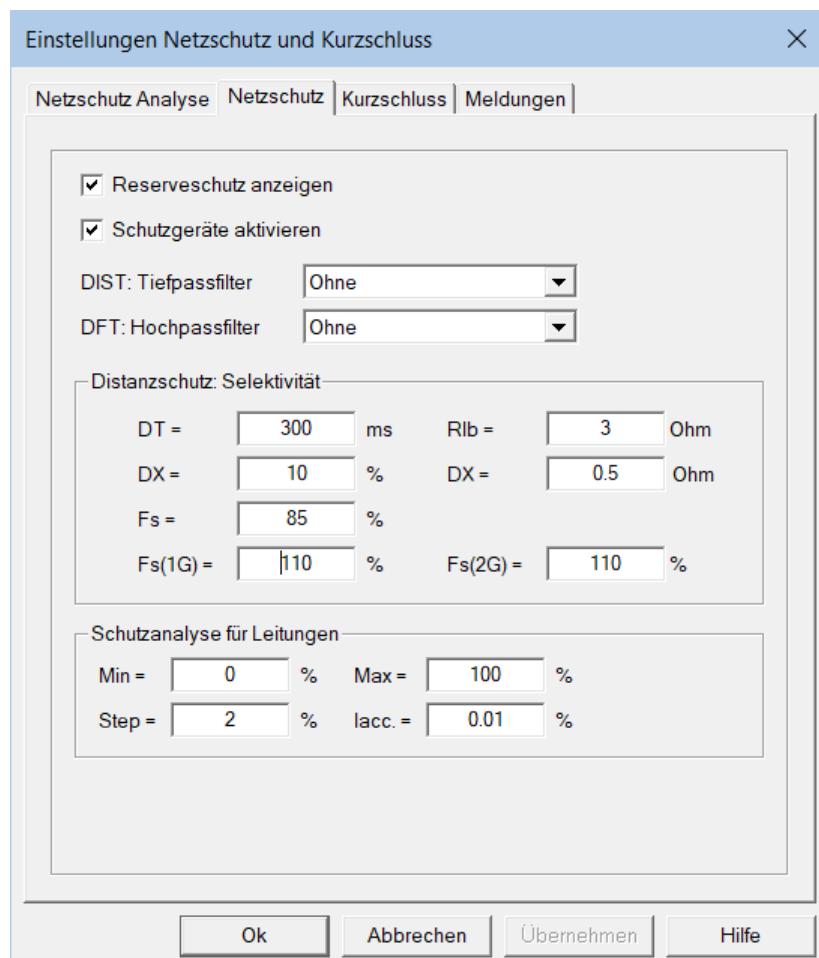


Abbildung 123: Einstelldialog zur Prüfung des Netzschatzes

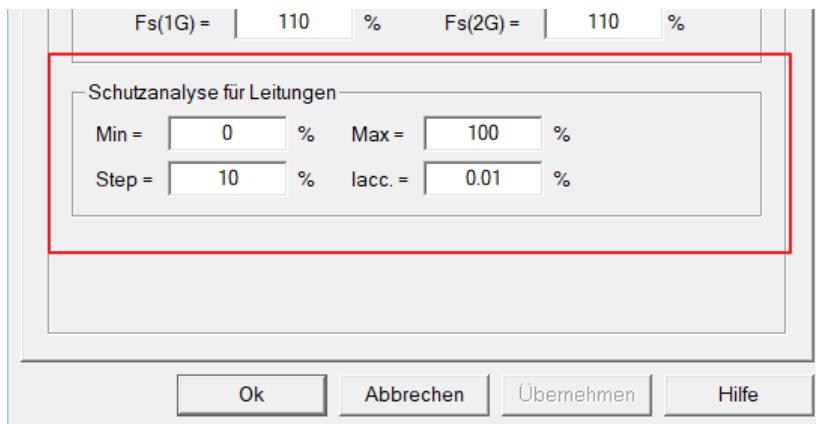
21.6.4 Automatische Schutzprüfung – Leitungen

Die Schutzprüfung kann verwendet werden, um die schutztechnischen Reaktionen von jedem **Mess/Schutzgerät** bei Fehlerorten an allen Leitungen des Stromnetzes zu prüfen. Die Schutzprüfung kann wie folgt gestartet werden.

- Hauptmenü **Netzschatz**
- Menüpunkt **Netzschatz prüfen, Automatische Schutzprüfung - Leitungen**

Um die Prüfung des Netzschatzes auszuführen, wird entlang jeder Leitung des Stromnetzes ein Kurzschluss (**roter Blitz**) für die Kurzschlussorte von 0% bis 100% der Leitungslänge in einer definierten Schrittweite gesetzt wird. Für jeden dieser Kurzschlussorte wird eine Kaskadenanalyse durchgeführt und die Ergebnisse in einem **Bericht** dokumentiert. Start (**Min**), Ende (**Max**) und Schrittweite (**Step**) der Kurzschlussorte entlang der Leitungen können im Einstelldialog **Netzschatz** eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzschatz**
- Menüpunkt **Einstellungen Netzschatz**, Registerkarte **Netzschatz**, Gruppe **Schutzanalyse für Leitungen**



Die zu prüfenden Leitungen müssen im Dialog **Liste der Betriebsmittel**, Registerkarte **Schutzprüfung** mit der Auswahl **Leitung** vorher eingestellt werden.

Bedienelement	Bezeichner
Hauptmenü	Netzwerk
Menüpunkt	Liste der Betriebsmittel
Einstelldialog	Liste der Betriebsmittel
Registerkarte	Schutzprüfung
Betriebsmittel	Leitung

Wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt muss darauf geachtet werden, dass die mit dem Kurzschluss zu belegenden Leitungen in der Registerkarte **Schutzprüfung** für das Betriebsmittel **Leitung** in der ersten Spalte ausgewählt sind. Der Einstelldialog kann während der Schutzprüfung geöffnet bleiben. Im Fortgang der Schutzprüfung werden die Referenznamen der geprüften Netzwerkelemente mit einem gelben Hintergrund markiert.

Liste der Betriebsmitteldaten														
Einstellwerte Analyse Un Schutzprüfung Import Kurzschluss Flexibilitätstest Ergebnisse Lastfluss														
Betriebsmittel		Leitung												
Nr.	Einst... Leitung	Name	Ref.Name	Leistungstyp	Un [kV]	L [km]	R1 [Ohm]	X1 [Ohm]	C1 [uF]	R0 [Ohm]	X0 [Ohm]	CE [uF]	Im:	
<input checked="" type="checkbox"/>	1	L1: 5km	Line 4	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6		
<input checked="" type="checkbox"/>	2	L2: 2km	Line 5	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64		
<input checked="" type="checkbox"/>	3	L6: 0.5...	L6: 0.5...	Line 6	N2XSY 3x...	20	0.5	0.0325	0.055	0.16	0.349	0.1445	0.16	
<input checked="" type="checkbox"/>	4	L3: 7km	L3: 7km	Line 7	N2XSY 3x...	20	7	0.455	0.77	2.24	4.886	2.023	2.24	
<input checked="" type="checkbox"/>	5	L4: 5km	L4: 5km	Line 8	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	
<input checked="" type="checkbox"/>	6	L5: 4km	L5: 4km	Line 9	N2XSY 3x...	20	4	0.26	0.44	1.28	2.792	1.156	1.28	
<input checked="" type="checkbox"/>	7	L8: 5km	L8: 5km	Line 10	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	
<input checked="" type="checkbox"/>	8	L7: 3km	L7: 3km	Line 11	N2XSY 3x...	20	3	0.195	0.33	0.96	2.094	0.867	0.96	
<input checked="" type="checkbox"/>	9	L10: 2...	L10: 2...	Line 12	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64	
<input checked="" type="checkbox"/>	10	L9: 7km	L9: 7km	Line 13	N2XSY 3x...	20	7	0.455	0.77	2.24	4.886	2.023	2.24	
<input checked="" type="checkbox"/>	11	L11: 5...	L11: 5...	Line 14	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	
<input checked="" type="checkbox"/>	12	L12: 2...	L12: 2...	Line 15	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64	
<input checked="" type="checkbox"/>	13	L14: 5...	L14: 5...	Line 16	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	
<input checked="" type="checkbox"/>	14	L13: 5...	L13: 5...	Line 17	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	

Abbildung 124: Auswahl der Leitungen für die Schutzprüfung

Danach kann die Schutzprüfung gestartet werden.

1. Definition der Kurzschlussart 
2. Kurzschluss (**roter Blitz**) an eine **Leitung** setzen.
3. Schutzprüfung im Hauptmenü **Netzschatz**, Menüpunkt **Netzschatz prüfen, Autom. Schutzprüfung – Leitung** mit einem **Left Mouse Button Click** starten

Die Ergebnisse der Schutzprüfung sind in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Dem Dateinamen wird die Angabe von Datum und Uhrzeit vorangestellt.

YYYYMMTThhmmss_NetDateiname_PROTLINE.xml

Gruppe	Einstelldialog Einstellungen Netzschatz und Kurzschluss	
	Registerkarte Meldungen	
Netzschatz	Ergebnisse für Schutzgeräte Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte Falls beide Optionen aktiviert: Zusätzliche Ausgabe der Berichte PROT mit den Ergebnissen der Analyse des Netzschatzkonzeptes und aller Schutzgeräte	
Netzschatz	Ergebnisse für GridProtect (.CSV-Datei) falls aktiviert: Ausgabe der .CSV-Datei für das Netzschatzanalyse-Tool GridProtect	

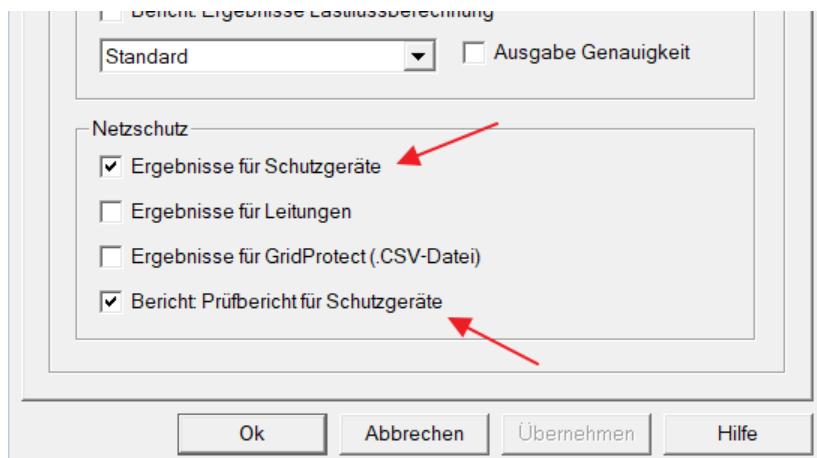


Abbildung 125: Automatische Schutzprüfung – Ausgabe der Prüfberichte

21.6.4.1 Ausfallsichere Speicherung der Ergebnisse in einer SQL-Datenbank

Optional können Berechnungsergebnisse wie z.B. Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme am Messort der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** oder der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort aber auch Einstellwerte wie z.B. Nennspannung und Nennstrom der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** sowie Daten wie z.B. der [Kurzschlussort in der SQL-Datenbank](#) gespeichert werden. Um diese Funktion zu nutzen, müssen die nachfolgenden Optionen in der Registerkarte **Datenbank** aktiviert werden.

Einstellwert	Bedeutung
Aktivieren	Datenspeicherung von ATPDesigner in die SQL-Datenbank aktivieren
Mess/Schutzgerät	Netzwerkelement Mess/Schutzgerät
Netzschatzanalyse	Ergebnisse der Netzschatzanalyse [Bd. 2] und Ergebnisse der Prüfung von Netzschatzkonzepten

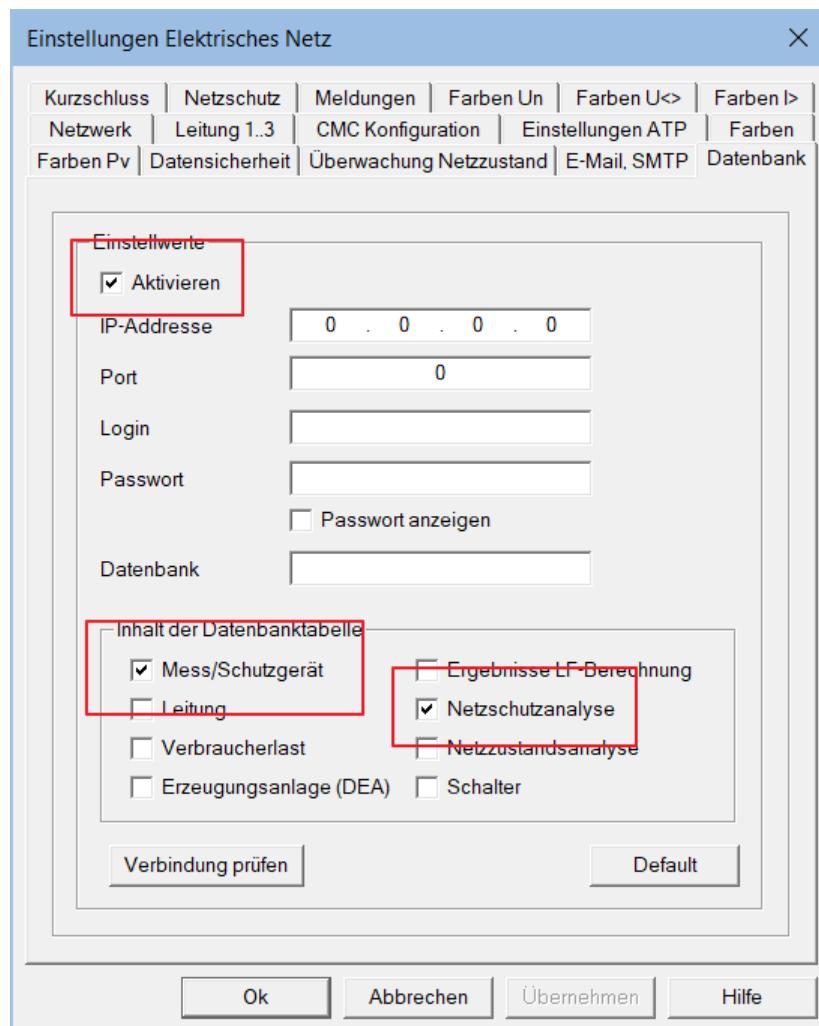
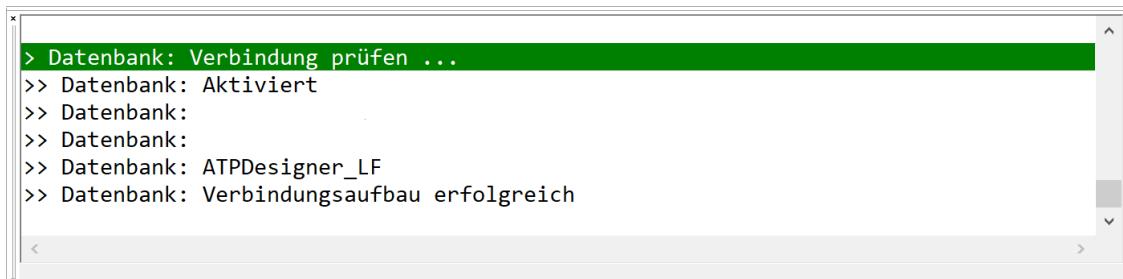


Abbildung 126: Automatische Schutzprüfung – Ausgabe der Ergebnisse in die SQL-Datenbank

- ⇒ Vor dem Start der automatischen Prüfung des Netzschatzkonzeptes sollte unbedingt die Verbindung zur SQL-Datenbank mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Verbindung prüfen** geprüft werden.

Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft das Ergebnis der Überprüfung der Verbindung zur SQL-Datenbank, die im **Meldungsfenster** ausgegeben wird. Die in den leeren Zeilen enthaltene IP-Adresse und Portnummer wurden vom Autor aus Datenschutzgründen entfernt.



```
> Datenbank: Verbindung prüfen ...
>> Datenbank: Aktiviert
>> Datenbank:
>> Datenbank:
>> Datenbank: ATPDesigner_LF
>> Datenbank: Verbindungsaufbau erfolgreich
```

A screenshot of a software application window titled 'Datenbank: Verbindung prüfen ...'. The window contains several lines of text, primarily in green, indicating the status of a database connection. The text includes '> Datenbank: Verbindung prüfen ...', '>> Datenbank: Aktiviert', and '>> Datenbank: Verbindungsaufbau erfolgreich'. There are also several empty lines and one line starting with '>> Datenbank:' followed by a long string of underscores ('_'). The window has scroll bars on the right and bottom.

Es ist darauf zu achten, dass das Ergebnis **Verbindungsaufbau erfolgreich** im **Meldungsfenster** ausgegeben wird.

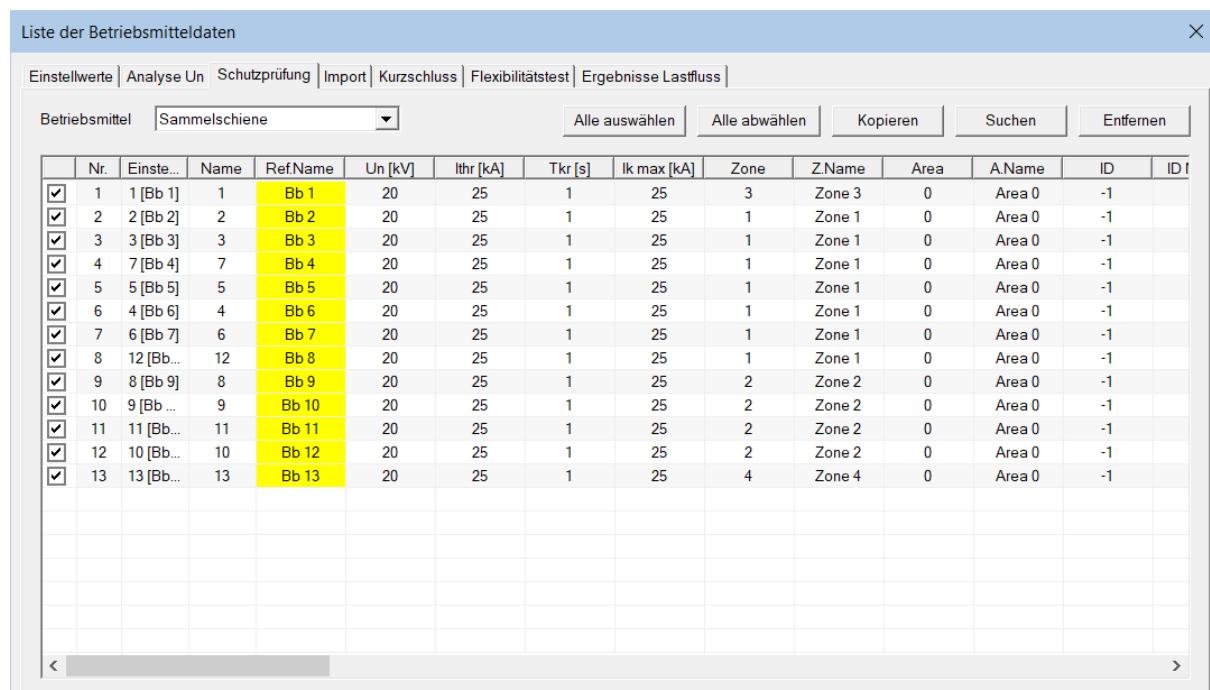
- ⇒ Vor dem Start der automatischen Prüfung des Netzschatzkonzeptes sollte kontrolliert werden, dass die Option **Aktivieren** aktiviert ist, da sonst während der Ausführung der Funktion keine Daten in der SQL-Datenbank gespeichert werden.

21.6.5 Automatische Schutzprüfung – Sammelschiene

Die Schutzprüfung kann verwendet werden, um die schutztechnischen Reaktionen von jedem **Mess/Schutzgerät** bei Fehlerorten an allen Sammelschienen des Stromnetzes zu prüfen. Dazu wird an jeder Sammelschiene des Stromnetzes ein Kurzschluss (**roter Blitz**) gesetzt und für jeden dieser Kurzschlussorte wird eine Kaskadenanalyse durchgeführt und die Ergebnisse in einem **Bericht** als XML-Datei [21] dokumentiert.

Bedienelement	Bezeichner
Hauptmenü	Netzwerk
Menüpunkt	Liste der Betriebsmittel
Einstelldialog	Liste der Betriebsmittel
Registerkarte	Schutzprüfung
Betriebsmittel	Sammelschiene

Wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt muss darauf geachtet werden, dass die mit dem Kurzschluss zu belegenden Leitungen in der Registerkarte **Schutzprüfung** für das Betriebsmittel **Sammelschiene** in der ersten Spalte ausgewählt sind. Der Einstelldialog kann während der Schutzprüfung geöffnet bleiben. Im Fortgang der Schutzprüfung werden die Referenznamen der geprüften Netzwerkelemente mit einem gelben Hintergrund markiert.



The screenshot shows the 'Liste der Betriebsmitteldaten' (List of equipment data) dialog. The 'Betriebsmittel' dropdown is set to 'Sammelschiene'. The main area is a table with columns: Nr., Einst... (highlighted), Name, Ref.Name, Un [kV], Ithr [kA], Tkr [s], Ikr max [kA], Zone, Z.Name, Area, A.Name, ID, ID. Rows 1 through 13 are listed, with rows 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, and 13 having their 'Name' and 'Ref.Name' fields highlighted in yellow, indicating they are selected for protection testing.

Abbildung 127: Auswahl der **Sammelschienen** für die Schutzprüfung

Danach kann die Schutzprüfung gestartet werden.

1. Definition der Kurzschlussart 
2. Kurzschluss (**roter Blitz**) an eine **Sammelschiene** setzen.

3. Schutzprüfung im Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Netzschutz prüfen, Autom. Schutzprüfung – Sammelschiene** mit einem **Left Mouse Button Click** starten

Die Ergebnisse der Schutzprüfung sind in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Dem Dateinamen wird die Angabe von Datum und Uhrzeit vorangestellt.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_PROTBUSBAR.xml

Gruppe		Einstelldialog Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss Registerkarte Meldungen									
Netzschutz		Ergebnisse für Schutzgeräte Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte Falls beide Optionen aktiviert: Zusätzliche Ausgabe der Berichte PROT mit den Ergebnissen der Analyse des Netzschutzkonzeptes und aller Schutzgeräte									
Netzschutz		Ergebnisse für GridProtect (.CSV-Datei) falls aktiviert: Ausgabe der .CSV-Datei für das Netzschutz-analyse-Tool GridProtect									

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft der Prüfbericht dargestellt, der für die Prüfung des Netzschutzkonzeptes im Falle von Kurzschlägen an den Sammelschienen automatisch erzeugt und im **Projektverzeichnis** gespeichert wird.

POWER ENGS Institut für Elektrische Energiesysteme, htwsaar	Ergebnis der Netzschutzauslyse													--------------------------------	------------	----------------	---------	-----	-----	----------	-------------	-----	--	--	--		Sammelschiene : [Bb 1] 1													Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	1	300	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	1	300	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ					1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					1	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					2	[Prb 5] P5	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---					Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]						

22 Elektrischer Versorgungsbereich

Die Erkennung eines elektrischen Versorgungsbereiches dient dazu, ausgehend von einem Netzwerkelemente, das am Netzanschlusspunkt (NAP) eine Netzsspannung im Leerlaufbetrieb selbstgeführt einprägen kann, die Netzwerkelemente zu identifizieren, die durch das Netzwerkelement mit elektrischer Energie versorgt werden. Folgende Netzwerkelemente können als Ausgangspunkt des Verfahrens verwendet werden.

- **Netzeinspeisung**
- **Erzeugungsanlage (DEA)**
- **Dezentraler Einspeiser (EMT)**
- **Transformator 2-Wicklung** (ausgehend vom Knoten Wicklung B)
- **Synchrongenerator**
- **Oberschwingungsquelle**

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft ausgehend von der linken 110kV-Netzeinspeisung der **grün** eingefärbte elektrische Versorgungsbereich.

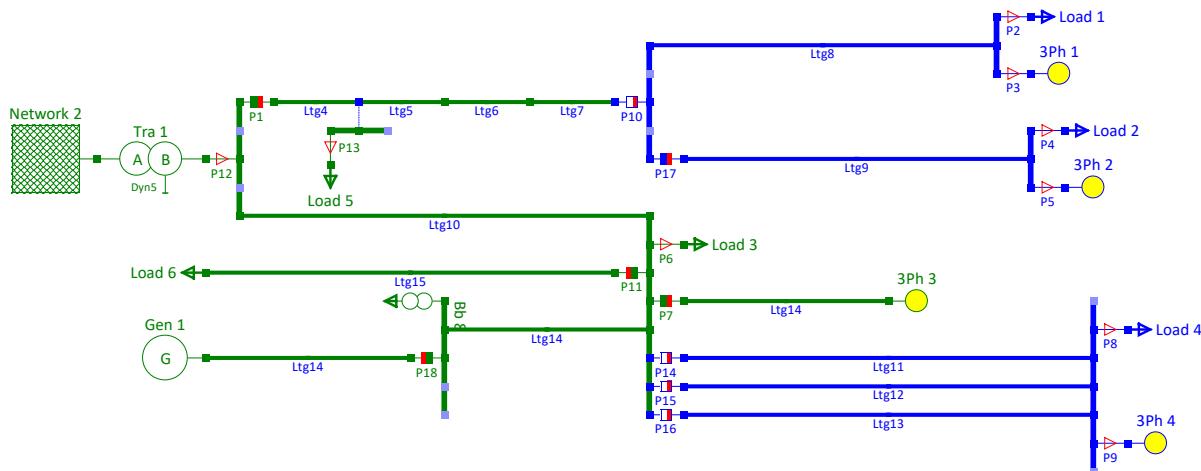


Abbildung 129: Identifikation eines elektrischen Versorgungsbereiches

Um den elektrischen Versorgungsbereich zu identifizieren, ist wie nachfolgend beschrieben vorzugehen.

1. Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** als Ausgangspunkt des Verfahrens markieren
2. Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Elektrischer Versorgungsbereich** ausführen
3. Menüpunkt **Elektrischer Versorgungsbereich** im kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu**

Die zu einem elektrischen Versorgungsbereich gehörenden Netzwerkelemente werden **grün** eingefärbt. Weiterführende Informationen sind auch in [Bd. 1] enthalten. Die Einfärbung kann mit dem Toolbar-Button  entfernt werden.

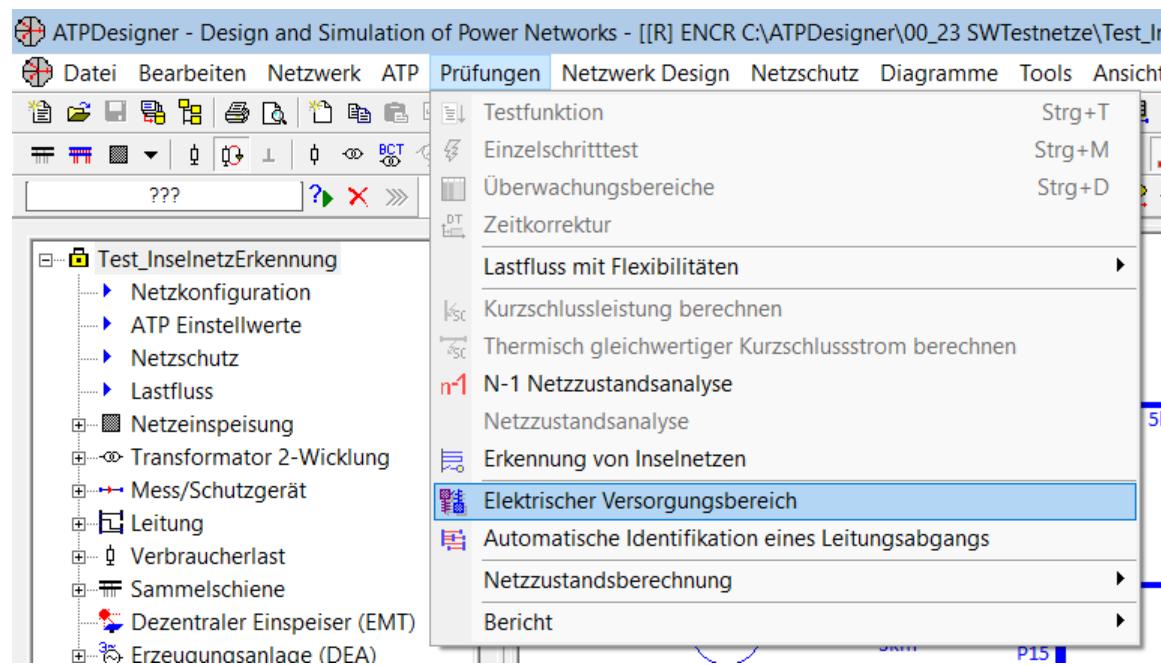


Abbildung 130: Identifikation eines elektrischen Versorgungsbereiches

23 Erkennung von Inselnetzen

Die Erkennung von Inselnetzen ist im weiter fortschreitenden Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen von großer Bedeutung. In Inselnetze kann es u.U. zu einem höheren Gefährdungspotential für Personen und Betriebsmittel kommen.

„Ein Inselnetz ist ein Stromnetz, das nur aus einem oder einigen wenigen Elektrizitätswerken besteht, ein räumlich enges Gebiet versorgt und keinen elektrischen Anschluss zu anderen Stromnetzen besitzt.“ (www.vde.com, Inselnetze)

Der Begriff des Inselnetzes wird bzgl. der Funktion **Erkennung von Inselnetzen** von dieser Definition abgeleitet, aber modifiziert verstanden.

- Unter einem Inselnetz wird hier ein Stromnetz verstanden, in dem dezentrale Erzeugungsanlagen mit netzgeführten Netzstromrichtern Wirk- und Blindleistung einspeisen oder beziehen, in dem aber keine technische Einrichtung in der Lage ist, im Leerlauf eine Netzspannung im Sinne einer selbstgeführten Spannungsquelle wie z.B. durch einen Synchrongenerator in das Stromnetz einzuprägen.

Unter einer dezentralen Erzeugungsanlage mit netzgeführten Stromrichtern wird hier eine Erzeugungsanlage verstanden, die mit Hilfe einer vorhandenen Gegenspannung im Stromnetz Wirk- und Blindleistung im Sinne einer geregelten Stromquelle einspeisen oder daraus beziehen kann. Eine netzgeführte dezentrale Erzeugungsanlage ist nicht in der Lage, im Leerlaufbetrieb an ihrem Netzanschlusspunkt (NAP) eine Netzspannung als netzfrequente 3-phägige symmetrische Spannungsquelle einzuprägen.

Die Inselnetzerkennung wird wie nachfolgend dargestellt durch den Menüpunkt **Erkennung von Inselnetzen** im Hauptmenü **Prüfungen** ausgeführt.

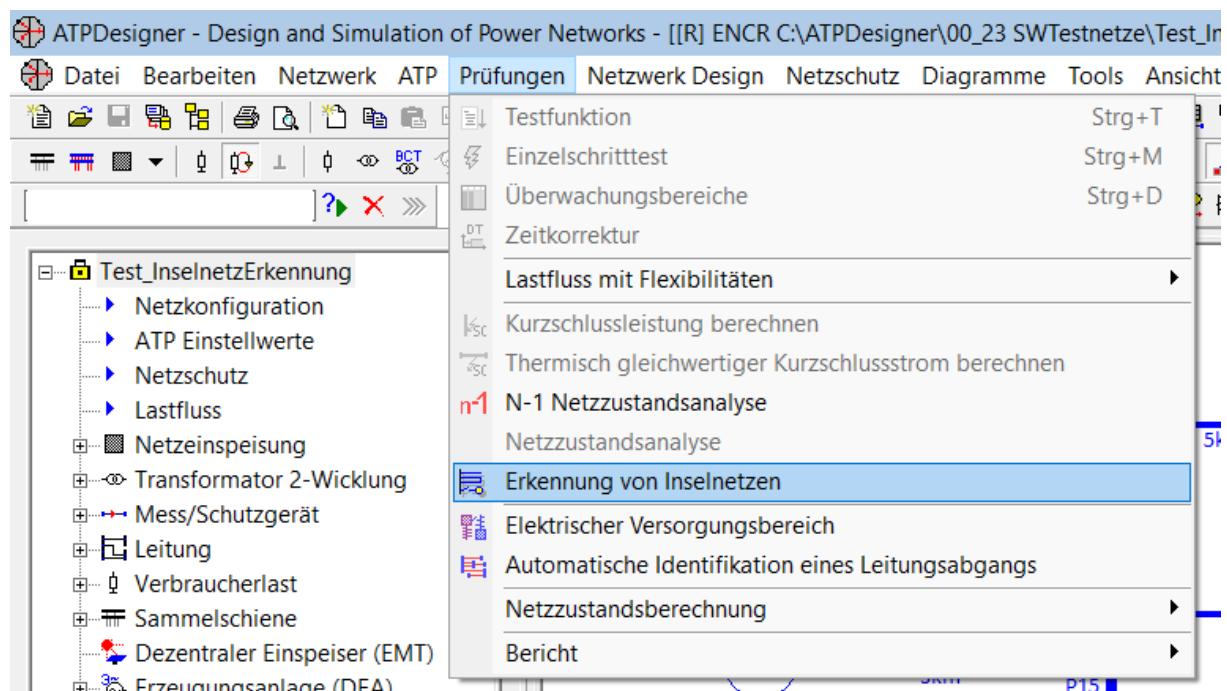


Abbildung 131: Start der Erkennung von Inselnetzen

Die Erkennung von Inselnetzen kann auch über das nachfolgend dargestellte kontext-sensitive **Right Mouse Button Click** Menü gestartet werden, wenn vorher mindestens ein beliebiges Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markiert wurde.

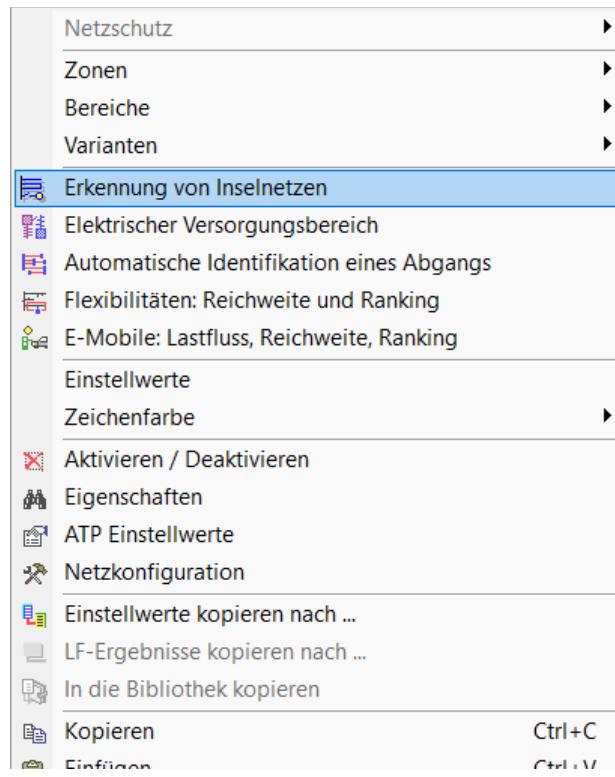


Abbildung 132: Start der Erkennung von Inselnetzen

23.1 Arbeitsweise des Verfahrens zur Erkennung von Inselnetzen

Das in ATPDesigner verfügbare Verfahren verwendet ein topologisches Suchverfahren, das auf dem Verfahren zur Erkennung des **Elektrischen Versorgungsbereiches** basiert.

- Ziel des Verfahrens ist es, Inselnetze zu erkennen, an die dezentrale Erzeugungsanlagen im Netzparallelbetrieb elektrisch leitend angeschlossen sind.

Das Verfahren startet ausgehend von jeder im Stromnetz befindlichen **Erzeugungsanlage (DEA)**, die mit einer der Betriebsarten

- Betriebsart **S_n (IL:1/2/3p) = const.**
- Betriebsart **P_n (IL:1/2/3p) = const.**
- Betriebsart **S_n (IL:3p) = const.**
- Betriebsart **P_n (IL: 3p) = const.**

als stromgeregelte Leistungsquelle eingestellt ist, das Suchverfahren zur Identifikation des elektrischen Versorgungsbereiches. Deaktivierte **Erzeugungsanlagen (DEA)**, die in der Netzgrafik an der **magenta** Zeichenfarbe zu erkennen sind, werden nicht als Ausgangspunkt des Verfahrens berücksichtigt.

Die Netzwerkelemente, die zu dem elektrischen Versorgungsbereich der **Erzeugungsanlage (DEA)** gehören, werden ermittelt und es wird geprüft, ob mindestens eine

selbstgeführte Spannungsquellen im elektrischen Versorgungsbereich enthalten ist. Folgende Netzwerkelemente werden als selbstgeführte Spannungsquellen betrachtet.

- **Netzeinspeisung**
- **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Betriebsart $U_n = \text{const.}$
- **Generator**
- **Dezentraler Einspeiser (EMT)**
- **1p. U/I-Quelle**
- **Oberschwingungsquelle**

Das Verfahren gibt im **Meldungsfenster** aus, welche Netzwerkelemente als Ausgangspunkt verwendet wurden.

Ist keine selbstgeführte Spannungsquelle im elektrischen Versorgungsbereich einer **Erzeugungsanlage (DEA)** enthalten, so werden die Netzwerkelemente des elektrischen Versorgungsbereiches als zu einem Inselnetz gehörend betrachtet. Alle Netzwerkelemente des Inselnetzes werden in der Netzgrafik wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt **grün** eingefärbt. In dem Stromnetz wurden von ATPDesigner zwei Inselnetze erkannt. Die Einfärbung kann mit dem Toolbar-Button  entfernt werden.

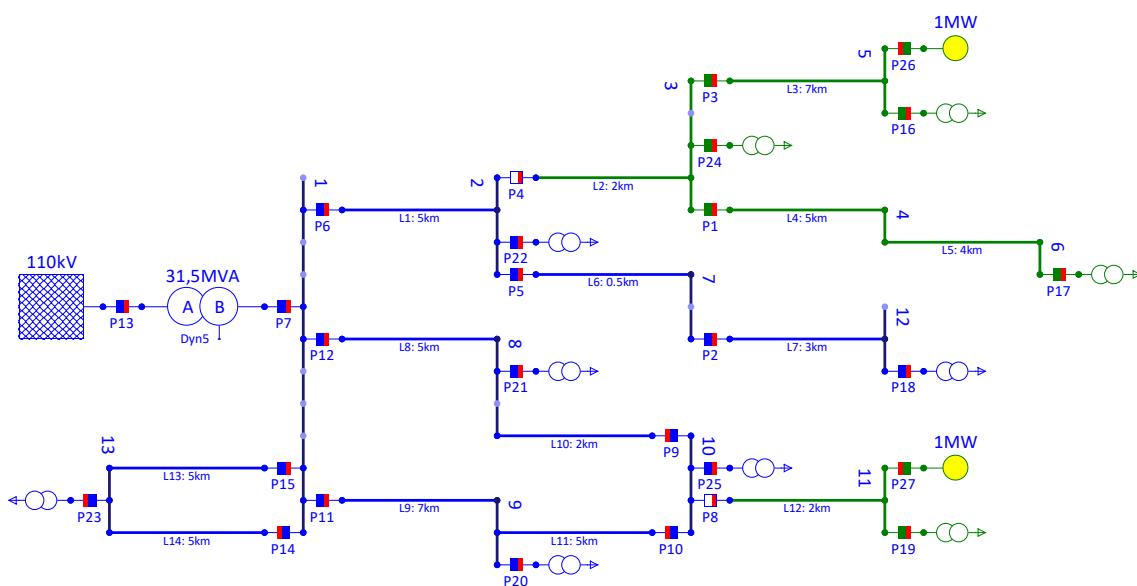
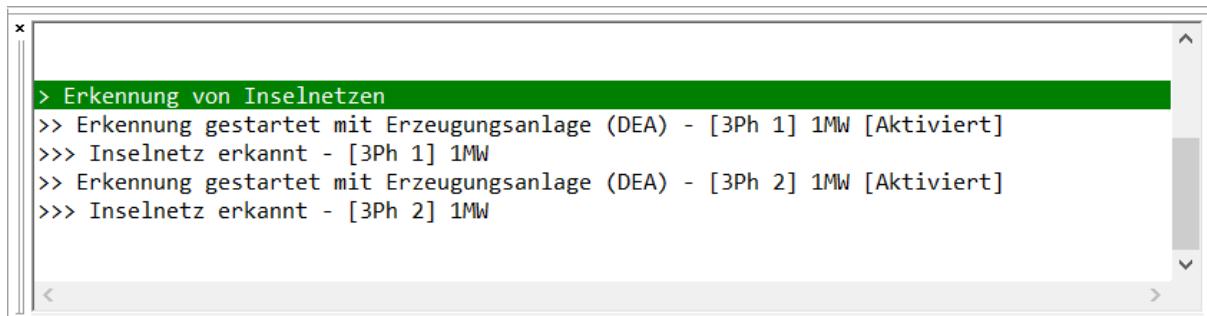


Abbildung 133: Erkennung von Inselnetzen für Dezentrale Erzeugungsanlagen

Wie in der nachfolgenden Abbildung gargetestet werden im **Meldungsfenster** weitere Informationen ausgegeben.

- Das Netzwerkelement, mit dem die Identifikation des Inselnetzes als Ausgangspunkt gestartet wird,
- Falls ein Inselnetz erkannt wird: alle Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)**, die innerhalb des Inselnetzes erkannt wurden.



The screenshot shows a software interface with a log window. The title bar of the window reads "Erkennung von Inselnetzen". The log messages are as follows:

```
> Erkennung von Inselnetzen
>> Erkennung gestartet mit Erzeugungsanlage (DEA) - [3Ph 1] 1MW [Aktiviert]
>>> Inselnetz erkannt - [3Ph 1] 1MW
>> Erkennung gestartet mit Erzeugungsanlage (DEA) - [3Ph 2] 1MW [Aktiviert]
>>> Inselnetz erkannt - [3Ph 2] 1MW
```

Abbildung 134: Meldungen des Verfahrens zur Inselnetzerkennung

24 Netzengpassanalyse

Ziel der Netzengpassanalyse ist es, mögliche Einspeise-, Bezugs- und Schaltzustände von Betriebsmitteln zu identifizieren, welche in einem Stromnetz zu Netzengpässen führen könnten.

- Ein Netzengpass liegt dann vor, wenn unter Annahme einer zu erwartenden Einspeise- und Lastsituation die gewählten Beurteilungskriterien der Netzsicherheit für die Erfüllung der Übertragungs- und Versorgungsaufgaben nicht eingehalten werden können.

Als weiteres Ziel wird hierbei eine Ausgabe der Leitungen vorgenommen, deren Überwachung eine Erkennung der erkannten Netzengpässe im Netz ermöglicht.

Grundlage der Netzengpassanalyse in ATPDesigner ist ein Vektor (Bit-Maske), welcher Kombinationen der Betriebszustände

- für Einspeise- und Bezugsanlagen eingeschaltet (**EIN**) oder ausgeschaltet (**AUS**)
- und für Schalter geschlossen (**EIN**) oder offen (**AUS**)

beschreibt. Die Betriebszustände beeinflussen den netzphysikalischen Zustand des Stromnetzes insbesondere Netzspannung und Betriebsmittelauslastung wesentlich. Betriebsmittel, deren EIN/AUS-Zustand von der Netzengpassanalyse betrachtet werden, müssen vom Anwender durch Parametrierung vor dem Start des Verfahrens ausgewählt werden.

Die in der nachfolgenden Tabelle enthaltenen Netzwerkelemente werden bzgl. des EIN/AUS-Zustandes von der Netzengpassanalyse verändert und im Folgenden als **NEPA-Anlage** bezeichnet.

NEPA-Anlage
Erzeugungsanlage (DEA)
Schalter

- Schaltzustände von **Sammelschienen**, Abgangstrennern von **Leitungen**, interne Schalter von **Mess-/Schutzgeräten** und **Schalter (CB)** werden von der Netzengpassanalyse nicht verändert.
- Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** wird bzgl. des Bezugs- oder Einspeiseverhaltens von der Netzengpassanalyse nicht verändert.

Die Ordnung des Vektors der EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen, d.h. dessen Anzahl binärer 0/1-Elemente entspricht der Anzahl vom Anwender ausgewählter Betriebsmittel. Teillastzustände der Betriebsmittel werden je nach Parametrierung auch betrachtet.

$$\text{Vektor } [k=0(1)\dots N-1] = \{\text{EIN}=1, \text{AUS}=0\} \\ \text{mit } N = \text{Anzahl Betriebsmittel mit EIN/AUS-Zustand}$$

Nachfolgend sind beispielhaft mögliche Kombinationen des EIN/AUS-Zustandes für N=3 Betriebsmittel dargestellt. Es ist ersichtlich, dass für N Betriebsmittel maximal 2^N Kombinationen betrachtet werden müssen.

Vektor = [0, 0, 0]

Vektor = [0, 0, 1]

Vektor = [0, 1, 0]

...

Vektor = [1, 1, 0]

Vektor = [1, 1, 1]

Für jede Kombination von EIN/AUS-Zuständen der NEPA-Anlagen muss eine Lastflussberechnung mit Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose durchgeführt werden. Die benötigte Rechenzeit steigt perspektivisch exponentiell mit der Anzahl Kombinationen an. Es wird daher u.a. eine Methode vorgestellt, die gegenüber dem hier diskutierten Maximum mit einer deutlich geringeren Anzahl Lastflussberechnungen auskommt.

In der Ausführung der Netzengpassanalyse werden dem Anwender daher mehrere Freiheitsgrade angeboten, welche Analyse und Auswahl der Einspeise-, Bezugs- und Schaltzustände der NEPA-Anlagen, als Individuen, beeinflussen.

- Ein Individuum beschreibt dabei einen Netzzustand, der durch einen eindeutigen und einmalig vorkommenden Einspeise-, Bezugs- und Schaltzustand von NEPA-Anlagen definiert ist.
- Bezogen auf den Vektor der EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen ist ein Individuum identisch mit einem Element z.B. Vektor = [0, 1, 0].

In der Anwendung der Netzengpassanalyse werden, die in der nachfolgenden Tabelle enthaltenen Methoden unterschieden, welche prinzipiell auf gleichen Grundlagen aufbauen, bei denen sich jedoch Generierung und Anzahl der zu betrachtenden EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen und damit die benötigte Anzahl Lastflussberechnungen unterscheidet.

Methoden der Netzengpassanalyse

Vollständige kombinatorische Methode

Brute-Force Methode

Genetischer Algorithmus

Der Einstelldialog der Netzengpassanalyse ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

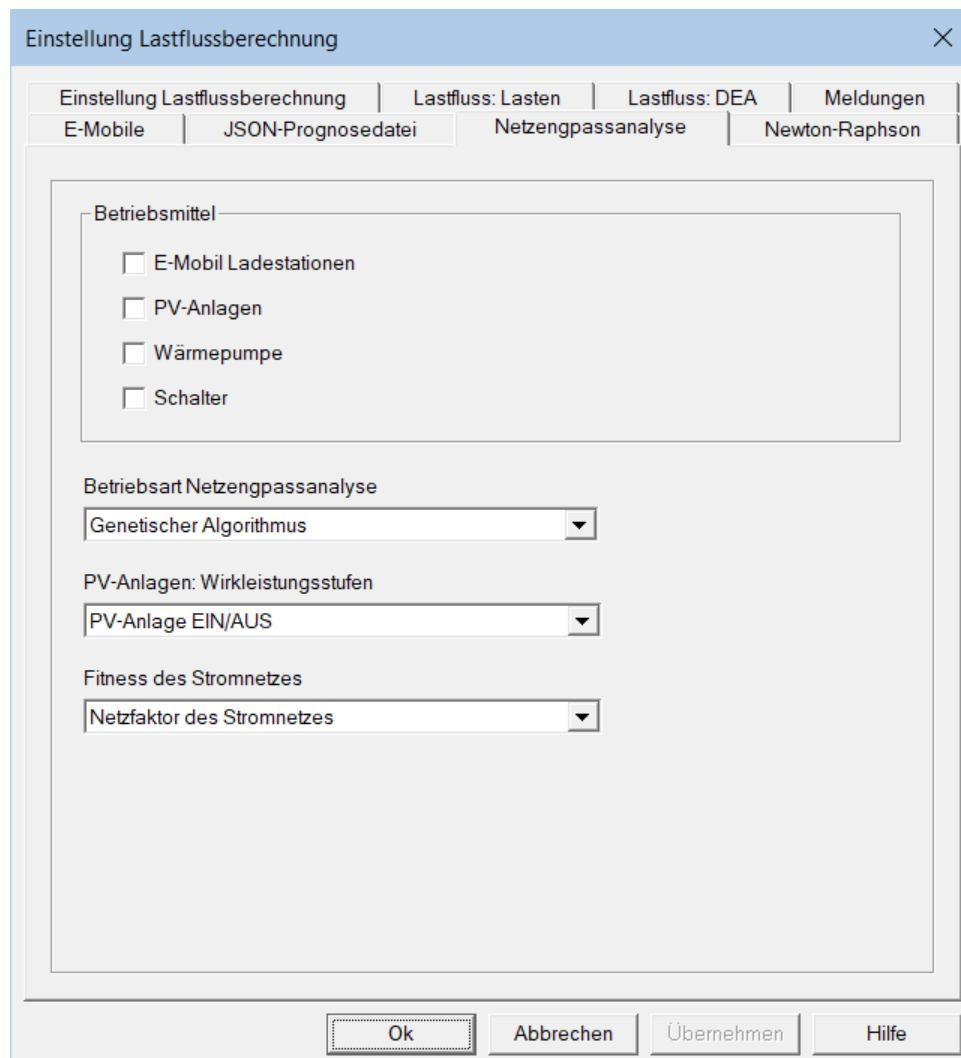


Abbildung 135: Einstelldialog der Netzengpassanalyse

24.1 Vollständige kombinatorische Methode

Eine geeignete Berechnungsmethode, um jeden möglichen Einspeise- und Bezugszustand des Stromnetzes durch EIN/AUS-Zustände von NEPA-Anlagen abzubilden ist die vollständige kombinatorische Methode (VKM). Bei dieser Methode wird jede mögliche EIN/AUS-Kombination der NEPA-Anlagen simuliert und deren [Fitness](#) als Ergebnis der Netzzustandsdiagnose bewertet.

Durch dieses systematische Berechnen und Bewerten aller Möglichkeiten der EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen werden alle Fälle erkannt, die zu einem möglichen Netzengpass im Stromnetz führen können. Die Ergebnisse der Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose werden als **Bericht** (XML-Datei [21]) dem Anwender zur Verfügung gestellt.

Die Genauigkeit der vollständig kombinatorischen Methode ist maximal, da alle möglichen EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen durch je eine Lastflussberechnung berechnet und bewertet werden. Wie jedoch der Name der Methode schon andeutet, wird die Anzahl der kombinatorischen Möglichkeiten bei Stromnetzen mit großer Anzahl an NEPA-Anlagen und damit die Anzahl benötigter Lastflussberechnungen schnell

so groß, dass die vollständige kombinatorische Methode in aller Regel im Rahmen der verfügbaren Rechenleistung nicht in angemessener Zeit zu einem Ergebnis führen wird.

24.2 Fitness des Stromnetzes – Maß zur Identifikation kritischer Netzzustände

Ziel der Netzengpassanalyse ist es, kritische Netzzustände zu identifizieren, in denen unzulässige Überlastungen von Betriebsmitteln oder Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes vorhanden sind.

- ⇒ Als Maß zur Identifikation unzulässiger Netzzustände wird in Anlehnung an biologisch-genetische Vorgänge die **Fitness** gewählt.
- ⇒ Die **Fitness eines Stromnetzes** liegt im Wertebereich [0%...100%].
- ⇒ **Je kritischer der Netzzustand** eines Stromnetzes ist, d.h. die Auslastung der Betriebsmittel sowie die Spannung an den Netzknoten bewertet wird, **je höher ist die Fitness des Stromnetzes**.

Als **Fitness** wird hier einer der durch die Netzzustandsdiagnose berechneten **Netzfaktoren** [Bd. 2] verstanden, welcher als Maß dient zu bewerten, wie kritisch ein betrachterter Netzzustand ist. Zusätzlich wird der Netzfaktor mit einem Skalierungsfaktor gewichtet.

- Netzfaktor des Stromnetzes f_N
- Netzfaktor der Leitungen f_N (**Leitungen**)
- Netzfaktor der Sammelschienen f_N (**Sammelschiene**)

Aus den Netzfaktoren für **Leitungen** und **Sammelschienen** wird der **resultierende Netzfaktor des Stromnetzes f_N** ermittelt. Die Netzfaktoren werden als Ergebnis der Netzzustandsdiagnose nach jeder Lastflussberechnung im **Meldungsfenster** und im Bericht zur Lastflussberechnung ausgegeben. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Ausgabe im **Meldungsfenster**.

- ⇒ Die Berechnung der Netzfaktoren berücksichtigt normative Grenzwerte z.B. nach VDE 0276 [11] und EN 50160 [27] aber auch das BDEW-Ampelkonzept [22].

```

x LF> Lastfluss: Genauigkeit Lastflussberechnung DEA = o.k.
LF> Spannungsregler: Genauigkeit der Stufenschalter = ---
LF> Längsspannungsregler: Genauigkeit der Stufung = ---

> Netzzustand (grün, gelb, rot) überprüfen ...
>> Netzzustand: Netzfaktor fN (Leitung) = 100.0%
>> Netzzustand: Netzfaktor fN (Sammelschiene) = 100.0%
>> Netzzustand: Netzfaktor fN = 100.0% ←
>> Netzzustand: Grün

> Spannungsüberwachung: Sammelschiene
>> [Bb 1] U12=100.773%; U23=100.773%; U31=100.773% : 1
>> [Bb 1] UL1=100.776%; UL2=100.769%; UL3=100.773% : 1
>> [Bb 1] ULE,ULL min=100.769%; ULE,ULL max=100.776%
<

```

Abbildung 136: Ausgabe der Netzfaktoren im Meldungsfenster

Als Netzfaktor kann anwenderspezifisch der Netzfaktor der **Leitungen**, der **Sammelschienen** oder der resultierende **Netzfaktor des Stromnetzes** verwendet werden. In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstellwert **Fitness des Stromnetzes** dargestellt.

⇒ **Fitness des Stromnetzes = Netzfaktor · Skalierungsfaktor**

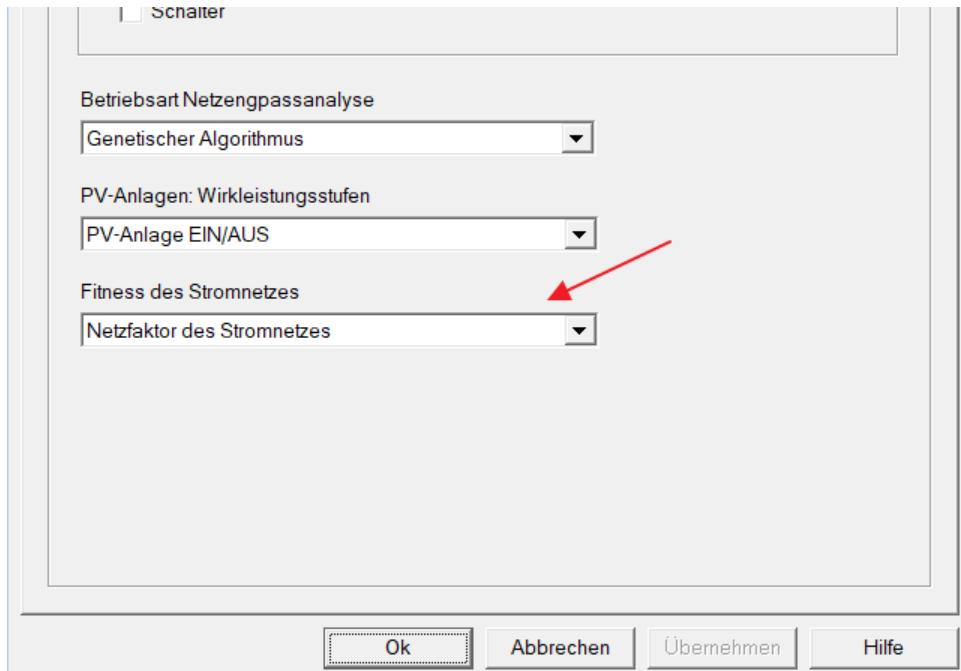


Abbildung 137: Einstellung des Algorithmus zur Berechnung der Fitness des Stromnetzes

Einstellwert	Bedeutung
Netzfaktor des Stromnetzes	Netzfaktor = Netzfaktor des Stromnetzes f_N
Netzfaktor der Leitungen	Netzfaktor = Netzfaktor der Leitungen f_N (Leitung)
Netzfaktor der Sammelschienen	Netzfaktor = Netzfaktor der Leitungen f_N (Sammelschiene)

Die Berechnung der **Netzfaktoren** ist in Band 2 [Bd. 2] erläutert.

24.3 Brute-Force-Methode

Eine auf dem Verfahren der vollständigen kombinatorischen Methode (VKM) basierende Methode ist die Brute-Force-Methode. Diese Methode ermöglicht eine Netzenpassanalyse für 2^N -Kombinationen EIN/AUS-Zustände für N Bezugs- bzw. Einspeiseanlagen im zu untersuchenden Stromnetz, die vom Anwender geeignet durch Parametrierung ausgewählt werden. Durch diese Kombinationen werden die Individuen vollständig berücksichtigt.

- Es kann nur das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** in den Betriebsarten **Elektromobil** sowie **Solarstromanlage (DEA)** in der Registerkarte **Lastprofil** verwendet werden, um den EIN/AUS-Zustand für die Netzenpassanalyse kombinatorisch zu variieren.
- Eine Berücksichtigung der Betriebsarten des Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** mit **Prognose** oder **Standardlastprofil (SLP)** ist nicht möglich.

Durch die Netzengpassanalyse wird eine Untersuchung der Auswirkungen auf die Netzauslastung sowie das Anrege- und Auslöseverhalten des Netzschutzes vorgenommen und die Ergebnisse nach Beendigung der Analyse als **Bericht** (XML-Datei [21]) dem Anwender zur Verfügung gestellt.

Die Netzengpassanalyse verwendet den Netzfaktor zur Bestimmung der Fitness für den jeweiligen Netzzustand. Netzfaktor und Fitness werden in dem **Bericht** ausgegeben. In dem Fall, dass Bezugs- und Einspeiseanlagen nur EIN/AUS-Zustände nachbilden können, stellt die Brute-Force-Methode eine vollständige kombinatorische Methode für die jeweilige betrachtete Bezugs- und Einspeiseanlagen dar.

24.4 Genetischer Algorithmus

Im Gegensatz zur [Brute-Force-Methode](#) und zur [vollständigen kombinatorischen Methode](#) (VKM) wird bei dem genetischen Algorithmus nur eine Auswahl von Individuen einer Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose unterzogen, wodurch die benötigte Rechenzeit für eine Netzengpassanalyse deutlich vermindert werden kann. Der genetische Algorithmus ist in seinem Aufbau und seiner Funktion an der biologischen Evolution und dem Prinzip „survival of the fittest“ orientiert. Durch verschiedene einzelne Teilalgorithmen werden dabei die Stufen einer simulierten Evolution mit Mutation, Rekombination und Selektion verfolgt und dadurch das Bestreben der Natur nach Optimierung von Lebewesen nachempfunden.

In der Netzengpassanalyse wird eine Kombination aus mehreren Mutations- und Rekombinationsoperatoren angewendet, welche in der nachfolgenden Tabelle noch bezeichnet werden. Bei der Selektion wird auf eine rangbasierte Selektion zurückgegriffen, welche durch eine Zufallsselektion ergänzt wird, um eine gewisse Breite der Suche zu gewährleisten.

Operatoren	Bedeutung
<u>Mutationsoperatoren</u>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gaußmutation ▪ Bitmutation, ▪ Invertierende Mutation
<u>Rekombinationsoperatoren</u>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ N-Punkte-Cross-Over ▪ Uniform-Cross-Over
<u>Selektionsoperatoren</u>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rangbasierte Selektion ▪ Zufallsselektion

Tabelle 12: Mutations-, Rekombinations- und Selektionsoperatoren

24.4.1 Mutationsoperatoren

Die Mutation, als Ein-Elter-Operator, stellt den im eigentlichen Sinne der Evolution einzigen Einfluss auf die Häufigkeit bestimmter Merkmale in den Individuen dar. Durch die Mutation werden, je nach Ausführung, sowohl Funktionen der stichprobenartigen Erforschung als auch der Feinabstimmung von Individuen im Suchraum ermöglicht. Die verwendete Bitmutation übernimmt dabei die Funktion einer Feinabstimmung von viel-

versprechenden Individuen (nahe am Netzengpass), die Gaußmutation und invertierende Mutation übernehmen die Funktion der breiten Erforschung zu Beginn der Suche.

24.4.2 Rekombinationsoperatoren

Die Rekombination, als Mehr-Elter-Operator, beschreibt eine neue Zusammensetzung von Individuen zu einem Kindindividuum. Dadurch werden bereits bestehende Eigenschaften von Individuen neu kombiniert.

24.4.3 Selektionsoperator

Die neu erzeugten Individuen werden in der Selektion in jeweils einen EIN/AUS-Zustand der NEPA-Anlagen übersetzt und danach Lastflussberechnungen mit Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose ausgeführt. Diese Lastflussberechnungen bestimmen mögliche Netzengpässe und den Netzfaktor, wodurch die Fitness der Individuen beschrieben wird. Durch die Selektion werden nun die vielversprechendsten EIN/AUS-Zustände in Form von Individuen in die nächste Generation des genetischen Algorithmus überführt, wodurch sich mit zunehmender Anzahl an Generationen immer fittere Individuen bzw. immer kritischere Netzzustände ausbilden. Durch die Kombination aus rangbasierter Selektion und Zufallsselektion wird ein ausreichend großer Selektionsdruck erzeugt, ohne eine zu frühe Fokussierung auf lokale Extreme herbeizuführen.

24.4.4 Das Verfahren der simulierten Evolution

Das Verfahren der simulierten Evolution ist ein auf statistischen Methoden beruhendes Verfahren. Wie bei allen statistischen Verfahren ist auch bei der Suche durch den genetischen Algorithmus nicht garantiert, dass ein bestimmter Netzengpass gefunden wird. Durch eine geschickte Kombination der Operatoren kann jedoch eine hinreichend genaue Suche aufgebaut werden. Um die Kombination der für die Suche durch den genetischen Algorithmus ausschlaggebenden Operatoren im Verlauf der Suche anzupassen, wird ein vorbestimmter Satz an Hyperparametern verwendet, welche die komplette Suche beschreiben.

- ⇒ Unter einem Satz Hyperparameter versteht man diejenigen Parameter, welche die Suche durch den genetischen Algorithmus, also die Abfolge und Häufigkeit der angewendeten Mutations-, Rekombinations- und Selektionsoperatoren, vollumfänglich beschreiben.

Ein Abbruch der Suche erfolgt nach einer festgelegten Anzahl an Generationen, welche durch verschiedene Faktoren, welche sich durch die Ausdehnung des Netzes ergeben und abhängig des verwendeten Netzes bestimmt wird und nicht durch den Anwender selbst bestimmt werden kann.

Unter einer Generation versteht man eine Abfolge von Mutation, Rekombination und abschließender Selektion. Eine Generation wird jeweils durch die Selektion beendet, durch die die fittesten Individuen bestimmt werden und diese als neue Eltern in die nächste Generation übertragen werden.

24.4.5 Angewendete Hyperparametersätze

In dem Verlauf der Suche werden die Häufigkeiten der eingesetzten Operatoren (siehe Tabelle 12) angepasst. Diese Anpassung erfolgt vorbestimmt, beschrieben durch einen Satz an Hyperparametern, welche vom Anwender nicht parametriert werden können und in der Netzengpassanalyse von ATPDesigner vorgegeben sind. Die voreingestellten Hyperparametersätze wurden durch eine Vielzahl an Testfällen bei einem Vergleich des Suchverhaltens und der Ergebnisse der Suche generiert.

24.5 Parametrierung der Netzengpassanalyse

Die Netzengpassanalyse wird durch Einstellwerte in der Registerkarte **Netzengpassanalyse** im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** parametriert.

⇒ Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Netzengpassanalyse**

Einstellwert	Bedeutung
Betriebsart Netzengpassanalyse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Brute-Force-Methode Netzengpassanalyse mit der Brute-Force-Methode ▪ Genetischer Algorithmus Netzengpassanalyse durch die Methode Genetischer Algorithmus ▪ Vollständige kombinatorische Methode Netzengpassanalyse durch die Vollständig Kombinatorische Methode
PV-Anlagen: Wirkleistungsstufen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PV-Anlage EIN/AUS PV-Anlagen werden als einzelne Netzwerkelemente mit EIN/AUS-Zustand berücksichtigt ▪ PV-Gruppe EIN/AUS Alle PV-Anlagen können als PV-Gruppe zusammengefasst und als Gruppe mit EIN/AUS-Zustand berücksichtigt werden ▪ PV-Gruppe mit P-Stufen Die Wirkleistung P_n aller PV-Anlagen als PV-Gruppe wird in den Wirkleistungsstufen 0%, 30%, 50% und 100% verändert.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog.

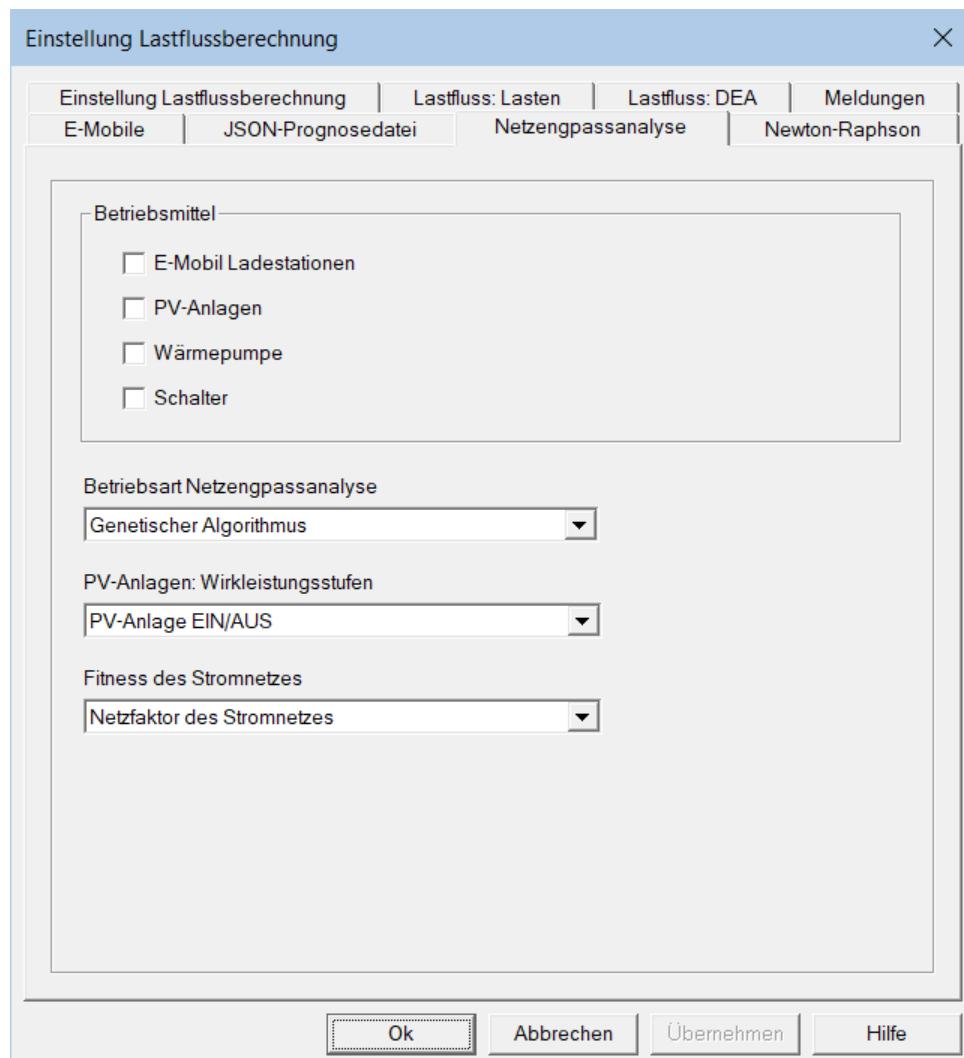


Abbildung 138: Registerkarte Netzengpassanalyse

Die Gruppierung der PV-Anlagen zu einer **PV-Gruppe** verfolgt den Gedanken, dass die relative Einspeiseleistungen der PV-Anlagen durch die äußereren Gegebenheiten der Sonneneinstrahlung innerhalb eines lokal begrenzten Stromnetzes als gleichmäßig angenommen werden können. Somit werden die relativen Einspeiseleistungen der PV-Anlagen im Normalbetrieb über den Verlauf eines Tages gleichermaßen absinken oder ansteigen.

- ⇒ ATPDesigner fasst automatisch alle PV-Anlagen des Stromnetzes zu einer PV-Gruppe zusammen

Abhängig von der Betriebsart können verschiedene Netzwerkelemente in der Netzengpassanalyse berücksichtigt werden.

Gruppe	Bedeutung
Betriebsmittel	<ul style="list-style-type: none"> ▪ E-Mobil Ladestationen Netzwerkelement: Erzeugungsanlage (DEA) Registerkarte: Lastprofil Betriebsart: E-Mobil ▪ PV-Anlagen

	<p>Netzwerkelement: Erzeugungsanlage (DEA) Registerkarte: Lastprofil Betriebsart: Solarstromanlage (DEA)</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Wärmepumpe Netzwerkelement: Erzeugungsanlage (DEA) Registerkarte: Lastprofil Betriebsart: Wärmepumpe▪ Schalter Netzwerkelement Schalter
--	---

24.5.1 Parametrierung der Brute-Force-Methode

Die Anwendung der Brute-Force-Methode ist im Kapitel [Lastflussberechnungen nach der Brute-Force-Methode](#) erläutert.

24.5.2 Parametrierung der Vollständigen kombinatorischen Methode

In dieser Betriebsart stehen alle Auswahlmöglichkeiten zur Verfügung.

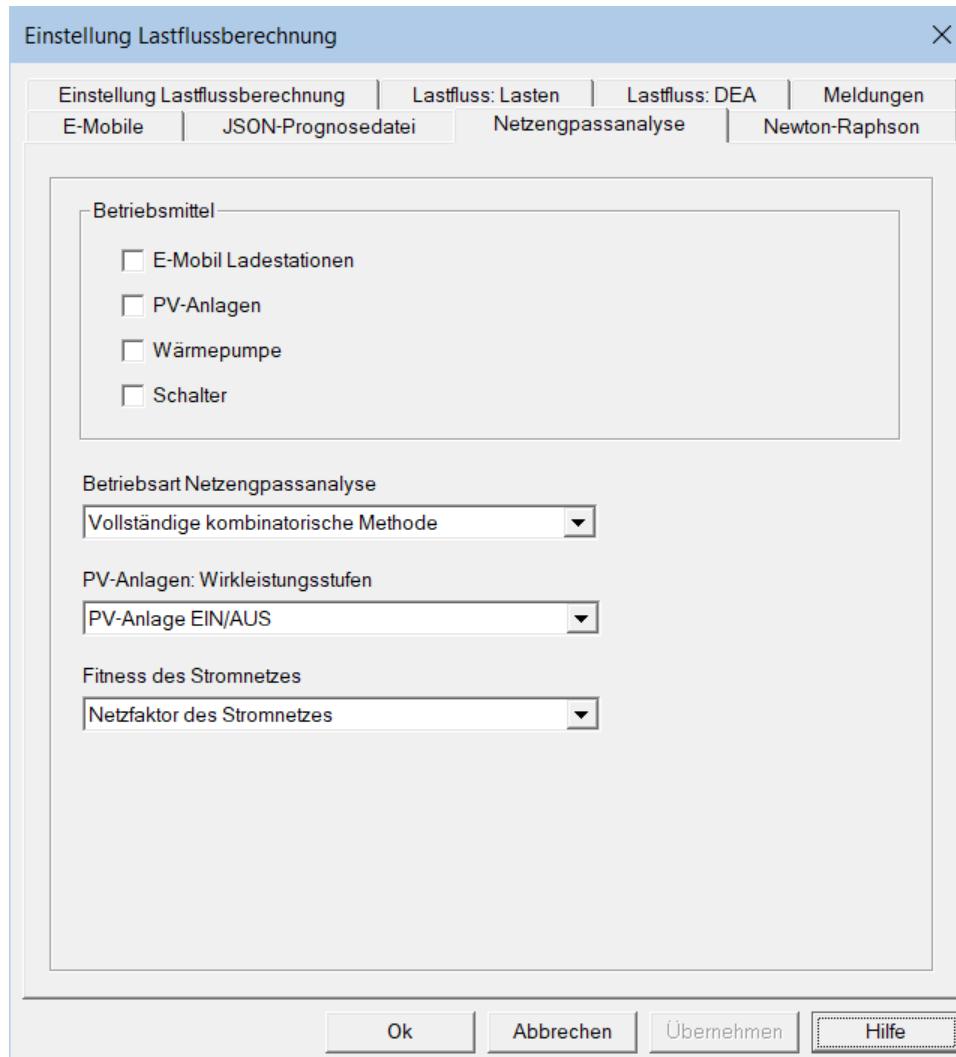


Abbildung 139: Parametrierung der Vollständigen kombinatorischen Methode

24.5.3 Parametrierung des genetischen Algorithmus

Auch in dieser Betriebsart stehen, wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt, alle Auswahlmöglichkeiten für den Anwender zur Verfügung. Im Gegensatz zur vollständigen kombinatorischen Methode (VKM) werden hier nur die durch die simulierte Evolution des genetischen Algorithmus erzeugten EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen ggfs. unter Berücksichtigung von Teillastzuständen einer Lastflussberechnung mit Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose unterzogen.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- Registerkarte **Netzengpassanalyse**

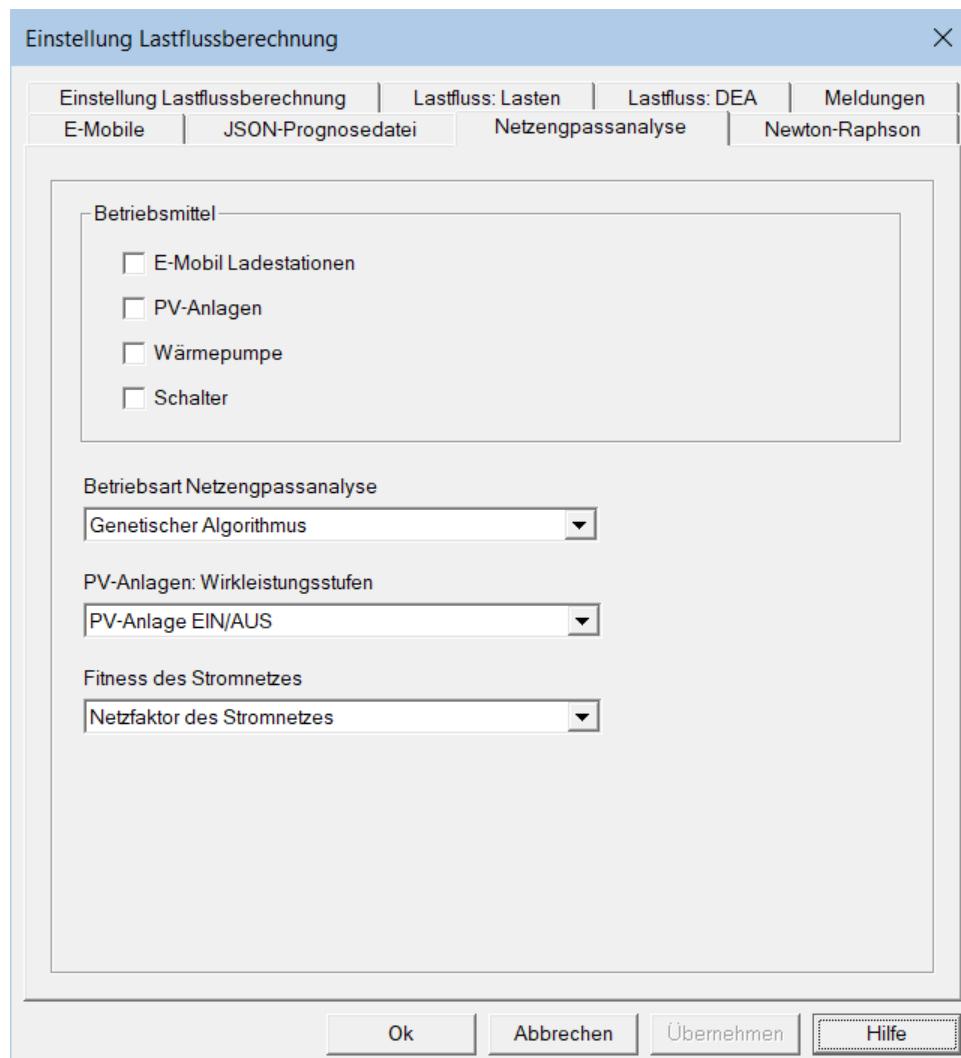


Abbildung 140: Parametrierung des genetischen Algorithmus

24.6 Ausführen einer Netzengpassanalyse

Die Netzengpassanalyse kann wie nachfolgend erläutert per Menü gestartet werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten, Flexibilitäten: Netzengpassanalyse**

Es muss darauf geachtet werden, vor dem Start der Netzengpassanalyse im oben gezeigten Einstelldialog **Netzengpassanalyse** die Methode z.B. bzgl. der Auswahl der zu berücksichtigenden Betriebsmittel zu parametrieren.

Die Grenzwerte für die Bewertung des Netzzustandes werden aus der Registerkarte **Überwachung Netzzustand** des Einstelldialogs **Einstellungen Elektrisches Netz** verwendet.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**

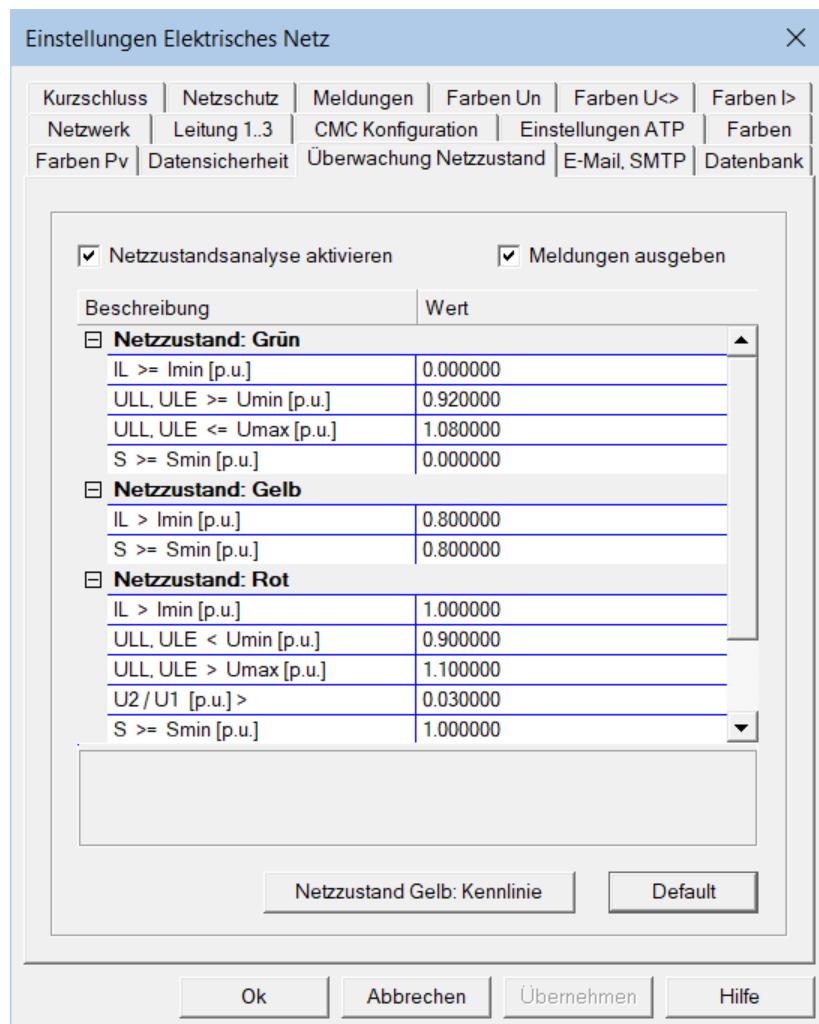


Abbildung 141: BDEW-Ampelkonzept - Einstellung der Grenzwerte für die Netzengpassanalyse

Die in der nachfolgenden Tabelle enthaltenen Einstellwerte der Registerkarte **Überwachung Netzzustand** werden in der Netzengpassanalyse für die Berechnung der Fitness und die Identifikation überlasteter oder hoch ausgelasteter Leitungen verwendet. Die in der nachfolgenden Tabelle erläuterten Einstellwerte werden für die Netzengpassanalyse verwendet

24.6.1 Einstellwerte **Fitness des Stromnetzes, Skalierungsfaktor der Fitness**

Der ausgewählte Netzfaktor zur Berechnung der Fitness wird zusätzlich durch einen Skalierungsfaktor bewertet. Die Methode zur Berechnung des Skalierungsfaktors ist abhängig von dem Einstellwert **Fitness des Stromnetzes**. Darüber hinaus wird die Kennlinie zur Ermittlung des Handlungsbedarfs verwendet. Diese kann in einer Tabelle eingestellt werden, die mit dem Taster **Netzzustand Gelb: Kennlinie** in der Registerkarte **Überwachung Netzzustand** geöffnet werden kann.

Einstellwert	Bedeutung
Netzfaktor des Stromnetzes	Skalierungsfaktor der Fitness = 1.0

	<p>Der Skalierungsfaktor der Fitness wird unter Berücksichtigung des BDEW-Ampelkonzeptes mit den Einstellwerten der Registerkarte Überwachung Netzzustand berechnet.</p>
Netzfaktor der Leitungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Skalierungsfaktor = 0.0, falls der Betrag des maximalen Leiterstroms innerhalb des Netzzustandes: Grün ist. ▪ Die Berechnung des Skalierungsfaktors für Leiterströme im Netzzustand: Gelb und Netzzustand: Rot erfolgt mit Hilfe der Kennlinie zur Ermittlung des Handlungsbedarfs.
Netzfaktor der Sammelschienen	<p>Ist diese Betriebsart eingestellt, so wird der Skalierungsfaktor der Fitness des Stromnetzes aus der Mitsystemspannung U_1 an den Netzknopen der Sammelschienen berechnet. Es werden nur Mitsystemspannungen berücksichtigt, die außerhalb des durch die Grenzwerte definierten Bereiches Netzzustand: Grün, d.h. im Netzzustand: Gelb oder Netzzustand: Rot liegen.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Skalierungsfaktor = 0.0, falls der Betrag der Mitsystemspannung innerhalb des Netzzustandes: Grün liegt.

Durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Taste **OK** wird die Netzengpassanalyse ausgeführt. Nach Beendigung der Netzengpassanalyse werden die Ergebnisse in einem Bericht ausgegeben.

24.7 Bericht zur Netzengpassanalyse

Die Ergebnisse der Netzengpassanalyse werden in einem **Bericht** (XML-Datei [21]) ausgegeben. Der Bericht basiert auf dem Bericht, der für [Brute-Force-Methode](#) erzeugt wird. Bei der Netzengpassanalyse durch die vollständige kombinatorische Methode oder den genetischen Algorithmus werden lediglich einige Teile des erzeugten Dokuments angepasst bzw. erweitert.

Einstellwert	Bedeutung
$I> [\%]$	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Der Skalierungsfaktor der Fitness für die Betriebsart Netzfaktor der Leitungen wird nur dann > 0.0 berechnet, wenn der maximale Leiterstrom der Leitung den Grenzwert $I>$ überschreitet. ▪ Eine Überlastung der Leitung wird dann angenommen, wenn der maximale Leiterstrom der Leitung den Grenzwert $I>$ überschreitet. ▪ Die Ermittlung des maximalen Laststromes eines Individuums (Lastflussszenario) wird mit Hilfe des Grenzwertes $I>$ ermittelt. Es werden nur Leitungen berücksichtigt, deren maximaler Leiterstrom dem Betrage nach größer als der Grenzwert $I>$ ist.
$U< [%]$ $U> [%]$	<p>Die beiden Grenzwerte $U<$ und $U>$ werden zur Berechnung des Skalierungsfaktors der Fitness in der Betriebsart Netzfaktor der Sammelschienen verwendet. Sie legen den unzulässigen Bereich der Mitsystemspannung U_1 an den Sammelschienen fest. Die beiden Grenzwerte sind identisch mit den Grenzwerten von Netzzustand: Grün.</p>

Die Ergebnisse werden in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil des Berichtes. Die Dateinamen der Prüfberichte sind wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_NEPA.xml

Einstellwerte									
Grenzwert Netzszustand Grün (HB-Kennlinie): > [%]									
80									
Grenzwert Netzszustand Grün: U> [%]									
108									
Grenzwert Netzszustand Grün: U< [%]									
92									
Einstellwerte Netzengpassanalyse									
PV-Anlage EIN/AUS									
mit E-Mobile									
Anzahl Flexibilitäten = 7									
Liste der Betriebsmittel mit Maximallast									
Nr.	Individuum	Fitzis	Name	Un [kV]	Name	I(max) [A]	I(max [%])	I(max [A])	
4	0010101	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.14	94.5	164.0	
6	0011110	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	138.59	84.5	164.0	
8	1110100	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.05	84.8	164.0	
9	0110101	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.14	84.8	164.0	
10	1010011	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.10	84.8	164.0	
12	0111110	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.24	89.2	164.0	
12	0111110	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	135.88	82.9	164.0	
12	0111110	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	156.51	95.4	164.0	
13	1010101	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.05	94.4	164.0	
13	1110100	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	146.30	89.8	164.0	
14	0110111	15000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	136.54	83.3	164.0	
14	0110111	15000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	157.17	95.8	164.0	
14	0110111	15000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	135.93	82.9	164.0	
15	0110111	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.10	84.8	164.0	
17	1110011	4000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.67	85.2	164.0	
20	0110100	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.05	84.8	164.0	
24	0110111	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.21	84.9	164.0	
25	1110001	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	138.61	84.5	164.0	
26	1100001	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.74	85.2	164.0	
27	1110100	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	146.79	86.9	164.0	
27	1110100	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	136.42	83.2	164.0	
27	1110100	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	157.05	95.8	164.0	
29	0111111	28692.2	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	164.52	100.3	164.0	
29	0111111	28692.2	0.4	0.4	[Line 41] Line S-1_3	132.13	80.5	164.0	
29	0111111	28692.2	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	154.11	94.0	164.0	
29	0111111	28692.2	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	174.83	106.6	164.0	
32	1111110	28677.6	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	164.40	100.2	164.0	
32	1111110	28677.6	0.4	0.4	[Line 41] Line S-1_3	132.01	80.5	164.0	
32	1111110	28677.6	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	153.59	93.9	164.0	
32	1111110	28677.6	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	174.71	106.5	164.0	
35	1110110	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.24	89.2	164.0	
35	1110110	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	135.89	82.9	164.0	
35	1110110	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	156.51	95.4	164.0	
36	1011110	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.16	89.1	164.0	
36	1011110	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	135.80	82.8	164.0	
36	1011110	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	156.43	95.4	164.0	
37	0100111	4000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.74	85.2	164.0	
39	1110111	28692.4	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	164.52	100.3	164.0	

Seite 4 von 6 Seiten

Seite 5 von 6 Seiten

Abbildung 142: Bericht zur Netzengpassanalyse

24.7.1 Einbinden der Individuen

Bei der Anwendung des genetischen Algorithmus ist keine fortlaufende Reihenfolge der erzeugten Individuen im Sinne einer binären Reihe wie bei der Brute-Force-Methode gegeben. Es werden durch das zufallsbasierte Verfahren Individuen erzeugt, in die nächste Generation übertragen oder verworfen. Um die jeweils einer Lastflussberechnung unterzogenen Szenarien besser zuordnen zu können, wird im Bericht auch die Bezeichnung des jeweiligen ausgeführten Individuums ausgegeben.

- Bedingt durch das statistische Verfahren sind die Ergebnisdateien, bei mehrfacher Ausführung im selben betrachteten Stromnetz, nicht vollständig untereinander vergleichbar

24.7.2 Erkennen von Netzengpässen – Überlastungen von Leitungen

Am Ende des Berichtes ist eine tabellarische Zusammenfassung der erkannten Netzengpässen enthalten. Wie das nachfolgende Beispiel zeigt, werden in Form einer Tabelle, die von der Netzengpassanalyse detektierten, überlasteten Leitungen aufgelistet.

Liste der Betriebsmittel Netzengpass

Name des Netzwerkelementes	Ilmax [A]	Ilmax [%]	Imax [A]
[Line 44] Line S-1_4	193.42	117.939	164
[Line 37] Line S-1_5	183.06	111.622	164
[Line 42] Line S-1_6	172.593	105.239	164
[Line 41] Line S-1_3	150.564	91.8072	164

Abbildung 143: Liste der erkannten Netzengpässe – Überlastungen von Leitungen

Einstellwert	Bedeutung
Ilmax [A] oder [%]	Maximaler Leiterstrom
Imax	Maximal zulässiger Laststrom

In der Tabelle werden alle über diesen Grenzwert ausgelasteten Leitungen mit der jeweils größten Auslastung ausgegeben, die nach Auswertung aller berechneten Individuen erkannt wurde. Dadurch wird es dem Anwender ermöglicht die Leitungen im Netz zu identifizieren, welche mögliche Netzengpässe darstellen.

25 Lastflussberechnung mit dem Verfahren nach Newton-Raphson

Die Lastflussberechnung mit dem Verfahren nach Newton-Raphson ist eines der am meisten eingesetzten Verfahren zur Berechnung des stationären Netzzustandes von Stromnetzen. Grundlage des Newton-Raphson-Verfahrens ist die Knotenadmittanzmatrix des Stromnetzes. Die Anwendung des Verfahrens setzt weiter voraus, dass für alle Randknoten des Stromnetzes die Bezugs- bzw. Einspeiseleistungen getrennt nach Wirkleistung P und Blindleistung Q bekannt sind. Die Randknoten werden als PQ-Randknoten oder PQ-Knoten bezeichnet.

Eine Besonderheit des Newton-Raphson-Verfahrens besteht darin, dass ein dezidierter Netzknoten, der i.a. Slack genannt wird, als Bezugsknoten zur Festlegung der Nennspannung des Stromnetzes verwendet wird. Für den Slack-Knoten wird eine idealerweise unendlich große Kurzschlussleistung angenommen. Als Modell des Slack-Knotens wird daher eine ideale Spannungsquelle verwendet. In der Praxis der Lastflussberechnung wird i.a. Regel ein Randknoten mit sehr großer Kurzschlussleistung S_k als Slack-Knoten verwendet.

Ergebnis des Verfahrens nach Newton-Raphson sind die komplexen Knotenspannungen nach Betrag und Phasenwinkel, die den sog. Netzzustandsvektor bilden. Mit Hilfe der Knotenadmittanzmatrix können aus den komplexen Knotenspannungen alle Zweigströme zwischen den Netzketten und daraus resultierend alle Leitungsflüsse getrennt nach Wirk- und Blindleistung berechnet werden.

Die Lastflussberechnung nach Newton-Raphson ist ein iteratives Mehr-Schritt Verfahren mit Konvergenzüberwachung. Ausgehend von einem initialen Netzzustand, i.a. Flat Start genannt, werden die Bezugs- bzw. Einspeiseleistung der PQ-Randknoten den vom Anwender vorgegebenen Bezugs- bzw. Einspeiseleistungen iterativ, d.h. schrittweise angenähert. Stimmen berechnete und vorgegebene Bezugs- bzw. Einspeiseleistungen der PQ-Randknoten unter Berücksichtigung einer vom Anwender vorgegebenen Genauigkeit überein, spricht man von Konvergenz der Lastflussberechnung, sonst von Divergenz. Zusätzlich wird das iterative Verfahren nach Newton-Raphson mit einer anwenderspezifischen maximal zulässigen Anzahl von Iterationsschritten auf Divergenz überwacht.

Die im letzten konvergenten Iterationsschritt berechneten komplexen Knotenspannungen, d.h. der Netzzustandsvektor repräsentiert den gültigen Netzzustand, welcher sich aufgrund der Übereinstimmung der vom Anwender vorgegebenen Leistungen P und Q mit den vom Newton-Raphson-Verfahren iterativ berechneten Leistungen P und Q an allen PQ-Knoten ergibt.

Die netzphysikalische Grundlage des Newton-Raphson-Verfahrens ist der quadratische, d.h. nichtlineare Zusammenhang zwischen den komplexen Knotenspannungen und den komplexen Scheinleistungen. Die Vorgehensweise zur Aufstellung und Lösung des sich dadurch ergebenden nichtlinearen Gleichungssystems wird im Folgenden näher erläutert.

Es soll hier schon angemerkt werden, dass das in ATPDesigner implementierte Verfahren zur Lastflussberechnung nach Newton-Raphson einen fehlerfreien symmetrischen Netzzustand voraussetzt. Daraus ergibt sich, dass es sich um eine Lastflussberechnung im Mitsystem des Stromnetzes handelt. Gegensystem und Nullsystem des Stromnetzes werden zu Null angenommen und müssen nicht berücksichtigt werden.

25.1 Mathematische Beschreibung des Verfahrens

Das Newton-Raphson-Verfahren ist ein effizientes und in der Praxis häufig anzutreffendes Verfahren, um Leistungsflüsse zu berechnen. Das in diesem Zusammenhang zu lösende nichtlineare Gleichungssystem lässt sich aus den einzelnen Leistungsgleichungen eines Netzknotens i in einem Stromnetz mit m Knoten in Matrixschreibweise folgendermaßen formulieren [34]. Der Knoten i wird im Folgenden als **Referenzknoten** bezeichnet.

Leistungsgleichungen eines Netzknotens i als Referenzknoten

$$\begin{pmatrix} \underline{S}_1 \\ \underline{S}_2 \\ \vdots \\ \underline{S}_i \\ \vdots \\ \underline{S}_m \end{pmatrix} = 3 \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{U}_2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & 0 & 0 & \ddots & 0 & 0 \\ \underline{S}_i & 0 & 0 & 0 & \underline{U}_i & 0 & 0 \\ \vdots & 0 & 0 & 0 & 0 & \ddots & 0 \\ \underline{S}_m & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{U}_m \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1j} & \cdots & \underline{Y}_{1m} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2j} & \cdots & \underline{Y}_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{i1} & \underline{Y}_{i2} & \cdots & \underline{Y}_{ij} & \cdots & \underline{Y}_{im} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{m1} & \underline{Y}_{m2} & \cdots & \underline{Y}_{mj} & \cdots & \underline{Y}_{mm} \end{pmatrix}^* \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_m \end{pmatrix}^*$$

- \underline{S}_i : dreiphasige Scheinleistung an Knoten i
- \underline{U}_i : Mitsystemspannung am Knoten i
- \underline{Y}_{ij} : Mitsystemadmittanz zwischen Knoten i und j

Der Index j beschreibt hierbei den entsprechenden **Gegenknoten** eines Netzzweiges zum einem **Referenzknoten** i wie beispielsweise einer Leitung. Das obige Gleichungssystem lässt sich auch in verkürzter Matrixschreibweise darstellen.

$$\mathbf{s} = 3 \cdot \mathbf{u}_{diag} \cdot \mathbf{i}^* = 3 \cdot \mathbf{u}_{diag} \cdot \mathbf{Y}^* \cdot \mathbf{u}^*$$

- \mathbf{Y} : Knotenadmittanzmatrix des Stromnetzes
- \mathbf{u} : Vektor der Knotenspannungen

Grundlage der Leistungsgleichungen ist die Knotenadmittanzmatrix \mathbf{Y} die das Stromnetz als elektrisches Netzwerk im stationären Netzzustand vollständig beschreibt.

$$\begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1,j} & \cdots & \underline{Y}_{1,m} \\ \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2,j} & \cdots & \underline{Y}_{2,m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \underline{Y}_{i,1} & \underline{Y}_{i,2} & \cdots & \underline{Y}_{i,j} & \cdots & \underline{Y}_{i,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{m,1} & \underline{Y}_{m,2} & \cdots & \underline{Y}_{m,j} & \cdots & \underline{Y}_{m,m} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_m \end{pmatrix}$$

- \mathbf{Y} : Knotenadmittanzmatrix des Stromnetzes
- \mathbf{u} : Vektor der Knotenspannungen
- \mathbf{i} : Vektor der Knotenströme, die von außen in die Knoten eingespeist werden

Die Admittanzen der Knotenadmittanzmatrix werden nach [34] wie folgt für die haupt- und Nebendiagonalelemente berechnet. Es wird angenommen, dass die Betriebsmittel durch Ersatzschaltbilder mit Längs- und Queradmittanzen nachgebildet werden.

Hauptdiagonalelement Knoten i

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j=1}^m (\underline{Y}_{0,ij} + \underline{Y}_{ij})$$

Der Index 0 kennzeichnet den Index des Bezugsknotens der Knotenspannungen.

Nebendiagonalelement Zweig Knoten i – Knoten j

$$\underline{Y}_{ij} = -\underline{Y}_{ji}$$

Das in ATPDesigner implementierte Verfahren nach Newton-Raphson vernachlässigt vereinfachend die hochohmigen Querimpedanzen der Ersatzschaltbilder der Betriebsmittel. Daher werden Impedanz behaftete Betriebsmittel nur durch eine Längsadmittanzen beschrieben. Queradmittanzen werden zu Null angenommen. Dadurch ergeben sich folgende vereinfachte Vorschriften zur Definition der Haupt- und Nebendiagonalelemente der Knotenadmittanzmatrix.

Hauptdiagonalelement Knoten i

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j=1}^m \underline{Y}_{ij}$$

Nebendiagonalelement Knoten i – Knoten j

$$\underline{Y}_{ij} = -\underline{Y}_{ji}$$

25.2 Leistungsflussberechnung nach Newton-Raphson in ATPDesigner

Bei der Leistungsflussberechnung mit Hilfe des Newton-Raphson-Verfahrens wird die Ermittlung der unbekannten Größen in zwei Schritten ausgeführt. Im ersten Schritt wird der Zustandsvektor \mathbf{u} (im Folgenden auch als \mathbf{x} bezeichnet) durch Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems der Leistungsgleichungen ermittelt. Ergebnis sind die Knotenspannungen jedes Netzknotens gegen Bezugsknoten. Der Bezugsknoten ist in Stromnetzen das Bezugspotential in aller Regel Erdpotential.

$$\mathbf{s} = 3 \cdot \mathbf{u}_{diag} \cdot \mathbf{i}^* = 3 \cdot \mathbf{u}_{diag} \cdot \mathbf{Y}^* \cdot \mathbf{u}^*$$

Mit Hilfe dieses Zustandsvektors und den Admittanzen der Netzzweige werden anschließend in einem zweiten Schritt die Leistungsflüsse, Verluste und die Ströme der Netzzweige berechnet.

Die Grundlage des Newton-Raphson-Verfahrens bildet das Tangentenverfahren zur numerischen Suche einer Nullstelle einer nichtlinearen Funktion $f(x)$. Das Verfahren soll für den eindimensionalen Fall zur Lösung einer nichtlinearen Gleichung mit einer Unbekannten dargestellt werden.

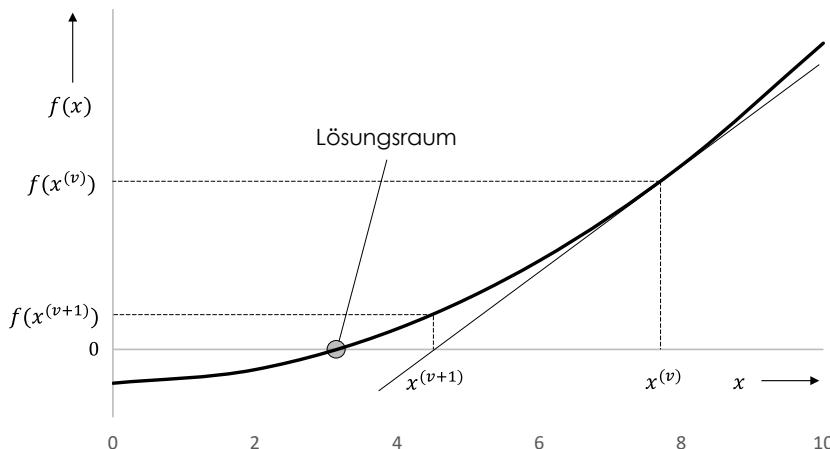


Abbildung 144: Exemplarische Darstellung eines Iterationsschrittes des Newton-Raphson-Verfahrens für eine nichtlineare Funktion mit einer Unbekannten nach [34].

Die Bestimmung der gesuchten Lösung x erfolgt iterativ, indem ausgehend von einem Schätzwert $x^{(v)}$ die Funktion um den dazugehörigen Funktionswert $f(x^{(v)})$, durch Anlegen der Tangente, linearisiert wird. Anschließend wird die Nullstelle dieser Tangente berechnet. Sie bildet einen besseren Schätzwert $x^{(v+1)}$ zur Lösung der Gleichung. Mit Hilfe des neuen Wertes $x^{(v+1)}$ kann wiederum ein neuer Funktionswert $f(x^{(v+1)})$ berechnet werden, um den abermals linearisiert wird. Das Verfahren wird so oft wiederholt bis eine vorgegebene Konvergenzschanke ε unterschritten wird und damit ein Funktionswert $f(x)$ innerhalb des Lösungsraumes vorliegt.

Bei der Leistungsflussberechnung entspricht \mathbf{x} dem Knotenspannungsvektor \mathbf{u} . Das Leistungsflussproblem kann als Nullstellensuche formuliert werden. Die berechneten Leistungen $\mathbf{s}(\mathbf{x})$ sollen den an jedem Knoten vorgegebenen Leistungen \mathbf{s}_{geg} entsprechen.

$$\mathbf{s}(\mathbf{x}) \stackrel{!}{=} \mathbf{s}_{geg}$$

Die Differenz aus berechneter und vorgegebener Leistung entspricht dann der gesuchten Nullstelle.

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \mathbf{s}(\mathbf{x}) - \mathbf{s}_{geg} \stackrel{!}{=} \mathbf{0}$$

Mathematisch erfolgt die gezeigte Linearisierung durch eine Taylorreihenentwicklung mit Abbruch nach dem ersten Glied.

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(v+1)}) \approx \mathbf{f}(\mathbf{x}^{(v)}) + \frac{\partial \mathbf{f}(\mathbf{x}^{(v)})}{\partial (\mathbf{x}^{(v)})^T} \Delta \mathbf{x}^{(v)}$$

Setzt man die Gleichungen ineinander ein, lässt sich nach dem Zustandsänderungsvektor $\Delta \mathbf{x}^{(v)}$ auflösen, welcher die Änderung der komplexen Knotenspannungen nach Betrag und Phasenlage enthält:

$$\frac{\partial \mathbf{s}(\mathbf{x}^{(v)})}{\partial (\mathbf{x}^{(v)})^T} \cdot \Delta \mathbf{x}^{(v)} = \mathbf{s}_{geg} - \mathbf{s}(\mathbf{x}^{(v)})$$

Das Gleichungssystem des Newton-Raphson-Algorithmus¹ lässt sich mit der Einführung der Jacobimatrix \mathbf{J} in verkürzter Form darstellen.

$$\mathbf{J}^{(v)} \cdot \Delta \mathbf{x}^{(v)} = \Delta \mathbf{s}^{(v)}$$

Die Elemente der Jacobimatrix \mathbf{J} sind abhängig von der Wahl des Koordinatensystems und dem aktuell gültigen Iterationsschritt. Das bedeutet, dass die Matrix in jedem Iterationsschritt neu berechnet werden muss. Mit Hilfe des Änderungsvektor $\Delta \mathbf{x}^{(v)}$ lässt sich der verbesserte Schätzwert $\mathbf{x}^{(v+1)}$ ermitteln.

$$\mathbf{x}^{(v+1)} = \mathbf{x}^{(v)} + \Delta \mathbf{x}^{(v)}$$

Der neue Schätzwert $\mathbf{x}^{(v+1)}$ dient nun zur Berechnung eines neuen Leistungsvektors $\mathbf{s}(\mathbf{x}^{(v+1)})$. Die Iteration wird so lange durchgeführt bis eine vorgegebene Konvergenzschanke ε unterschritten wird.

Weitere Informationen zur Jakobimatrix und dem Newton-Raphson-Verfahren finden sich in [35]. Folgende Hinweise sind zu beachten:

- Berechnet werden die Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Spannungen, Leiterströme als auch die Spannungen und Ströme im Mitsystem sowie die übertragenen Leistungen für den stationären Netzzustand.
- Das Verfahren basiert auf einer Berechnung des stationären fehlerfreien Netz Zustandes im Mitsystem, weshalb keine unsymmetrischen Leistungsflüsse berechnet werden. Gegen- und Nullsystem werden im Modell des Stromnetzes zu Null angenommen. Hierbei ist zu beachten, dass unsymmetrische Quellen, Senken und Verbraucher zwar durch das Netzberechnungsprogramm parametriert werden können, diese aber nicht in der Berechnung unterstützt werden.
- Das Verfahren berücksichtigt keinen Kurzschluss.
- Das Ersatzschaltbild von Zweielementen wie Leitungen, Transformatoren etc. wird lediglich durch die Längselemente gebildet, Querelemente werden in den Ersatzschaltbildern nicht berücksichtigt.
- Netzeinspeisungen bilden einen **Slack** Knoten, d.h. ihr Ersatzschaltbild besteht aus einer 3-phäsig symmetrischen idealen Spannungsquelle ohne Kurzschlus simpedanz, d.h. $Z_{1k}=0\Omega$.
- Nach dem Start des Verfahrens wird eine Spannungsebenen-Prüfung für alle Betriebsmittel, die eine Spannungs- oder Leistungsquelle mit einem Einstellwert für die Nennspannung U_n haben, wie z.B. **Netzeinspeisung**, **Erzeugungsanlage (DEA)** oder **Synchrongenerator**, durchgeführt. Die eingestellte Nennspannung des versorgenden **Transformator 2-Wicklung** wird für alle in dieser Spannungsebene liegenden Betriebsmittel übernommen.

Im Folgenden wird erläutert, was bei der Anwendung des Verfahrens innerhalb des Netzberechnungsprogramms beachtet werden muss.

25.3 Anwendung der Lastflussberechnung mit Newton-Raphson

Die Lastflussberechnung mit dem Verfahren nach Newton-Raphson wird durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button  innerhalb der **Lastfluss Toolbar** oder über Hauptmenü **Prüfungen** mit dem Menüeintrag **Lastflussberechnung mit Newton-Raphson** gestartet.

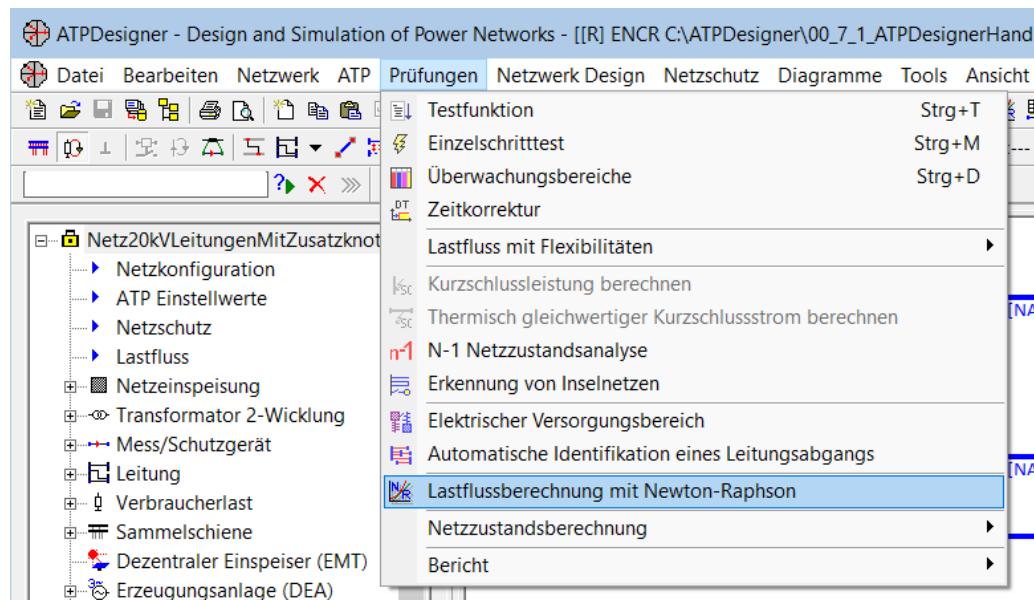


Abbildung 145: Lastflussberechnung nach dem Verfahren nach Newton-Raphson.

Wie auch bei der Lastflussberechnung über das Stromiterationsverfahren (Toolbar-Button  werden die Konvergenzinformationen in der Statusleiste angezeigt.

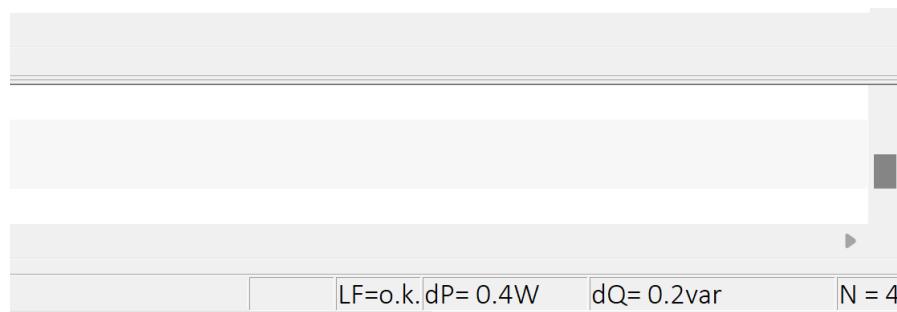


Abbildung 146: Informationen zur Konvergenz in der Statusleiste.

Hierbei beschreiben dP und dQ die im aktuellen Iterationsschritt ermittelte Summe der Betragsdifferenzen zwischen gegebener (also an den PQ-Randknoten, wie z.B. einer **Verbraucherlast** eingestellter) und durch das Verfahren berechneter Wirkleistung bzw. Blindleistung über allen m Netzknoten. Es wird überprüft, ob diese Summe kleiner als die eingestellte Konvergenzschanke ΔP_{max} und ΔQ_{max} ist.

$$dP = \sum_{i=1}^m |P_{i,geg} - P_i| < \Delta P_{max}$$

$$dQ = \sum_{i=1}^m |Q_{i,geg} - Q_i| < \Delta Q_{max}$$

- $P_{i,\text{geg}}$: Eingestellter Wert der Wirkleistung am Knoten i
- $Q_{i,\text{geg}}$: Eingestellter Wert der Blindleistung am Knoten i
- P_i : Berechneter Wert der Wirkleistung des aktuellen Iterationsschrittes
- Q_i : Berechneter Wert der Blindleistung des aktuellen Iterationsschrittes

Die Konvergenzschranken und die maximale Anzahl an Iterationsschritten können innerhalb des Einstelldialogs **Einstellung Lastflussberechnung** in der Registerkarte **Newton-Raphson** eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Max. Steps	Maximal zulässige Anzahl von Iterationsschritten
Max. Delta P	Konvergenzschranke der Wirkleistung ΔP_{max}
Max. Delta Q	Konvergenzschranke der Blindleistung ΔQ_{max}

Es sei erwähnt, dass selbst bei sehr klein gewählten Konvergenzschranken und großen Stromnetzen mit vielen Betriebsmitteln das Verfahren i.d.R. nach drei bis vier Iterations schritten eine Lösung findet. Allerdings nimmt die Berechnungszeit nichtlinear mit der Anzahl an Knoten im Stromnetz zu.

Im Folgenden werden allgemeine Hinweise zum Aufbau des Stromnetzes und zur Parametrierung der Betriebsmittel gegeben, da das Verfahren nicht alle Einstellwerte, die ATPDesigner zur Verfügung stellt, berücksichtigt. Ein nicht erlaubter Stromnetzaufbau erkennt man i.d.R. an einer Fehlermeldung im **Meldungsfenster** oder die Berechnung findet keine konvergente Lösung.

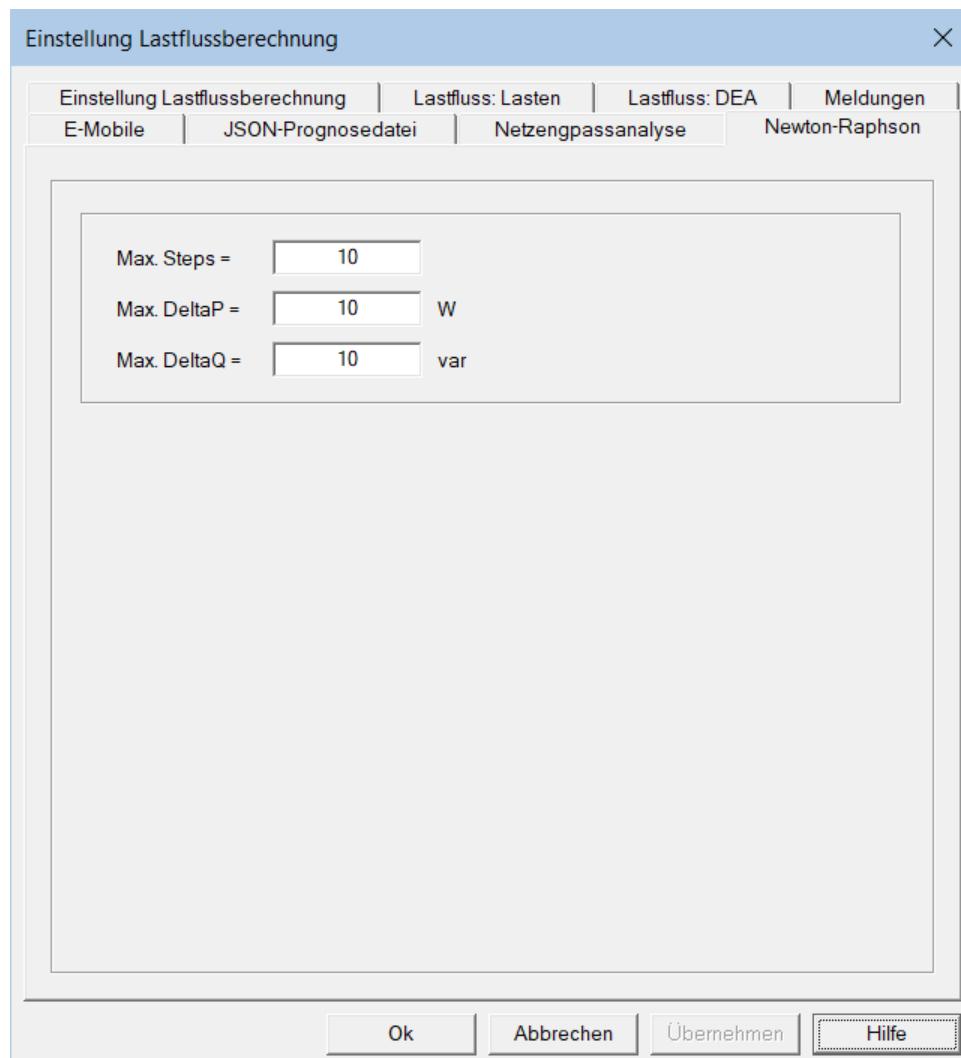


Abbildung 147: Einstelldialog für die Lastflussberechnung nach Newton-Raphson.

25.4 Vorgehensweise und Anforderungen des Verfahrens

Das Verfahren stellt Anforderungen an Topologie und Betriebsmittel des Stromnetzes. Grundlage der Anforderungen ist ein 3-phägiger elektrisch symmetrischer Netzzustand mit 3-phägen elektrisch symmetrischen Betriebsmitteln. Als Konsequenz genügt es, das Stromnetz im Mitsystem zu betrachten, da wegen der Symmetrie Gegensystem und Nullsystem nicht berücksichtigt werden müssen. Das Verfahren nach Newton-Raphson führt somit nur eine Lastflussberechnung im Mitsystem durch.

In einem ersten Schritt wird das Stromnetz topologisch analysiert, um Referenzknoten und Gegenknoten zu identifizieren. Diese Knoten werden benötigt, um im zweiten Schritt die Knotenadmittanzmatrix zu erstellen. Es wird hier nochmals darauf hingewiesen, dass die Ersatzschaltbilder der Impedanz behafteten Betriebsmittel nur aus Längselementen bestehen. Folgendes wird von dem Verfahren zur Identifikation von **Referenzknoten** und **Gegenknoten** (im Folgenden kurz **Knoten** genannt) beachtet.

- **Sammelschienen** sind immer Knoten. Entsteht durch die Sammelschiene keine Stromverzweigung so spricht man von einem Transitknoten, im Falle einer Stromverzweigung von einem Verzweigungsknoten.

- **Zusatzknoten** von **Leitungen** bilden aus Sicht der Stromnetzes eine Sammelschiene nach und werden deshalb als Knoten berücksichtigt, wenn an den Zusatzknoten weitere Netzwerkelemente angeschlossen sind.
- Netzwerkelemente, die als PQ-Knoten verwendet werden wie z.B. **Verbraucherlasten** oder **Erzeugungsanlagen (DEA)** sind Knoten.
- Das Verfahren unterscheidet zwischen **Impedanz behafteten** und **Impedanz losen Netzwerkelementen**. Impedanz lose Netzwerkelemente werden vor der Erstellung der Knotenadmittanzmatrix aus dem Stromnetz eliminiert. Es entsteht so ein topologisch gleiches aber bzgl. der darin enthaltenen Anzahl Netzwerkelemente reduziertes Stromnetz. Die Vorgehensweise der Elimination Impedanz loser Netzwerkelemente hat den Vorteil, dass die Ordnung der Knotenadmittanzmatrix minimiert wird.

Im Weiteren sind folgende Punkte zu beachten.

- Die im Newton-Raphson Verfahren verwendeten Modelle der Betriebsmittel bestehen vereinfachend nur aus Längsimpedanzen bzw. Längsadmittanzen. Querlemente wie z.B. die Leiter-Erd- oder Leiter-Leiter-Kapazitäten von Leitungen werden zum Aufbau der Knotenadmittanzmatrix nicht berücksichtigt.
- Es muss mindestens eine **Netzeinspeisung** und ein **Transformator 2-Wicklung** im Stromnetz enthalten sein.
- Alle **Netzeinspeisungen** werden unabhängig von den Einstellwerten als **Slack**, d.h. als ideale 3-phägige symmetrische Drehspannungsquelle verwendet.
- Die internen Verbraucherlasten der Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** werden nicht unterstützt.
- Die **Erzeugungsanlage (DEA)** darf nur in der Betriebsart **P_{nom} (Ip:3p) = const.** mit **cos phi = const.** betrieben werden. Kennlinien zur Blindleistungsbereitstellung z.B. Q/P oder Q(U) werden nicht unterstützt. Der LVRT-Betrieb (Kurzschlussbetrieb) wird ebenfalls nicht unterstützt.

Die nachfolgenden Netzwerkelemente (Betriebsmittel) werden von dem Verfahren bei der Aufstellung der Knotenadmittanzmatrix und damit bei der Erstellung der Leistungsgleichungen berücksichtigt.

Netzwerkelement	Bedeutung
Verbraucherlast	PQ-Knoten als Referenz-/Gegenknoten
Erzeugungsanlage (DEA)	PQ-Knoten als Referenz-/Gegenknoten
Transformator 2-Wicklung	Impedanz behaftetes Netzwerkelement, aktiver Stufen-Schalter mit Spannungsregler wird als Referenz-/Gegenknoten berücksichtigt
Leitung	Impedanz behaftetes Netzwerkelement, Schalterstellung der Trennschalter am Leitungsende wird berücksichtigt, ggfs. aktive Zusatzknoten werden als Sammelschiene, d.h. als Referenz-/Gegenknoten berücksichtigt

Sammelschiene	Referenz-/Gegenknoten, Schalterstellung der Abgangstrennschalter wird berücksichtigt
Mess/Schutzgerät	Impedanz loses Netzwerkelement
Netzeinspeisung	Referenz-/Gegenknoten, Slack
Messleitungen	Impedanz behaftetes Netzwerkelement
Schalter	Impedanz loses Netzwerkelement, Schalterstellung wird berücksichtigt

Wird von dem Verfahren während der Erstellung der Knotenadmittanzmatrix ein Fehler z.B. unzulässige Netzwerkelemente erkannt, so wird die nachfolgend dargestellte Fehlermeldung ausgegeben.

```

>>> P9 [Prb 9] - 0.4kV -> 0.4kV
>>> PV-Anlage 100kW [3Ph 1] - 0.4kV -> 0.4kV
>>> P10 [Prb 10] - 0.4kV -> 0.4kV
>>> 50kW [Load 1] - 0.4kV -> 0.4kV

> Suche nach nicht verbundenen Knoten für alle Netzwerkelemente ...
>> 0 nicht verbundene Knoten gefunden
>> Suche nach nicht verbundenen Knoten beendet

NEWTON RAPHSON Fehler> Unzulässiger Netzaufbau
NEWTON RAPHSON>> Abbruch ...

```

Abbildung 148: Newton-Raphson - Fehlermeldung bei unzulässigem Stromnetz

Die folgende Abbildung dient als Beispiel für eine zulässigen Netztopologie. Nachfolgend wird erläutert, welche Schritte das Verfahren intern durchführt, um den Aufbau der Knotenadmittanzmatrix vorzubereiten.

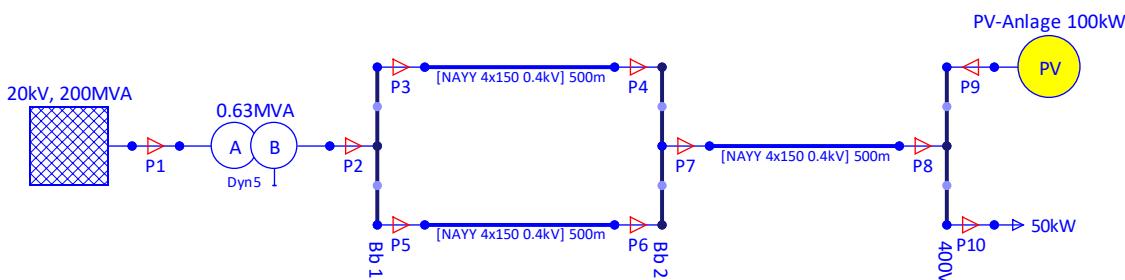


Abbildung 149: Newton-Raphson - Beispiel eines zulässigen Stromnetzes

Nach der Identifikation der Knoten (Referenz- und Gegenknoten) und erstellen der internen Knotenliste, eliminiert das Verfahren Impedanz lose Netzwerkelemente aus der Netztopologie. Als Knoten ergeben sich im dem oben dargestellten Stromnetz:

- Netzeinspeisung, drei Sammelschienen, Erzeugungsanlage (DEA) und Verbraucherlast

Das Resultat ist das Stromnetz mit gleicher Netztopologie aber minimierter Anzahl von Netzwerkelementen.

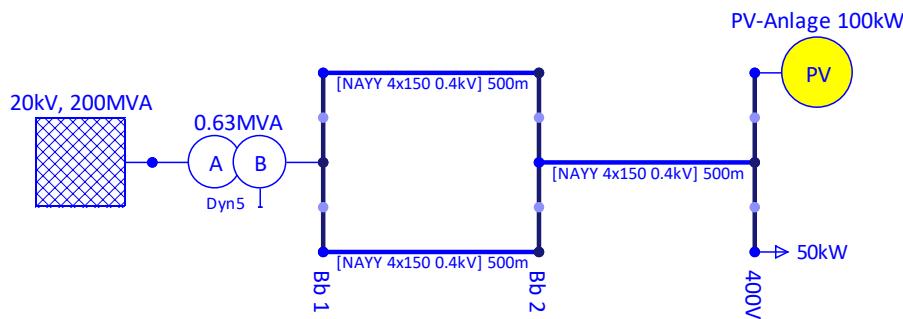


Abbildung 150: Stromnetz nach der Elimination Impedanz loser Netzwerkelemente

Im nächsten Schritt werden an den Knoten angeschlossenen PQ-Knoten auf je Knoten jeweils einen PQ-Bilanzknoten reduziert.

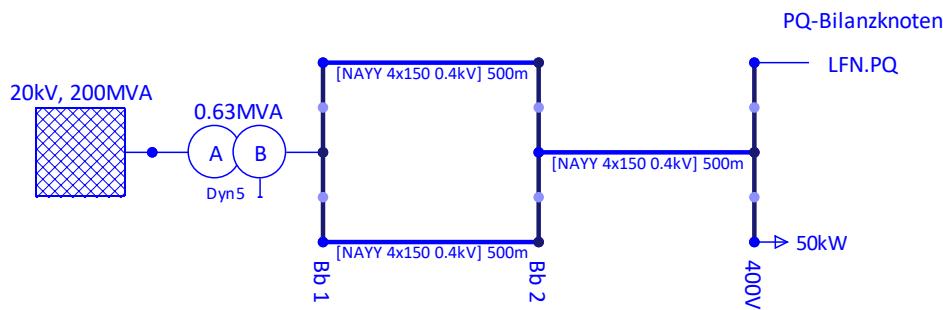


Abbildung 151: Stromnetz mit PQ-Bilanzknoten

Auf Basis des oben dargestellten Stromnetzes wird die Knotenadmittanzmatrix erstellt.

25.5 Hinweise zur Parametrierung der Betriebsmittel

Für die Lastflussberechnung werden bei allen Betriebsmitteln lediglich spezifische allgemeine Einstellwerte (Registerkarte **Allgemeine Daten**) ausgewertet. Ausnahme bildet der **Transformator 2-Wicklung**, bei dem zusätzlich die Registerkarte **Spannungsregler** berücksichtigt wird. Daten aus anderen Registerkarten werden nicht berücksichtigt. Die Spannungsebene wird durch den Transformator vorgegeben, es ist nicht notwendig innerhalb der Betriebsmitteleinstellungen die Spannungsebene zu parametrieren. Im Folgenden werden anhand von Abbildungen alle relevanten Einstellwerte **rot** hervorgehoben.

- Die Lastflussberechnung nach Newton-Raphson verwendet keine Lastprofile (**allgemeine Lastprofile nach VDEW** [23] und **anlagenspezifische Lastprofil mit ID**) oder **JSON-Prognosedateien**.
- Die Lastflussberechnung nach Newton-Raphson kann keine Lastflussberechnung mit Lastprofilen, d.h. keine Zeitreihenberechnung durchführen.

25.5.1 Newton-Raphson: Verbraucherlast

Eine **Verbraucherlast** wird immer als PQ-Knoten modelliert, unabhängig von der eingestellten Betriebsart.

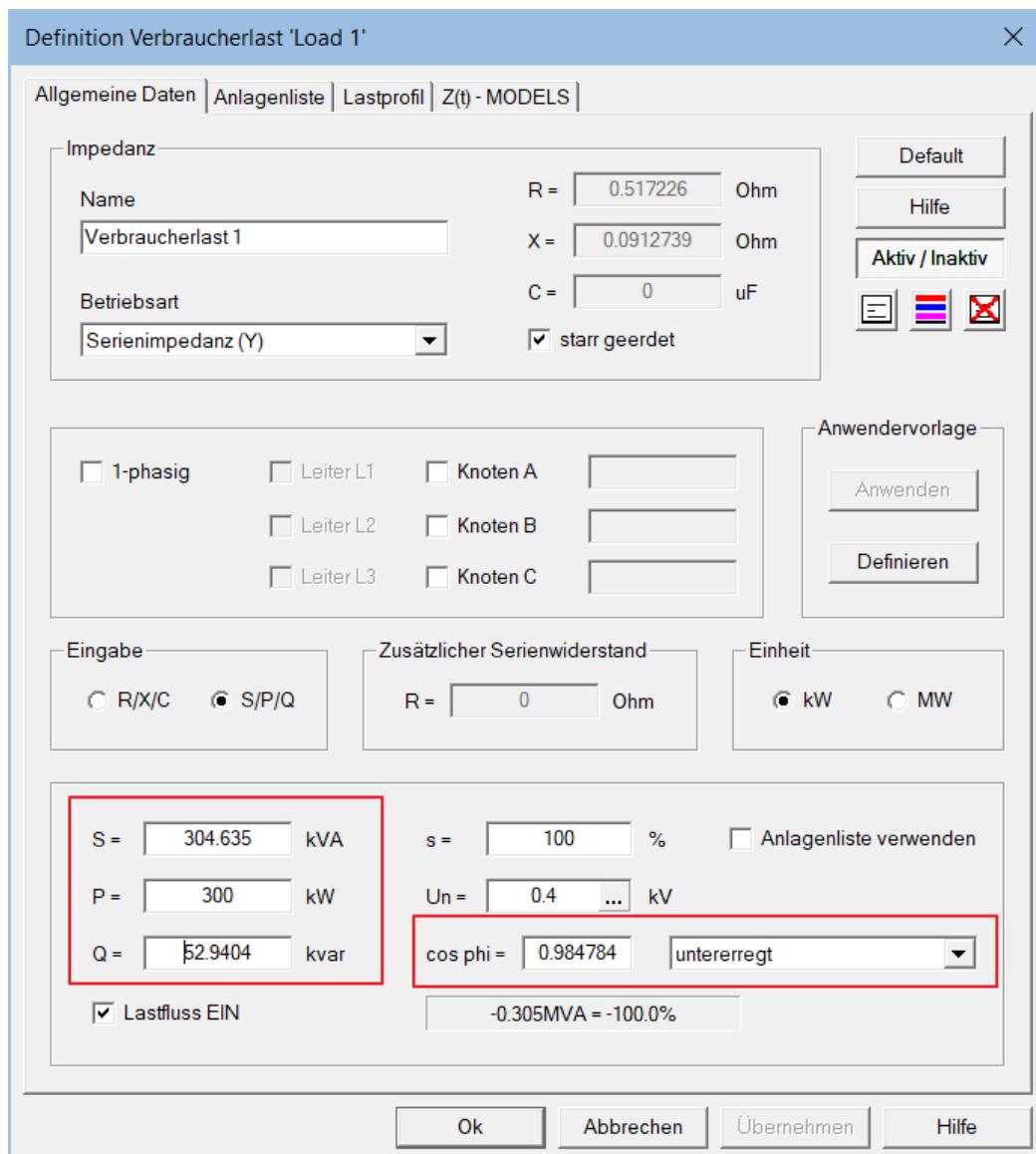


Abbildung 152: Newton-Raphson: berücksichtigte Einstellwerte Verbraucherlast

25.5.2 Newton-Raphson: Erzeugungsanlage (DEA)

Eine **Erzeugungsanlage (DEA)** wird immer als PQ-Knoten modelliert, unabhängig von der eingestellten Betriebsart. Die Strombegrenzung I_{max} wird nicht berücksichtigt.

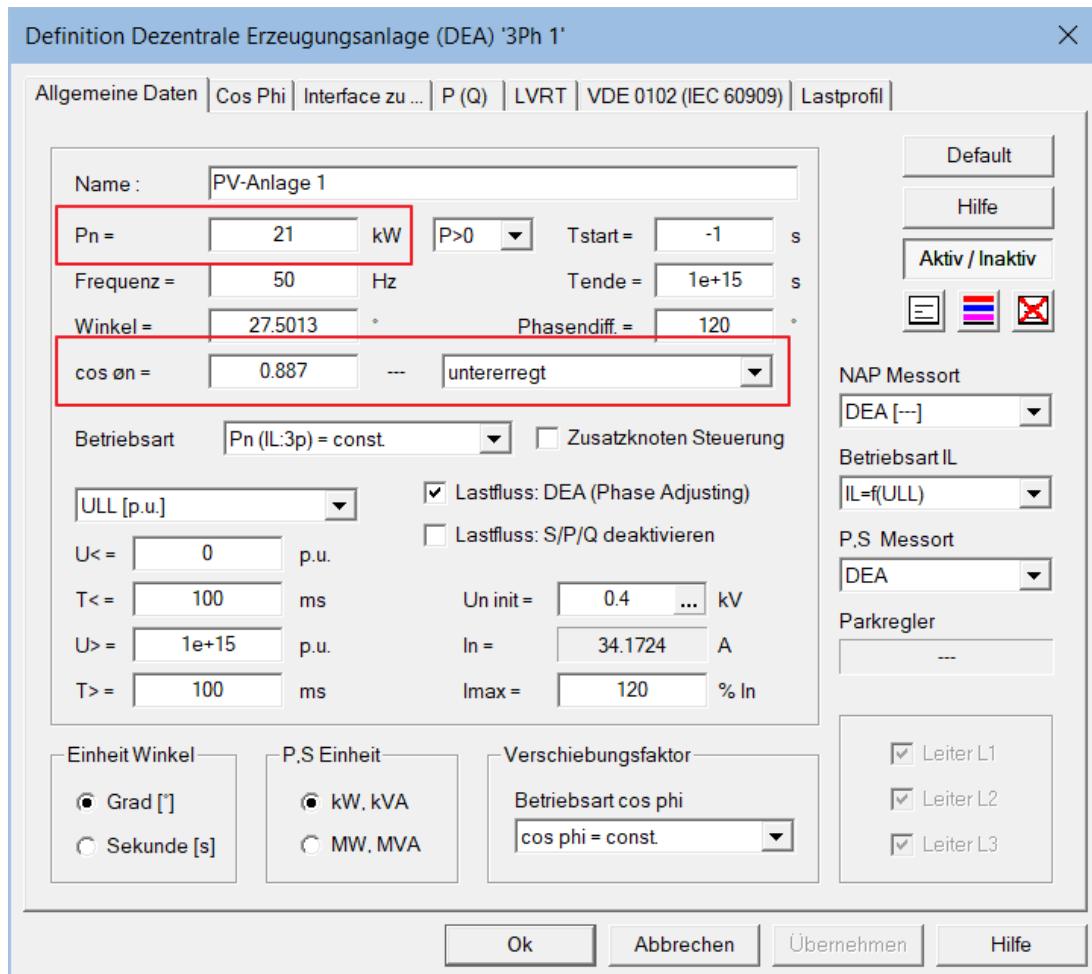


Abbildung 153: Newton-Raphson: berücksichtigte Einstellwerte Erzeugungsanlage (DEA)

25.5.3 Newton-Raphson: Transformator 2-Wicklung

Ein **Transformator 2-Wicklung** wird im Ersatzschaltbild durch seine Kurzschlussimpedanz abgebildet. Es werden die Registerkarten **Allgemeine Daten** und **Spannungsregler** unterstützt. Die Funktionsweise des Spannungsreglers wird in Band 2 des Handbuchs erläutert.

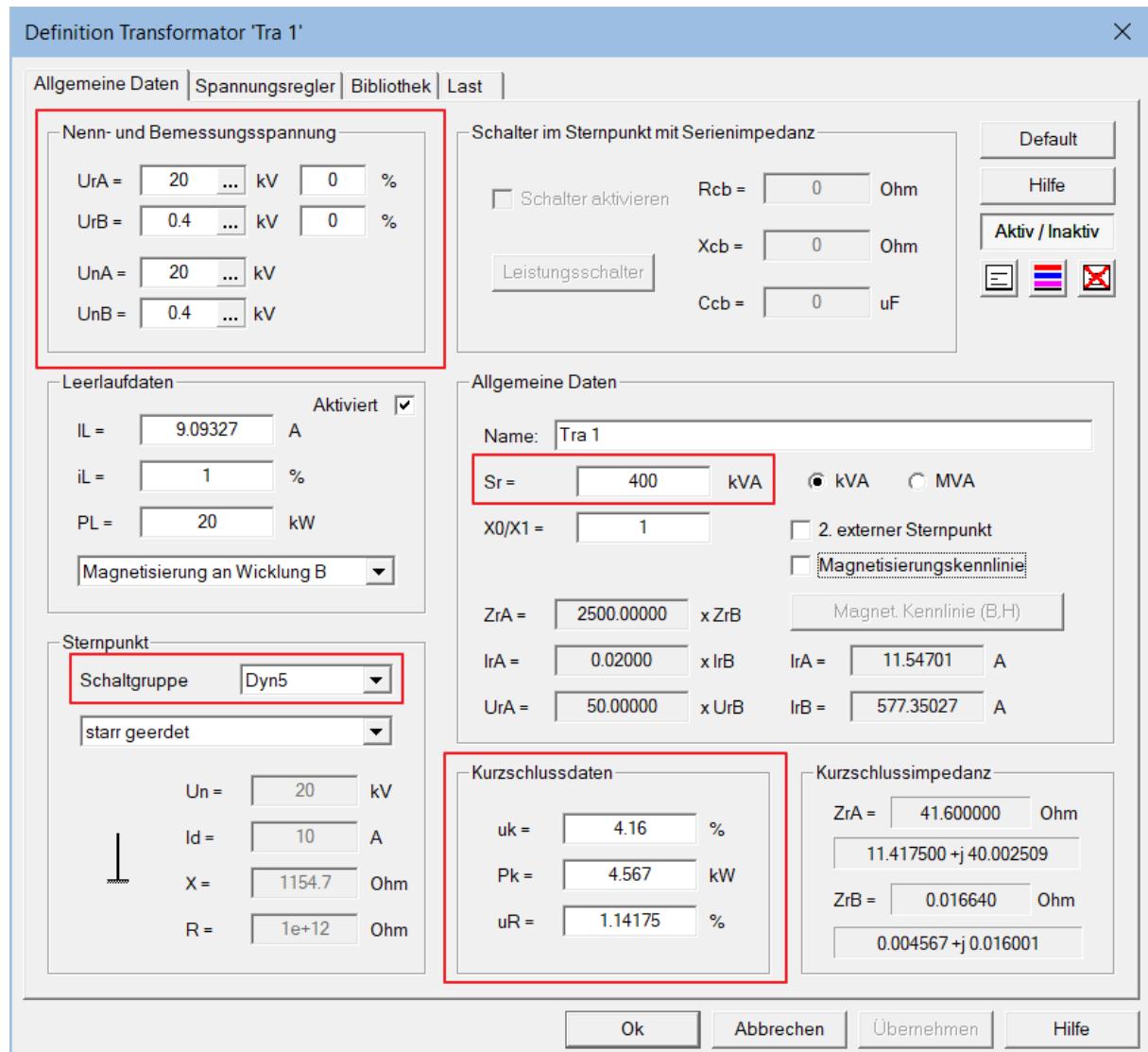


Abbildung 154: Newton-Raphson: Einstellwerte Transformator 2-Wicklung

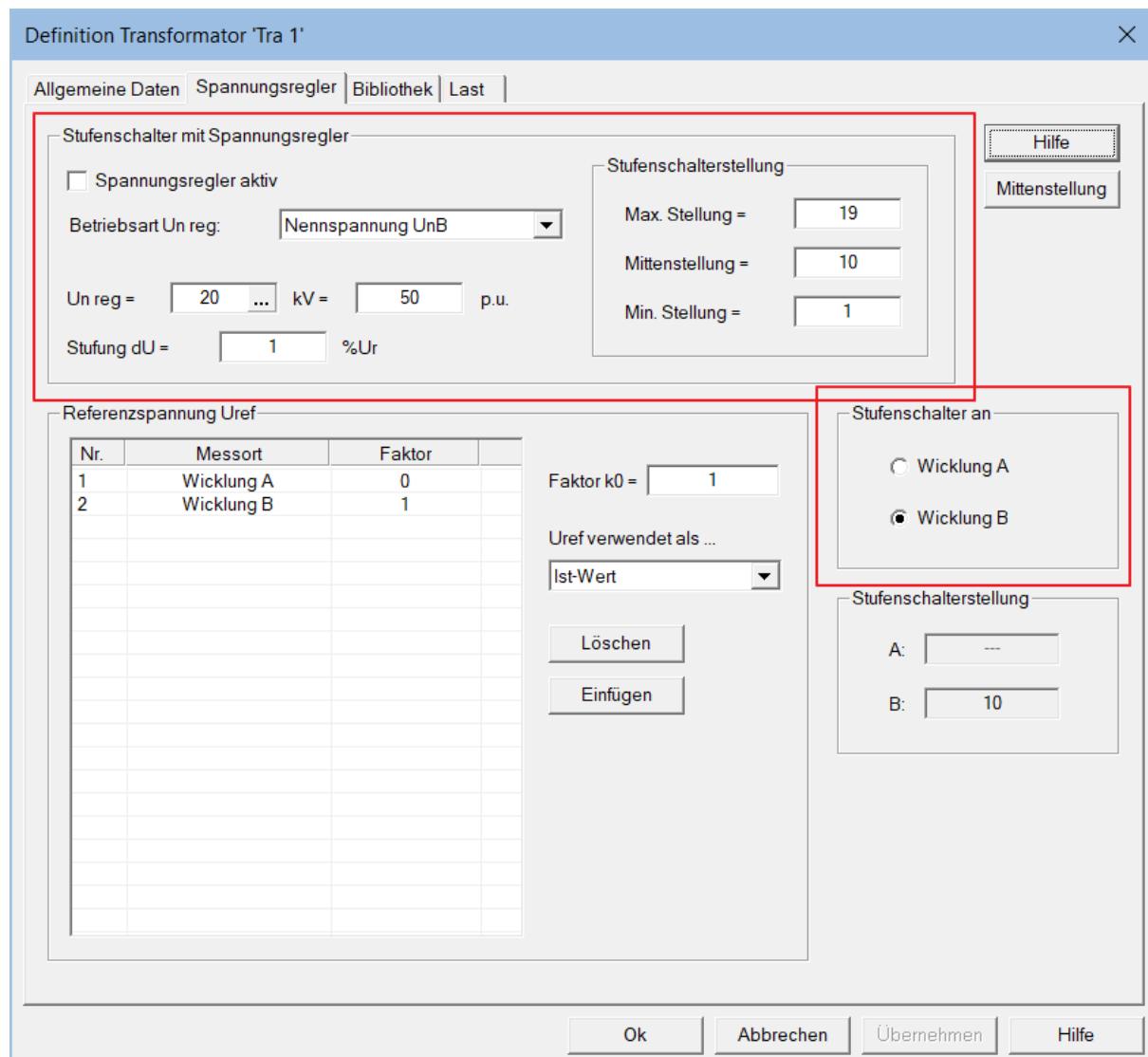


Abbildung 155: Newton-Raphson: Einstellwerte Transformator 2-Wicklung

Bei der Lastflussberechnung nach Newton Raphson fällt der Messort der Referenzspannung mit den Anschlussklemmen der Wicklung zusammen, auf denen der Stufenschalter sitzt. Der Messort kann daher nicht frei gewählt werden und es ist auch nicht möglich mehrere Messorte zu parametrieren. Sofern Stufenschalter und damit der Messort an Wicklung A des Transfomators liegen, wird die gemessene Spannung mit dem Transformatorübersetzungsverhältnis auf die B-Seite umgerechnet. Der daraus resultierende Spannungswert, liegt damit auf der gleichen Spannungsebene wie der Sollwert, welcher nur für Wicklung B vorgegeben werden kann.

25.5.4 Newton-Raphson: Leitung

Die **Leitung** wird durch ihre Längsimpedanz im Mitsystem R_1 und X_1 abgebildet.

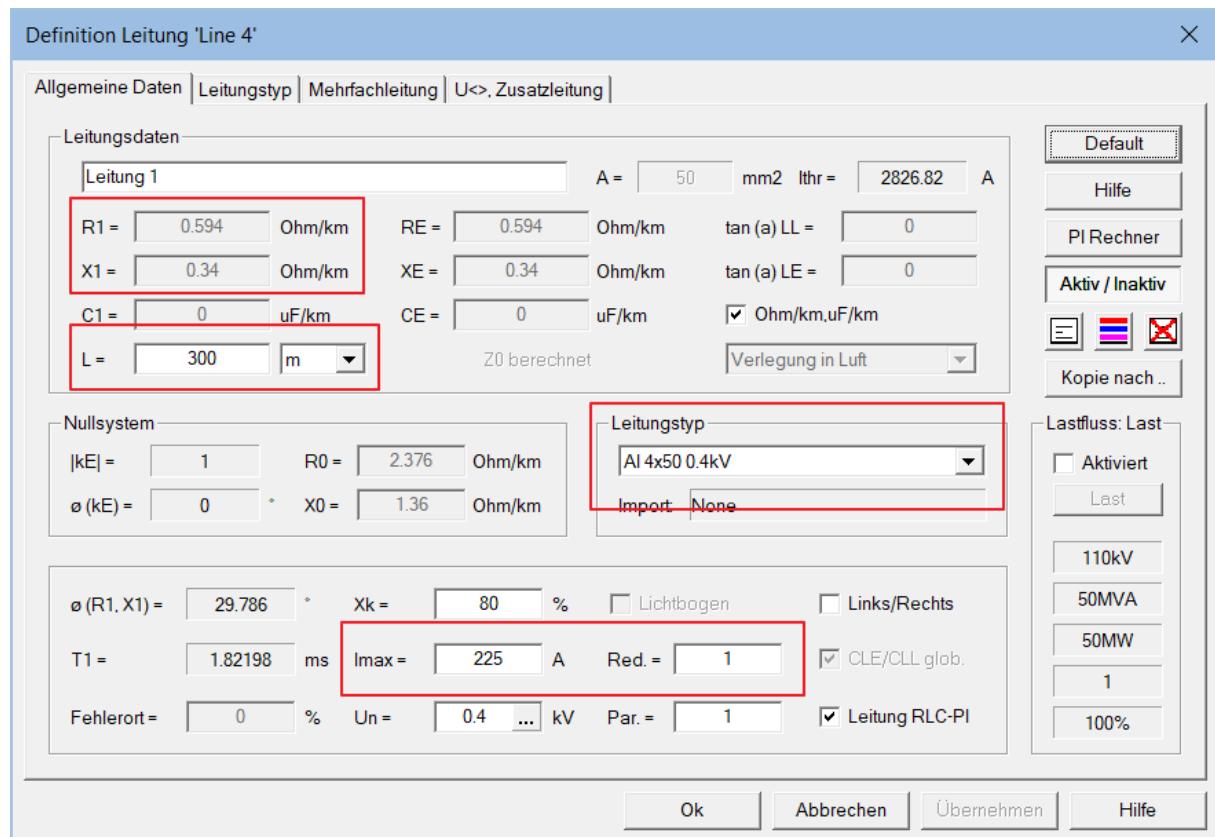


Abbildung 156: Newton-Raphson: Einstellwerte **Leitung**

25.5.5 Newton-Raphson: Verbindung (Messleitungen)

Die Messleitung wird als Längsresistenz R berücksichtigt, sofern die Betriebsart **Resistanz** eingestellt ist.

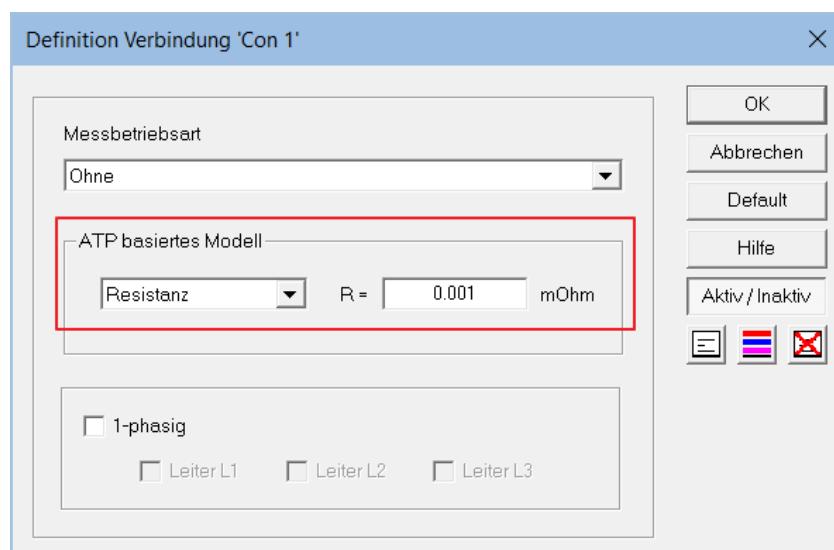


Abbildung 157: Newton-Raphson: Einstellwerte **Messleitung**

25.5.6 Newton-Raphson: Netzeinspeisung

Die **Netzeinspeisung** dient als Slack-Knoten, gibt also Betrag und Phasenlage der Netzspannung an dem Knoten als Bezug vor. Dazu wird der Einstellwert **U_n** verwendet. Als Phasenlage wird $\varphi_{ULE1} = -90^\circ$ bzw. $\varphi_{UL12} = -60^\circ$ festgelegt. Alle Netzeinspeisungen werden daher als **Slack**, d.h. als ideale 3-phasige symmetrische Drehspannungsquelle verwendet.

25.5.7 Newton-Raphson: Sammelschiene, Mess/Schutzgerät, Schalter

Die **Sammelschiene** dient als Netzknoten (siehe Erläuterung in der Kapiteleinleitung). **Mess/Schutzgeräte** können verwendet werden, haben aber keinen Einfluss auf die Berechnungsergebnisse, da als Kurzschlussimpedanz 0Ω angenommen wird. Für **Schalter** wird lediglich der Schaltzustand offen oder geschlossen ohne eine Modellierung als Impedanz berücksichtigt.

25.6 Auswertung der Ergebnisse der Lastflussberechnung

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson Verfahren werden in einem **Bericht** (.XML-Datei) [21] [Bd. 1] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil des Berichtes.

- Wird eine Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren ausgeführt, werden in der Netzgrafik keine Tooltips an der Mauscursorposition angezeigt.

<p>Lastflussberechnung mit Newton Raphson</p> <p>25.12.2023, 10:29:57.935 C:\ATPDesigner\01_29_NewtonRaphson\Netz400V_LFNNewtonRaphson.bnet ATPDesigner Version 4.01.91 - 17.12.2023 Version NET File 6.3 - 22.01.2021</p> <p>POWER ENGS</p>	<p>Bezeichner und Erläuterungen</p> <table border="1"> <tr><td>U1, U2, UL3 [V, %]</td><td>Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V und %Un/V3</td></tr> <tr><td>U12, U23, U31 [V, %]</td><td>Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V und %Un</td></tr> <tr><td>Umax [%]</td><td>Betrag der kleinsten und größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung UL123 in V und %Un</td></tr> <tr><td>IL1, IL2, IL3 [A, %]</td><td>Betrag der Leiterströme in A und %In</td></tr> <tr><td>U1, U2, U0 [V, %]</td><td>Betrag der Mitisystem-, Gegenstrom- und Nullsystemsspannung in V und %Un/V3</td></tr> <tr><td>I1, I2, I0 [A, %]</td><td>Betrag des Mitisystem-, Gegenstrom- und Nullsystemstroms in A und %In</td></tr> <tr><td>Imax [A, %]</td><td>Betrag des größten der Leiterströme IL123 in A und %In</td></tr> <tr><td>Maximale Leistung [%]</td><td>Betrag des größten der Leiterströme IL123 in %In</td></tr> <tr><td>S [VA]</td><td>Betrag der Scheinleistung in VA</td></tr> <tr><td>P [W]</td><td>Betrag der Wirkleistung in W</td></tr> <tr><td>Q [var]</td><td>Betrag der Blindleistung in var</td></tr> <tr><td>CosPhi</td><td>Verschiebungsfaktor cos phi = P / S</td></tr> <tr><td>Auslastung (%)</td><td>Auslastung der Windungen A und B in %In</td></tr> <tr><td>SL1, SL2, SL3 [VA]</td><td>Einphasige Scheinleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in VA</td></tr> <tr><td>PL1, PL2, PL3 [W]</td><td>Einphasige Wirkleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in W</td></tr> <tr><td>QL1, QL2, QL3 [var]</td><td>Einphasige Blindleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in var</td></tr> <tr><td>hH</td><td>Handlungsbereich</td></tr> <tr><td>Ilmax [%]</td><td>Maximaler Leiterstrom IL123 in %In</td></tr> <tr><td>TN [%]</td><td>Netzfaktor (Grid Health) in %</td></tr> <tr><td>m [p.u.]</td><td>Belastungsgrad nach VDE 0276</td></tr> <tr><td>LF</td><td>Status Lastflussberechnung: Konvergenz=1, Divergenz=0, Abbruch=2, ungültig=-1</td></tr> <tr><td>TRIP</td><td>Netzschatz: AUS-Kommando -0 gehegt, 1=kommand</td></tr> <tr><td>GEN</td><td>Netzschatz: Generatorenregung -0 gehegt, 1=kommand</td></tr> <tr><td>DSZ</td><td>Netzschatz: Distanzzone des Distanzschutzes mit AUS-Kommando</td></tr> <tr><td>R1k</td><td>Netzschatz: Resistenz der Kurzschlussimpedanz im Mitisystem</td></tr> <tr><td>X1k</td><td>Netzschatz: Reaktanz der Kurzschlussimpedanz im Mitisystem</td></tr> <tr><td>DST</td><td>Daylight Saving Time: Sommerzeit = 5, Winterzeit = W</td></tr> </table>	U1, U2, UL3 [V, %]	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V und %Un/V3	U12, U23, U31 [V, %]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V und %Un	Umax [%]	Betrag der kleinsten und größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung UL123 in V und %Un	IL1, IL2, IL3 [A, %]	Betrag der Leiterströme in A und %In	U1, U2, U0 [V, %]	Betrag der Mitisystem-, Gegenstrom- und Nullsystemsspannung in V und %Un/V3	I1, I2, I0 [A, %]	Betrag des Mitisystem-, Gegenstrom- und Nullsystemstroms in A und %In	Imax [A, %]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in A und %In	Maximale Leistung [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in %In	S [VA]	Betrag der Scheinleistung in VA	P [W]	Betrag der Wirkleistung in W	Q [var]	Betrag der Blindleistung in var	CosPhi	Verschiebungsfaktor cos phi = P / S	Auslastung (%)	Auslastung der Windungen A und B in %In	SL1, SL2, SL3 [VA]	Einphasige Scheinleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in VA	PL1, PL2, PL3 [W]	Einphasige Wirkleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in W	QL1, QL2, QL3 [var]	Einphasige Blindleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in var	hH	Handlungsbereich	Ilmax [%]	Maximaler Leiterstrom IL123 in %In	TN [%]	Netzfaktor (Grid Health) in %	m [p.u.]	Belastungsgrad nach VDE 0276	LF	Status Lastflussberechnung: Konvergenz=1, Divergenz=0, Abbruch=2, ungültig=-1	TRIP	Netzschatz: AUS-Kommando -0 gehegt, 1=kommand	GEN	Netzschatz: Generatorenregung -0 gehegt, 1=kommand	DSZ	Netzschatz: Distanzzone des Distanzschutzes mit AUS-Kommando	R1k	Netzschatz: Resistenz der Kurzschlussimpedanz im Mitisystem	X1k	Netzschatz: Reaktanz der Kurzschlussimpedanz im Mitisystem	DST	Daylight Saving Time: Sommerzeit = 5, Winterzeit = W
U1, U2, UL3 [V, %]	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V und %Un/V3																																																						
U12, U23, U31 [V, %]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V und %Un																																																						
Umax [%]	Betrag der kleinsten und größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung UL123 in V und %Un																																																						
IL1, IL2, IL3 [A, %]	Betrag der Leiterströme in A und %In																																																						
U1, U2, U0 [V, %]	Betrag der Mitisystem-, Gegenstrom- und Nullsystemsspannung in V und %Un/V3																																																						
I1, I2, I0 [A, %]	Betrag des Mitisystem-, Gegenstrom- und Nullsystemstroms in A und %In																																																						
Imax [A, %]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in A und %In																																																						
Maximale Leistung [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in %In																																																						
S [VA]	Betrag der Scheinleistung in VA																																																						
P [W]	Betrag der Wirkleistung in W																																																						
Q [var]	Betrag der Blindleistung in var																																																						
CosPhi	Verschiebungsfaktor cos phi = P / S																																																						
Auslastung (%)	Auslastung der Windungen A und B in %In																																																						
SL1, SL2, SL3 [VA]	Einphasige Scheinleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in VA																																																						
PL1, PL2, PL3 [W]	Einphasige Wirkleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in W																																																						
QL1, QL2, QL3 [var]	Einphasige Blindleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in var																																																						
hH	Handlungsbereich																																																						
Ilmax [%]	Maximaler Leiterstrom IL123 in %In																																																						
TN [%]	Netzfaktor (Grid Health) in %																																																						
m [p.u.]	Belastungsgrad nach VDE 0276																																																						
LF	Status Lastflussberechnung: Konvergenz=1, Divergenz=0, Abbruch=2, ungültig=-1																																																						
TRIP	Netzschatz: AUS-Kommando -0 gehegt, 1=kommand																																																						
GEN	Netzschatz: Generatorenregung -0 gehegt, 1=kommand																																																						
DSZ	Netzschatz: Distanzzone des Distanzschutzes mit AUS-Kommando																																																						
R1k	Netzschatz: Resistenz der Kurzschlussimpedanz im Mitisystem																																																						
X1k	Netzschatz: Reaktanz der Kurzschlussimpedanz im Mitisystem																																																						
DST	Daylight Saving Time: Sommerzeit = 5, Winterzeit = W																																																						
Seite 1 von 5 Seiten	Seite 2 von 5 Seiten																																																						

Abbildung 158: Bericht zur Lastflussberechnung nach Newton-Raphson

Der Dateiname des Berichtes ist wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

YYYYMMTThhmmss_NetDateiname_LFNR.xml

Nachfolgend ist ein Auszug aus dem Bericht dargestellt.

SpannungsÜberwachung: Sammelschiene							
Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1] Bb 1	0.4	99.96	99.96	99.96	90% - 110%	0	Grün
[Bb 2] Bb 2	0.4	101.28	101.28	101.28	90% - 110%	0	Grün
[Bb 3] 400V	0.4	103.95	103.95	103.95	90% - 110%	0	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1] Bb 1	0.4	99.96	99.96	99.96	90% - 110%	0	Grün

[Bb 2] Bb 2	0.4	101.28	101.28	101.28	90% - 110%	0	Grün
[Bb 3] 400V	0.4	103.95	103.95	103.95	90% - 110%	0	Grün

Name	Un [kV]	U1 [%]	U2 [%]	U0 [%]	phiU1 [°]	phiU2 [°]	phiU0 [°]	Zustand
[Bb 1] Bb 1	0.4	99.96	0.00	0.00	120.18	145.84	73.10	Grün
[Bb 2] Bb 2	0.4	101.28	0.00	0.00	120.84	98.36	17.92	Grün
[Bb 3] 400V	0.4	103.95	0.00	0.00	122.09	92.84	16.59	Grün

Häufigkeiten der Sammelschienspannungen

Klassen	ULL	ULE	U1
<=90%	0	0	0
]90% - 92%]	0	0	0
]92% - 94%]	0	0	0
]94% - 96%]	0	0	0
]96% - 98%]	0	0	0
]98% - 100%]	1	1	1
]100% - 102%]	1	1	1
]102% - 104%]	1	1	1
]104% - 106%]	0	0	0
]106% - 108%]	0	0	0
]108% - 110%]	0	0	0
>110%	0	0	0

Ergebnisse Lastflussberechnung: Leitung

Name	IL1 [A]	IL2 [A]	IL3 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]	I1 [A]	I2 [A]	I0 [A]	Zustand
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	36.54	36.54	36.54	36.54	13.29	36.54	0.00	0.00	Grün
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	36.54	36.54	36.54	36.54	13.29	36.54	0.00	0.00	Grün
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	73.08	73.08	73.08	73.08	26.57	73.08	0.00	0.00	Grün

Ergebnisse Lastflussberechnung: Transformator 2-Wicklung

Name	S [kVA]	S [%Sr]	P [kW]	Q [kvar]	Umax [%]	Umin [%]	ILmax(A) [%]	ILmax(B) [%]	Zustand
[Tra 1] 0.63MVA	50.63	8.04	-47.49	17.56	100.00	99.96	4.64	8.04	Grün

Name	IL1(A) [A]	IL2(A) [A]	IL3(A) [A]	IL1(B) [A]	IL2(B) [A]	IL3(B) [A]	Ir(A) [A]	Ir(B) [A]	Zustand
[Tra 1] 0.63MVA	0.84	0.84	0.84	73.08	73.08	73.08	18.19	909.33	Grün

Name	Anz. Stufen A	Anz. Stufen B	dU [%Ur]
[Tra 1] 0.63MVA	0.00	0.00	1.00

Abbildung 159: Auszug aus einem Lastflussbericht.

25.7 Verfahren Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten und Newton-Raphson

Im Verfahren [Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten](#) wird ebenfalls das Newton-Raphson Verfahren als Algorithmus zur Lösung der Leistungsgleichungen und darauf aufbauend zur Bestimmung z.B. der Sensitivitätsmatrix verwendet. Unterschiedlich ist in dem Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** die Behandlung der PQ-Knoten zur Berechnung der Wirk- und Blindleistung.

- Für das oben beschriebene Verfahren **Lastflussberechnung nach Newton-Raphson** erstellte Stromnetze müssen bzgl. der Verwendung der PQ-Randknoten insbesondere der Verwendung von Lastprofilen und JSON-Prognosedateien vor der Verarbeitung mit dem Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** ggf. überarbeitet werden.

26 Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten

Zukünftig wird der Energiebedarf für private und öffentliche Mobilität sowie der Wärmebedarf zunehmend aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Sonne gedeckt werden. Es ist daher zu erwarten, dass die Stromverteilnetze der Mittel- und Niederspannung nicht nur durch dezentrale Erzeugungsanlagen, sondern auch durch das Ladeverhalten von E-Mobilen und Wärmepumpen erheblich belastet werden. Schon die in E-Mobilen heute üblichen Batteriekapazitäten verursachen in Stromverteilnetzen hohe Ladeleistungen und hohe Ladeströme über lange Zeiten. Dieses Verhalten ist auch von Wärmepumpen zur Deckung des Wärmebedarfs innerhalb der Heizperiode aber auch in den Sommermonaten zur Raumkühlung zu erwarten.

Überlastungen der Netzbetriebsmittel und unzulässig hohe oder niedrige Spannungen an den Netzknoten können daher nicht ausgeschlossen werden. Insbesondere innerhalb der Stromnetze auftretende lokale Überlastungen und lokal auftretende unzulässige Spannungen, die durch die Ausstattung der Stromverteilnetze mit Messtechnik nicht erkennbar sind, sind zu erwarten bzw. können nicht ausgeschlossen werden, müssen aber im Sinne der Versorgungsaufgabe vermieden werden. Monodirektional und bidirektional arbeitende stationäre Batteriespeicher aber auch E-Mobile und Wärmepumpen können als vom Stromnetzbetreiber steuerbare Flexibilitäten mit ihren Flexibilitätspotentialen zukünftig einen Beitrag zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Netzzustandes liefern.

Eine Möglichkeit, einen normativ zulässigen Netzzustand sicherzustellen und damit Überlastungen von Betriebsmitteln z.B. nach VDE 0276 [11] und Spannungen außerhalb des nach EN56160 [27] zulässigen Spannungsbandes zu vermeiden, ist der Einsatz von dezentralen Flexibilitäten und deren individuellen Flexibilitätspotentialen in den Stromnetzen.

Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** stellt dem Anwender ein Verfahren zur Verfügung, um Flexibilitätslösungen zum Einsatz dezentraler Flexibilitäten und deren individuellen Flexibilitätspotentialen zu ermitteln. Eingangsgrößen des Verfahrens sind der prognostizierte Bezug oder die prognostizierte Einspeisung von Wirkleistung P und optional Blindleistung Q aller Bezugs- und Einspeiseanlagen im Stromnetz wie z.B. Verbraucherlasten, PV-Anlagen, E-Mobile oder Batteriespeicher.

Die prognostizierten Leistungen werden als Zeitreihe in 15min-Intervallen in Anlehnung an die Spezifikationen der Standardlastprofile nach VDEW [23] angegeben. Die Zeitreihe der prognostizierten Leistungen wird im Rahmen der nachfolgenden Erläuterungen als **Lastprognose** bezeichnet. Mit Hilfe von Netzauslastungsanalysen werden unter Verwendung der Lastprognose ggf. sich ergebende Netzengpässe mit Hilfe von Lastflussberechnungen und Netzberechnungen mit einem Linearisierungsansatz detektiert und normativ aber auch durch anwenderspezifische Vorgaben bewertet.

- ⇒ Unter einem **Netzengpass** wird eine oder mehrere Abweichungen vom normativ zulässigen stationären Netzzustand des Stromnetzes verstanden. Ein normativ unzulässiger Netzzustand liegt vor, wenn normative Grenzwerte für Spannungen und/oder Ströme wie z.B. das nach EN 50160 [27] zulässige Spannungsbands oder die nach VDE 0276 [11] definierte Dauerbelastbarkeit über- oder unterschritten werden.

Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** ermittelt Flexibilitätslösungen, um durch den Einsatz dezentraler Flexibilitäten basierend auf einer Lastprognose perspektivisch zu erwartende Netzengpässe präventiv zu vermeiden.

- ⇒ Unter einer **Flexibilitätslösung** wird die Gesamtheit aller Änderungen des prognostizierten Bezugs oder der prognostizierten Einspeisung von Wirkleistung und optional Blindleistung von Flexibilitäten unter Berücksichtigung des individuellen Flexibilitätspotentials der Anlagen verstanden.

Zur Ermittlung der Flexibilitätslösung werden von dem Verfahren Zeitreihenberechnungen mit Lastprofilen in Anlehnung an die Definitionen nach VDEW [23] eingesetzt.

- ⇒ Unter einer **Zeitreihenberechnung** wird eine konsekutive Folge von Berechnung des stationären Netzzustandes verstanden. Der Netzzustand wird für jeweils ein 15min-Intervall als stationär angenommen. Zur Berechnung des stationären Netzzustandes werden Lastflussberechnungen oder ein Linearisierungsansatz verwendet.

Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** berechnet den stationären Netzzustand des Stromnetzes und bewertet den Netzzustand unter Verwendung von normativen und anwenderspezifischen Vorgaben. Als Ergebnis werden individuelle Flexibilitätsfahrpläne für ausgewählte Flexibilitäten im Stromnetz berechnet, die nach Möglichkeit sicherstellen, dass ein normativ zulässiger Netzzustand eingehalten wird.

Das zeitliche Bezugs- und Einspeiseverhalten der Bezugs- und Einspeiseanlagen des Stromnetzes wird wie schon erwähnt in Anlehnung an die Standardlastprofile nach VDEW [23] durch Wirk- und optional Blindleistungswerte für jedes 15min-Intervall des betrachteten Prognosezeitraums angegeben. Im Gegensatz zu den Standardlastprofilen nach VDEW werden hier Wirk- und Blindleistung mit absoluten Größen in kW und kvar definiert. Die Wirk- und optional Blindleistungswerte werden in der **JSON-Prognosedeatei** im JSON-Format [28] gespeichert.

- ⇒ Unter einer **Lastprognose** wird eine Folge von Wirkleistungs- und optional Blindleistungswerten für einen Prognosezeitraum als Zeitreihe von Leistungen für jeweils ein 15min-Intervall verstanden.
- ⇒ Unter dem **Prognosezeitraum** wird der Zeitraum verstanden, der durch die Lastprognose als Vielfaches von 15min-Intervallen definiert ist.

Um die Flexibilitätslösung zu berechnen, verwendet das Verfahren eine **Flexibilitätpotentialdatei** im JSON-Format, in der die individuellen Flexibilitätspotentiale jeder einzelnen Flexibilität z.B. die Stellbereichsgrenzen der Wirkleistung $[P_{\min}, P_{\max}]$ als absolute Größen in kW angegeben sind.

Definition und Verwendung der Zeitstempel der 15min-Intervalle erfolgt wie für Standardlastprofile nach VDEW [23] üblich, wird aber in der JSON-Datei im UTC-Format als Unix-Zeitstempel definiert. Mit einer Lastprognose kann somit das Bezugs- und Einspeiseverhalten von Anlagen als Lastprofil, d.h. als Zeitreihe von Leistungswerten für 15min-Intervalle beschrieben werden. Das Verfahren verarbeitet die 15min-Intervalle der Lastprognose in zeitlich aufsteigender Reihenfolge. Für jedes 15min-Intervall wird u.a. eine Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren oder eine Netzberechnung nach einem Linearisierungsansatz durchgeführt.

Sollten die Berechnungsergebnisse einen oder mehrere Netzengpässe ergeben, wird eine Flexibilitätslösung zur Vermeidung der Netzengpässe mit Hilfe eines Linearisierungsansatzes berechnet. Die Flexibilitätslösung definiert die notwendigen individuellen Änderungen von Wirk- und optional Blindleistung für jedes 15min-Intervall der Lastprognose der im Stromnetz verfügbaren Flexibilitäten.

Um die notwendigen Änderungen von Wirk- und optional Blindleistung für jedes 15min-Intervall der Lastprognose zu berechnen, müssen nach einer Lastflussberechnung zur Berechnung des initialen Netzzustandes **Anlagensensitivitäten** ermittelt werden.

Die Anlagensensitivität ist abhängig vom Netzknoten, an dem die Anlage angeschlossen ist, der Netztopologie und den Impedanzen der Betriebsmittel des Stromnetzes, aber auch von dem vorliegenden Netzzustand. Anlagensensitivitäten können über eine Sensitivitätsanalyse bestimmt werden, die auf der mathematisch-physikalischen Beschreibung des Stromnetzes mit der Jacobi-Matrix beruht. Grundsätzlich müssen die Anlagensensitivitäten in spannungsbezogene und zweigstrombezogene Anlagensensitivitäten unterschieden werden. Mit den Sensitivitäten einer Anlage kann deren Wirkung im Falle einer Wirk- und optional Blindleistungsänderung der Anlage auf die Spannungen an allen Netzknoten und Strömen in allen Netzzweigen des Stromnetzes quantifiziert werden. Die Sensitivitätsanalyse ist daher von grundlegender Bedeutung für die Berechnung der Flexibilitätsfahrpläne im Prognosezeitraum, um die Behebung von Netzengpässen mit einer technisch und perspektivisch auch wirtschaftlich geeigneten Auswahl von Flexibilitäten aus der Menge der verfügbaren Flexibilitäten zu treffen.

Die Berechnung der Flexibilitätslösung verwendet einen Linearisierungsansatz, der auf der Jacobi-Matrix des Stromnetzes basiert. Dem Nachteil von tendenziell größeren Unschärfen der Ergebnisse steht durch die gegenüber Lastflussberechnungen deutlich höheren Performance und einfachere Berechnung unter Verwendung der Anlagensensitivitäten gegenüber.

Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** berechnet als Flexibilitätslösung insgesamt fünf unterschiedliche Flexibilitätsfahrpläne, in denen Wirk- und optional Blindleistungswerte für alle in den Lastprognosen enthaltenen Anlagen zu jedem 15min-Intervall des Prognosezeitraums ausgegeben werden. Die Flexibilitätsfahrpläne werden in Dateien im JSON-Format ausgegeben.

- Sind in der Lastprognose keine Eingangswerte zur Blindleistung der Flexibilitäten enthalten, werden in den Lastflussberechnungen die im mathematisch-physikalischen Modell des Stromnetzes vorgegebenen Blindleistungen, definiert durch den anlagenspezifischen Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ als Ersatzwerte verwendet.
- Sind in einem 15min-Intervall für eine Anlage die Steuergrenzen $[P_{\min}, P_{\max}]$ in der Flexibilitätspotentialdatei identisch mit der Wirkleistung in der Prognosedatei, so steht die Anlage für dieses 15min-Intervall nicht als Flexibilität zur Verfügung.

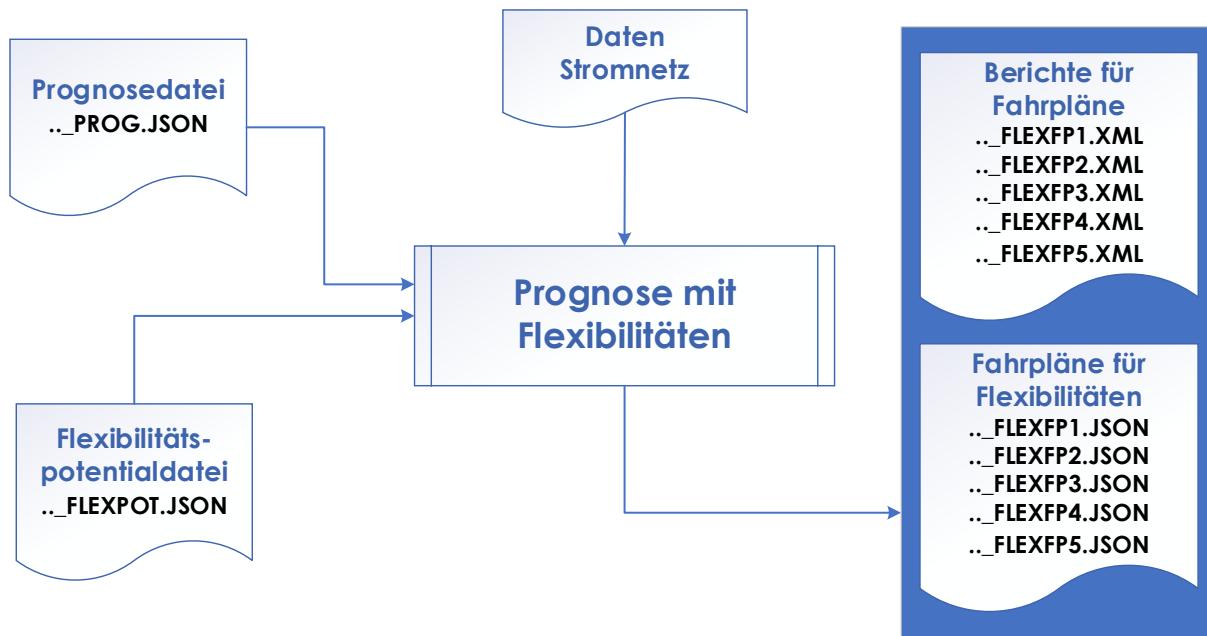


Abbildung 26-1: Eingangs- und Ausgangsdaten des Verfahrens

Die Berichte für Fahrpläne, im Folgenden auch **Fahrplanberichte** genannt, enthalten ausgewählte Ergebnisse der Netzberechnung und die zur Erstellung der Fahrpläne führenden davon abgeleiteten Berechnungsergebnisse im Office Open XML-Format [21] und können als Dokumentation der Flexibilitätslösung verwendet werden. Die Fahrpläne für Flexibilitäten enthalten die direkt zur maschinellen Weiterverarbeitung geeigneten Fahrpläne im JSON-Format [28].

Vorgaben von Steuerwerten für die Flexibilitäten ergeben sich aus dem Vergleich der Leistungswerte je 15min-Intervall der Prognosedatei und einer Fahrplandatei. Die Fahrplanberichte stellen diese und weitere Informationen dar, z.B. Lastverschiebungen zwischen 15min-Intervallen oder ggfs. nicht behebbare Netzengpässe.

Die Fahrpläne in den Fahrplandateien unterscheiden sich bzgl. der **Einsatzreihenfolge der Flexibilitäten** unter Bewertung der Anlagensensitivitäten zur Auswahl geeigneter Flexibilitäten. Ein Fahrplan behält nur seine Gültigkeit, wenn er in seiner Gesamtheit umgesetzt wird. Die Kombination von Steuerwerten aus den vom Verfahren berechneten Fahrplänen zu einem neuen resultierenden „Misch“-Fahrplan ist unzulässig, da in diesem Fall nicht sichergestellt ist, dass das Stromnetz innerhalb der normativ definierten Grenzwerte betrieben wird.

Wenn keine Leistungsanpassungen im Vergleich zur Prognose erfolgen, beispielsweise da keine Netzengpässe identifiziert wurden, reicht die Ausgabe eines Fahrplans aus. Die dort enthaltenen Leistungswerte entsprechen denen der Prognosedatei.

Basierend auf den Fahrplanberichten und den Fahrplänen sind perspektivisch weiterführende Auswertungen, Analysen und Darstellungen möglich, die dem Anwender die komplexe und vielschichtige Entscheidungsfindung des Verfahrens **Prognose mit Flexibilitäten** zur Berechnung der Flexibilitätslösung noch transparenter und übersichtlicher machen.

cher darstellen könnten. Durch die Verwendung von standardisierten Datenaustauschformaten ist eine Weiterverarbeitung der Ergebnisdateien durch nicht andere Softwaretools sichergestellt.

Weiterführende Angaben und Erläuterungen zur Arbeitsweise des Verfahrens **Prognose mit Flexibilitäten**, den Eingangs- und Ausgangsdateien und -daten und den Einstellwerten des Einstelldialogs sind in den nachfolgenden Kapiteln angegeben. Die Anwendung des Verfahrens wird beispielhaft mit einem einfachen Stromnetz vorgestellt.

- ⇒ Weiterführende und detaillierte Informationen und Erläuterungen sind im Handbuch **Prognose mit Flexibilitäten - Ein Verfahren für die Berechnung von 15min-Fahrplänen für Flexibilitäten zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Netz-zustandes** [36] enthalten.

26.1 Begriffe und Definitionen

In den nachfolgenden Kapiteln werden Begriffe definiert, die für das Verständnis des Verfahrens **Prognose mit Flexibilitäten** von grundlegender Bedeutung sind. Es wird kein Bezug zu normativen Begriffen hergestellt noch der Anspruch erhoben, vorhandene normative Begriffe neu zu definieren .

Begriff	Beschreibung
Anschlussdauer	Unter der Anschlussdauer $T_{EM,Anschlussdauer}$ oder der tatsächlichen Anschlussdauer wird die Zeitspanne verstanden, in der das E-Mobil elektrisch mit der Ladestation verbunden ist und daher ein Lade- oder Entladevorgang technisch grundsätzlich möglich ist, aber nichtdurchgängig erfolgen muss.
Dauer des Lade- oder Entladevorgangs	Die Dauer des Lade- oder Entladevorgangs entspricht der prognostizierten Ladedauer.
Flexibilitätslösung	Gesamtheit aller umzusetzenden Wirkleistungs- und Blindleistungsanpassungen von Flexibilitäten innerhalb des Prognosezeitraumes, die zum Ziel haben, normativ unzulässige Betriebszustände im Stromnetz zu beheben oder zu verhindern
Flexibilitätseinsatz	Ein Flexibilitätseinsatz oder ein Einsatz eines Flexibilitätspotentials einer Anlage wird immer durch den Stromnetzbetreiber durch Änderung der Sollwertvorgabe der Einspeise- oder Bezugsleistung der Anlage ausgelöst. Insofern wird die Anlage durch den Stromnetzbetreiber mit Hilfe des Flexibilitätsfahrplans _FLEXFPx gesteuert.
Flexibilitätspotentialdatei	Die Flexibilitätspotentialdatei beinhaltet die Flexibilitätspotentiale der Flexibilitäten z.B. die Steuergrenzen $[P_{min}, P_{max}]$ für jedes 15min-Intervall des Prognosezeitraums im JSON-Format.
JSON	E. International, „JSON - JavaScript Object Notation, Standard ECMA-404,“ Genf., www.json.org
Lastprognose	Unter einer Lastprognose wird eine Folge von Wirkleistungs- und Blindleistungswerten für einen definierten Prognosezeitraum als Zeitreihe von Wirk- und optional Blindleistungen für 15min-Intervalle in Anlehnung an Standardlastprofile nach VDEW [23] verstanden.
Lastverschiebung	Eine Lastverschiebung ist keine Veränderung von Sollwertvorgaben der Einspeise- oder Bezugsleistung einer Anlage durch den Stromnetzbetreiber, sondern soll das wahrscheinliche Eigenverhalten der Anlage ohne externen Steuereingriff nachbilden. Die Lastverschiebung wird nur für steuerbare Anlagen (Flexibilitäten) eingesetzt. Eine Lastverschiebung kann nur dann auftreten, wenn Flexibilitäten gesteuert, d.h. deren Einspeise- oder Bezugsleistung erhöht oder verringert wurde. Dadurch entsteht eine nicht eingespeiste oder bezogene Energie, die in die darauffolgenden 15min-Intervallen verschoben wird.
Netzzustandskorrektur	Die durch Lastverschiebung mit Hilfe des Linearisierungsansatzes sich ergebende Korrektur des Netzzustandes wird Netzzustandskorrektur genannt.
Notwendige Leistungsänderung ΔP_{Flex}	Unter einer notwendigen Leistungsänderung ΔP_{Flex} wird die Leistungsänderung einer Flexibilität verstanden, die zur Behebung einer spannungsbedingten oder strombedingten Grenzwertverletzung notwendig ist. Die notwendige Leistungsänderung berücksichtigt die Vorgaben und Einschränkungen der verfügbaren Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ Und es gilt:
	$\Delta P_{Flex} \leq \Delta P_{Flex,verfügbar}$

Prioritätsreihenfolge	Unter der Prioritätsreihenfolge wird die betragsmäßig absteigende Sortierung von z.B. Grenzwertverletzungen ausgehend von dem betragsmäßig größten Wert zum betragsmäßig kleinsten Wert verstanden.
Prognostizierte Ladedauer	Unter der prognostizierten Ladedauer $T_{EM,Prognose}$ wird die Zeitspanne verstanden, in der das E-Mobil elektrisch mit der Ladestation verbunden ist und ein Lade- oder Entladevorgang tatsächlich erfolgt.
Prognostizierte Wirkleistung	Wirkleistung P der Lastprognose im Prognosezeitraum
Prognostizierte Blindleistung	Blindleistung Q der Lastprognose im Prognosezeitraum
P_{min}	minimaler Wirkleistungswert in kW Dieser Wert entspricht dem kleinsten Wirkleistungswert, auf den die Anlage im Rahmen des Flexibilitätsmanagements abgesteuert werden darf.
P_{max}	maximaler Wirkleistungswert in kW Dieser Wert entspricht dem größten Wirkleistungswert, auf den die Anlage im Rahmen des Flexibilitätsmanagements hochgesteuert werden darf.
Prognosezeitraum	Zeitraum, der durch die Folge von 15min-Intervallen der Lastprognose definiert ist
Sollwertberechnung	Unter der Sollwertberechnung einer Leistungsänderung einer Flexibilität wird die Berechnung der notwendigen Leistungsänderung $\Delta P_{notwendig}$ verstanden.
SensLin-Verfahren	Unter dem SensLin -Verfahren wird die Berechnung eines stationären Netzzustandes verstanden, wenn ausgehend von einem durch eine konvergente Lastflussberechnung berechneter stationärer Netzzustand mit einem 1-Schritt-Linearisierungsansatz ein neuer stationärer Netzzustand z.B. mit Veränderungen der Leistungen von PQ-Knoten berechnet wird.
UseWh[Wh]	nutzbare Batteriekapazität eines Energiespeichers in Wh Dieser Wert entspricht der nutzbaren Batteriekapazität eines Energiespeichers in Anlehnung an IEC61850-90-9, welche für das Flexibilitätsmanagement zur Verfügung steht.
UseSocPct	Ladezustand (State of charge) eines Speichers zu Beginn des Prognosezeitraums in Prozent, bezogen auf die als Flexibilität nutzbare Batteriekapazität in Anlehnung an IEC61850-90-9.
Verfügbare Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$	Unter einer verfügbaren Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ wird die Leistungsänderung einer Flexibilität verstanden, die zur Behebung einer spannungsbedingten oder strombedingten Grenzwertverletzung von der Flexibilität abrufbar ist. Die absoluten Grenzen der verfügbaren Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ werden durch die Stellbereichsgrenzen [P_{min}, P_{max}], d.h. dem technischen Vermögen der Flexibilität definiert. Die verfügbare Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ kann innerhalb der Stellbereichsgrenzen durch zusätzliche Vorgaben wie z.B. durch Lastverschiebungen weiter eingeschränkt werden. Der Abruf der verfügbaren Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ kann zu einer vollständigen oder auch zu einer teilweisen Behebung der Grenzwertverletzung führen.
Verfügbares Flexibilitätspotential	Unter dem verfügbaren Flexibilitätspotential einer Flexibilität wird die verfügbare Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ verstanden.
Verfügbare Flexibilität	Unter einer verfügbaren Flexibilität wird eine an einem Netzknoten angeschlossene, vollständig funktionsfähige und im Netzparallelbetrieb befindliche, für den Stromnetzbetreiber steuerbare Flexibilität im Sinne einer technischen Anlage verstanden.

Kennung	Beschreibung
_PROG	Kennung der JSON-Prognosedatei
_FLEXPOT	Kennung der JSON-Flexibilitätspotentialdatei
_FLEXFPx	Kennung der JSON-Fahrplandateien ($x \in \{1, 2, 3, 4, 5\}$) und der Fahrplanberichte [21]
_PROG_FLEXFP	Kennung der kombinierten JSON-Prognose- und Flexibilitätspotentialdatei

Verzeichnis	Beschreibung
Projektverzeichnis	Verzeichnis, in dem die .NET-Datei des Stromnetzes gespeichert ist
Monitoring	Unterverzeichnis zum Projektverzeichnis, in dem die JSON-Prognosedatei _PROG und die JSON-Flexibilitätspotentialdatei _FLEXPOT gespeichert werden müssen

26.2 Prognose mit Flexibilitäten - Berechnung von Fahrplänen für Flexibilitäten

Das Verfahren **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** [Bd. 3] im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner dient der Ermittlung von Fahrplänen für Flexibilitäten in Stromverteilnetzen. Analog zum Verfahren **Lastfluss: Prognose** [Bd. 3] werden prognostizierte Leistungswerte (Wirkleistung P und optional Blindleistung Q) aus einer JSON-Prognosedatei im Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnis** eingelesen.

Auf Basis der Ergebnisse der Lastflussberechnungen werden Fahrpläne für alle als steuerbar gekennzeichneten Bezugs- und Erzeugungsanlagen erstellt.

- ⇒ Für alle nicht steuerbaren Anlagen, werden die der jeweiligen Anlage zugeordneten Prognosewerte der **JSON-Prognosedatei** _PROG für die Fahrpläne in die **JSON-Fahrplandateien** _FLEXFPx übernommen.
- ⇒ Die **JSON-Prognosedatei** _PROG beinhalten die Lastprognose.

Liegen die Spannungsbeträge der Netzknoten oder die Betriebsmittelauslastungen nicht innerhalb definierter Grenzwerte, werden mithilfe einer Heuristik mehrere Fahrpläne _FLEXFPx ($x \in \{1, 2, 3, 4, 5\}$) erstellt, in denen die Leistungswerte (Wirkleistung P und optional Blindleistung Q) für Flexibilitäten (steuerbarer Anlagen) so definiert werden, dass keine Grenzwertverletzungen im Stromnetz auftreten.

- ⇒ Unter einer **Flexibilität** wird im Folgenden eine durch Vorgaben des Stromnetzbetreibers steuerbare Anlage, d.h. eine steuerbare Bezugs- oder Einspeiseanlage verstanden. Als Steuergrößen werden von dem Verfahren die Wirkleistung P und optional die Blindleistung Q verwendet.

Für das Verfahren muss zusätzlich das **Flexibilitätspotential der steuerbaren Anlagen** (Flexibilitäten) bekannt sein, also die **Stellbereichsgrenzen** P_{\max} und P_{\min} bzw. der **Stellbereich** [P_{\min}, P_{\max}], innerhalb derer eine Anlage (Flexibilität) ihre Bezugs- oder Einspeiseleistung auf ein externes Signal des Stromnetzbetreibers hin anpassen kann. Für die optional in der Lastprognose enthaltene Blindleistung Q werden keine Stellbereichsgrenzen verwendet.

Als Flexibilitätspotential wird die mögliche Änderung von Bezug bzw. Einspeisung einer Wirkleistung P und optional einer Blindleistung Q jeder Flexibilität gegenüber der prognostizierten Wirkleistung bzw. Blindleistung verstanden. Die Änderung einer Blindleistung Q wird nur implizit, durch Annahme eines festen Verschiebungsfaktors $\cos \phi$ berücksichtigt, d.h. aus der verpflichtend vorgegebenen Wirkleistung P der Lastprognose abgeleitet.

Grundlage dieser Vorgehensweise ist die Annahme, dass ausgehend vom Wirkleistungsverhalten einer Anlage deren Blindleistungsverhalten in aller Regel durch anlagenspezifische Eigenschaften vorgegeben ist und somit nicht vom Stromnetzbetreiber vorgegeben werden oder nicht prognostiziert werden kann.

26.3 Berechnung der Blindleistung von Flexibilitäten

Nachfolgend ist die implizite Berechnung der Blindleistung Q von Flexibilitäten (Anlagen) für die beiden Netzwerkelemente **Verbraucherlast** und **Erzeugungsanlage (DEA)** erläutert.

Netzwerkelement	Verschiebungsfaktor $\cos \phi$
Verbraucherlast	Für Betriebsarten ohne Anlagenidentifikation (ID) in der Spalte Lastprofil der Tabelle der Registerkarte Lastprofil wird der Verschiebungsfaktor $\cos \phi$ wie folgt ermittelt. Es muss das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) beachtet werden.
Registerkarte Allgemeine Daten	⇒ Das Verfahren Prognose mit Flexibilitäten unterstützt keine Lastprofile mit Betriebsarten ohne Anlagenidentifikation (ID) .
Betriebsart Lastprofil (Y)	<p>Für Betriebsarten mit Anlagenidentifikation (ID) in der Spalte Lastprofil der Tabelle der Registerkarte Lastprofil wird der Verschiebungsfaktor $\cos \phi$ wie folgt ermittelt. Es muss das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) beachtet werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Falls nur die Wirkleistung P in der JSON-Prognosedatei _PROG enthalten ist, werden der Verschiebungsfaktor $\cos \phi$ aus der Spalte cos phi und die untererregte bzw. übererregte Betriebsart aus der Spalte Über-/Untererregt der Tabelle verwendet, um die Blindleistung Q zu berechnen. $S = \frac{P}{\cos \phi}$ <p>Untererregte Betriebsweise (VZS): $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$</p> <p>Überregte Betriebsweise (VZS): $Q = -1 \cdot \sqrt{S^2 - P^2}$</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Falls die Wirkleistung P und die Blindleistung Q in der JSON-Prognosedatei _PROG enthalten sind, wird der Verschiebungsfaktor $\cos \phi$ aus den beiden Leistungswerten P und Q der JSON-Prognosedatei _PROG berechnet.

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

$Q > 0 \rightarrow$ untererregte Betriebsweise (VZS)
 $Q \leq 0 \rightarrow$ übererregte Betriebsweise (VZS)

Netzwerkelement	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$
Erzeugungsanlage (DEA)	Kennlinien zur Bereitstellung von Blindleistung nach VDE 4110 [18] wie z.B. $Q(P)$ oder $Q(U)$ und MSR2008 [4] wie z.B. $\cos \varphi(P)$ und $\cos \varphi(U)$ werden nicht berücksichtigt. Es muss das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) beachtet werden.
Registerkarte Lastprofil	<p>⇒ Es wird immer die Betriebsart $\cos \varphi = \text{const.}$ zur Berechnung des Verschiebungsfaktors aus der Registerkarte Allgemeine Daten angenommen.</p>
Option Energieanalyse aktiviert Betriebsarten mit Prognose (ID) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID) ▪ Elektromobil Prognose (ID) ▪ Batteriespeicher Prognose (ID) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Falls nur die Wirkleistung P in der JSON-Prognosedatei _PROG enthalten ist, wird der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ gleich dem Einstellwert $\cos \emptyset_n$ in der Registerkarte Allgemeine Daten definiert. $\cos \varphi = \cos \emptyset_n$ <p>Es wird zusätzlich die untererregte oder übererregte Betriebsweise aus der Registerkarte Allgemeine Daten berücksichtigt. Es muss das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) beachtet werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Falls die Wirkleistung P und die Blindleistung Q in der JSON-Prognosedatei _PROG enthalten sind, wird der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ aus den beiden Leistungswerten P und Q der JSON-Prognosedatei _PROG berechnet:
	$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$
	$Q \leq 0 \rightarrow$ untererregte Betriebsweise (EZS) $Q > 0 \rightarrow$ übererregte Betriebsweise (EZS)
Erzeugungsanlage (DEA)	Kennlinien zur Bereitstellung von Blindleistung nach VDE 4110 [18] wie z.B. $Q(P)$ oder $Q(U)$ und MSR2008 [4] wie z.B. $\cos \varphi(P)$ und $\cos \varphi(U)$ werden nicht berücksichtigt. Es muss das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) beachtet werden.
Registerkarte Lastprofil	
Option Energieanalyse deaktiviert	

Es werden die Einstellwerte aus der Registerkarte **Allgemeine Daten** insbesondere die Wirkleistung P_n , der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ und die Betriebsart **über-/unterregt** verwendet.

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}$$

Unterregte Betriebsweise (EZS): $Q = -1 \cdot \sqrt{S^2 - P^2}$

Überregte Betriebsweise (EZS): $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$

Die vom Stromnetzbetreiber erwarteten Flexibilitätspotentiale der steuerbaren Anlagen z.B. $[P_{min}, P_{max}]$ werden dem Verfahren mit der **JSON-Flexibilitätspotentialdatei _FLEXPOT** im Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnisses** für jedes 15min-Intervall übergeben.

- ⇒ Die Blindleistung Q einer steuerbaren Anlage wird nicht als steuerbares Flexibilitätspotential genutzt und ist daher nicht in der JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** enthalten.

Auch für nicht steuerbare Anlagen, d.h. Anlagen, die nicht als Flexibilitäten nutzbar sind, müssen prognostizierte Wirkleistungen P und optional prognostizierte Blindleistungen Q in der JSON-Prognosedatei **_PROG** als Eingangsdaten für das Verfahren angegeben werden. In der JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** müssen für nicht steuerbare Anlagen ebenfalls korrespondierende Steuergrenzen $[P_{min}, P_{max}]$ zwingend angegeben werden.

- ⇒ Sind die Leistungswerte P einer Anlage in der JSON-Prognosedatei **_PROG** und der JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** verschieden, ist die Anlage steuerbar und die Anlage kann als Flexibilität verwendet werden.

$P_{min} < P < P_{max}$ ⇒ Anlage ist als Flexibilität verwendbar.

- ⇒ Sind die Leistungswerte P einer Anlage in der JSON-Prognosedatei **_PROG** und der JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** gleich, ist die Anlage nicht steuerbar und die Anlage kann nicht als Flexibilität verwendet werden.

$P_{min} = P = P_{max}$ ⇒ Anlage ist als Flexibilität nicht verwendbar.

26.4 Präventives Netzengpassmanagement

Das Verfahren **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** kann für ein präventives Netzengpassmanagement in Stromverteilnetzen eingesetzt werden. Als Grundeinstellungen der Überwachungsfunktion werden Grenzwerte aus Normen (DIN EN 50160 [27], DIN VDE 0276-1000 [11]) sowie anwenderspezifische Einstellwerte gewählt, bei deren Über- bzw. Unterschreitung ein normativ unzulässiger und damit kritischer Netzzustand, d.h. ein Netzengpass vorliegt. Es können in der Registerkarte **Prognose mit Flexibilitäten** des Einstelldialogs **Einstellung Lastflussberechnung** davon abweichende Grenzwerte ge-

wählt werden, um beispielsweise aufgrund von Prognosegenauigkeiten einen Sicherheitsabstand zum anwenderspezifisch gewünschten Netzzustand im Sinne einer Unschärfe zu berücksichtigen.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- Registerkarte **Prognose mit Flexibilitäten**

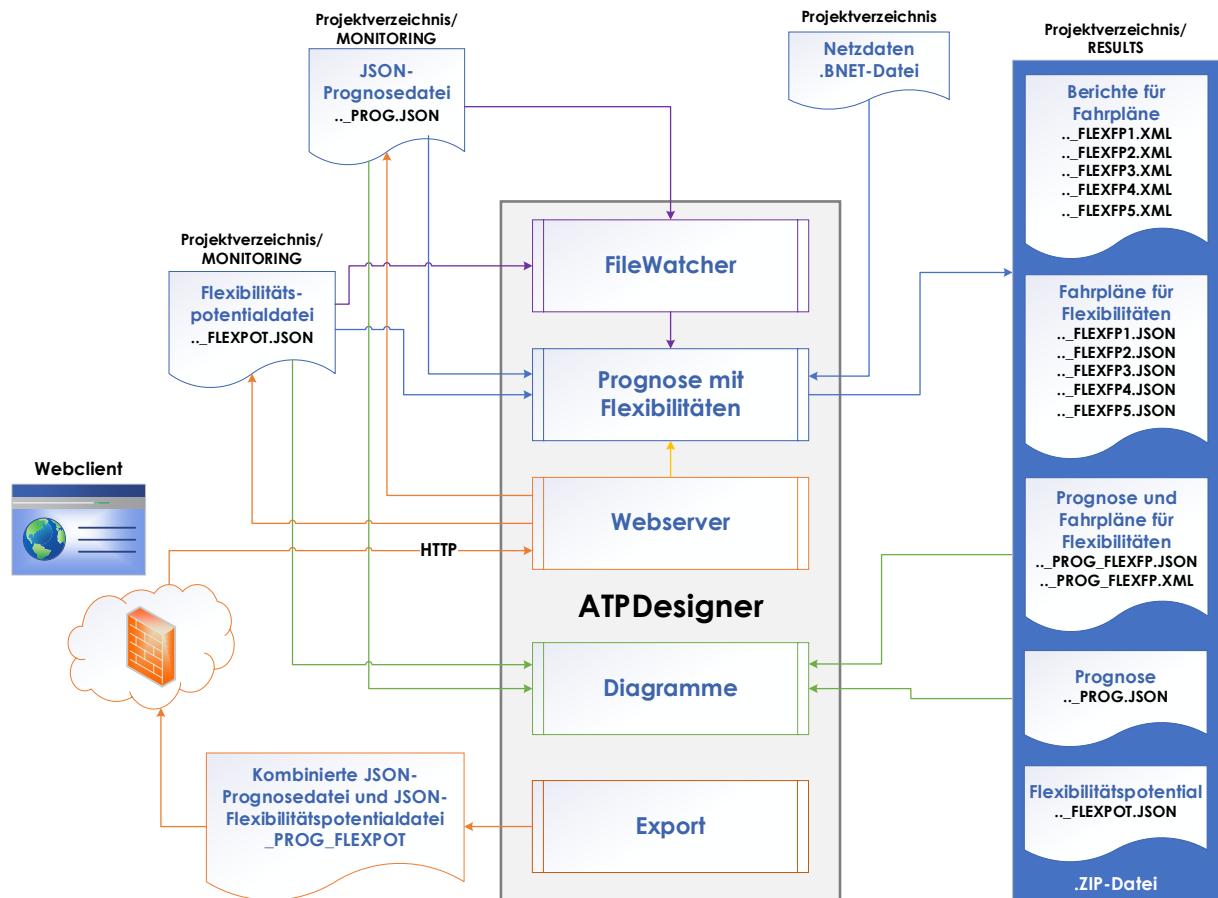
In Abgrenzung zum Verfahren **Lastfluss: Prognose** erfolgen beim Verfahren **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** die notwendigen Lastflussberechnungen aus Gründen der Performance mithilfe eines Newton-Raphson-Algorithmus [Bd. 3], während bei **Lastfluss: Prognose** die Knotenpotentialanalyse mit Stromiteration bzw. Iteration der Lastimpedanzen angewendet wird [Bd. 3].

26.5 Datenmanagement des Verfahrens

Die nachfolgende Abbildung stellt das Konzept des Datenmanagements des Verfahrens **Prognose mit Flexibilitäten** dar. Das Verfahren kann manuell durch das Bedienmenü oder automatisch mit Hilfe des **FileWatcher** oder durch den in ATPDesigner integrierten **Webserver** gestartet werden. Neben den Eingangs- und Ausgangsdateien im JSON-Format [28] werden Ergebnisse als Fahrplanberichte als XML-Dateien [21] gespeichert, die direkt in einem Textverarbeitungsprogramm wie z.B. Word eingelesen und weiterverarbeitet werden können.

Die JSON-Dateien [28] können von ATPDesigner eingelesen und als Diagramm dargestellt bzw. analysiert werden. Besonders hilfreich zur Analyse ist hier die JSON-Datei **_PROG_FLEXFP**, die sowohl die prognostizierten Leitungswerte der JSON-Prognosedatei **_PROG** als auch die berechneten Fahrpläne der JSON-Fahrplandateien **_FLEXFPx** enthält. Durch die Darstellung in einem Diagramm können die ursprünglich prognostizierten Leitungswerte aus der JSON-Prognosedatei **_PROG** ausgewählt und direkt mit dem von dem Verfahren ermittelten Leistungswerte der JSON-Fahrplandateien **_FLEXFPx** verglichen werden. Ein Beispiel ist in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** enthalten.

Die Speicherung der Dateien erfolgt unter Verwendung von .ZIP-Dateien, um den inhaltlichen Zusammenhang der Eingangs- und Ausgangsdateien sicherzustellen. Näheres ist u.a. im Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** erläutert.

Abbildung 26-2: Konzept der Datenverarbeitung des Verfahrens **Prognose mit Flexibilitäten**

26.6 Einstelldialog Prognose mit Flexibilitäten

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog für das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten**. Der Einstelldialog ist in der gleichnamigen Registerkarte **Prognose mit Flexibilitäten** des Dialogs **Einstellung Lastflussberechnung** enthalten. Der Einstelldialog kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Prognose mit Flexibilitäten**
- **Projektinformationen**, Registerkarte **Netzwerk, Lastfluss**

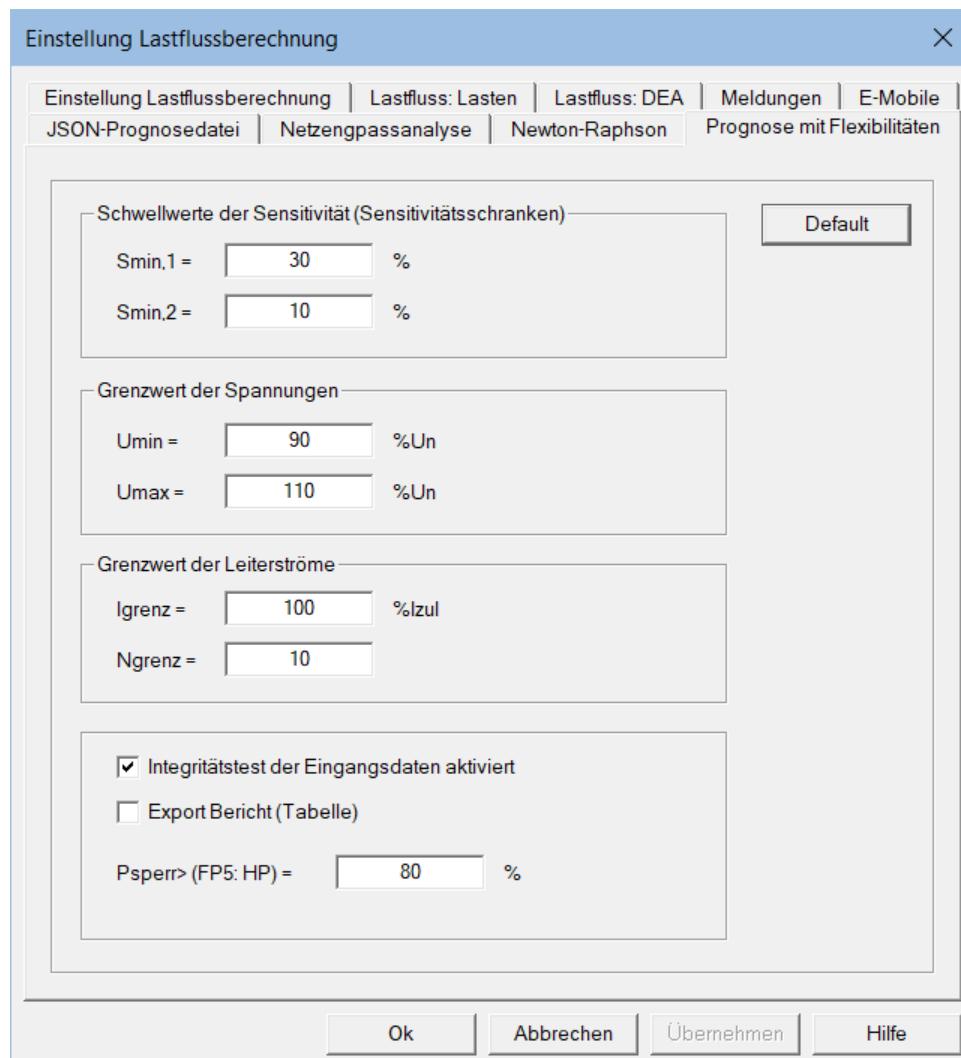


Abbildung 26-3: Einstelldialog des Verfahrens *Prognose mit Flexibilitäten*

Einstellwert	Bedeutung
Umin	Minimal zulässiger Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen U_{12} , U_{23} und U_{31} , der an keinem Netzknoten unterschritten werden darf Grundeinstellung nach EN50160 [27]: $U_{\max} = 110\% \cdot U_n$, $U_{\min} = 90\% \cdot U_n$
Umax	Maximal zulässiger Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen U_{12} , U_{23} und U_{31} , der an keinem Netzknoten überschritten werden darf
Igrenz	Maximal zulässiger Betrag der Leiterströme I_1 , I_2 und I_3 für ein bestimmtes Netzbetriebsmittel, der nicht überschritten werden darf
Izul	<ul style="list-style-type: none"> für Leitungen: zulässige Strombelastbarkeit nach VDE 0276-1000 $I_{zul} = \text{Red.} \cdot I_{max}$ für Transformatoren: Bemessungsstrom I_r $I_{zul} = I_r$ Grundeinstellung nach VDE 0276-1000 [11]: $I_{grenz} = 100\% \cdot I_{zul}$
Smin,1 Smin,2	siehe Kapitel Definition von Sensitivitätsschranken
Ngrenz	Maximal zulässige Anzahl Wiederholungen zur Behebung zweigstrombedingter Grenzwertverletzungen

Integritäts-test der Eingangs-daten akti-viert	Nach dem Einlesen der JSON-Eingangsdateien _PROG und _FLEXPOT werde die darin enthaltenen Daten überprüft. Vorsicht !!! Der Überprüfungsvorgang kann bei größeren Stromnetzen u.U. mehrere Minuten andauern.
Export Be-richt (Ta-belle)	Daten aus der JSON-Prognosedatei _PROG , der JSON-Flexibilitätsdatei _FLEXPOT und den JSON-Fahrplandateien _FLEXFPx werden als Excel-kompatible XML-Datei [21] generiert Vorsicht !!! Die Generierung der Excel-kompatible XML-Datei kann für große Stromnetze mehrere Minuten Zeit benötigen
Psperr> (FP5: HP)	Das heuristische Verfahren zur Ermittlung von Fahrplan 5 (_FLEXFP5) verwendet den Einstellwert, um für Wärmepumpen (HP) Sperrzeiten ohne Leistungsreduktion festzulegen (siehe Kapitel Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.).

Die Einstellwerte werden in den Fahrplanberichten im XML-Format [21] ausgegeben.

Einstellwerte: Schwellwerte für Sensitivitäten, Grenzwerte für Spannungen und Ströme

Smin,1	30 %
Smin,2	10 %
Umin	90.00 %Un
Umax	110.00 %Un
Igrenz	100.00 %Izul
Ngrenz	10

26.7 Prognose mit Flexibilitäten – Vom Verfahren unterstützte Flexibilitäten

Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** berücksichtigt folgende Anlagentypen als Flexibilitäten.

- Ladestationen für E-Mobile als Bezugsanlagen
- Wärmepumpen als Bezugsanlagen
- Dezentrale Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen) als Einspeiseanlagen
- Monodirektionale und bidirektionale Batteriespeicher als Bezugsanlagen und/oder Einspeiseanlagen

Die Anlagentypen werden durch die im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner vorhandenen Netzwerkelemente **Verbraucherlast** und **Erzeugungsanlage (DEA)** als **PQ-Knoten** nachgebildet. Ziel des Verfahrens ist der netzdienliche Einsatz von Flexibilitäten, d.h. ein netzdienlicher Abruf von Flexibilitätspotential, um perspektivisch das Stromnetz in jedem 15min-Intervall innerhalb der normativ zulässigen Grenzen betreiben zu können. Betriebswirtschaftliche Aspekte werden von dem Verfahren nicht berücksichtigt.

Das Verfahren ermittelt für jede Flexibilität, unabhängig davon, ob diese Flexibilität eingesetzt wird oder nicht, d.h. ob von dieser Flexibilität ein Flexibilitätspotential abgerufen wird oder nicht, mehrere netzdienliche Flexibilitätsfahrpläne, die nach verschiedenen heuristischen Verfahren ermittelt werden.

Um das zeitliche Verhalten der Anlagentypen der Flexibilitäten nachzubilden und daraus die Flexibilitätsfahrpläne zu ermitteln, verwendet das Verfahren generische Modelle, die auf Erfahrungen des Netzbetriebes beruhen. Die generischen Modelle der Anlagentypen sollen ein typisches Verhalten nachbilden, nicht ein Verhalten ggfs. am Markt verfügbarer Produkte.

Das Verfahren bestimmt die bezogene oder eingespeiste Wirkleistung P_{Flex} der steuerbaren Anlagentypen. Die Blindleistung Q_{Flex} der steuerbaren Flexibilitäten wird durch das Verfahren nicht direkt ermittelt und vorgegeben, sondern ergibt sich im Sinne eines anlagentypischen Verhaltens z.B. durch Vorgabe eines festen verfahrensunabhängigen Verschiebungsfaktors als Parameter der Flexibilität (Einstellwert der verwendeten Netzwerkelemente) implizit.

Grundsätzlich gehen Verfahren und generische Modelle davon aus, dass Leistungen und Energien immer auf die in der Energiewirtschaft üblichen 15min-Intervalle bezogen definiert sind und berechnet werden.

- Leistungen werden innerhalb eines 15min-Intervalls als konstant angenommen.
- Zeitbereiche werden als ganze Vielfache von 15min-Intervallen definiert.

Um den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten zu berechnen und daraus Flexibilitätsfahrpläne zu generieren, benötigt das Verfahren Eingangsinformationen.

- Das Verfahren benötigt in jedem 15min-Intervall des Prognosezeitraums für jede Flexibilität eine prognostizierte Wirkleistung $P_{Prognose}$ mit einem Steuerbereich $[P_{min}, P_{max}]$ als Eingangsgrößen. In Falle eines Flexibilitätseinsatzes, d.h. dem Abruf eines Flexibilitätspotentials, muss die von dem Verfahren ermittelte Flexibilitätsleistung P_{Flex} innerhalb der Steuerbereichsgrenzen $[P_{min}, P_{max}]$ verbleiben.

26.7.1 Generisches Modell: Ladestation für E-Mobile

Das generische Modell der **Ladestation für E-Mobile** sieht vor, dass der Ladevorgang des E-Mobils innerhalb einer prognostizierten Anschlussdauer $T_{\text{Anschlussdauer,EM}}$ abgeschlossen wird.

Das generische Modell der **Ladestation für E-Mobile** sieht daher vor, das abgerufene Flexibilitätspotential, d.h. die zu viel oder zu wenig bezogene Energie innerhalb des Prognosezeitraums im Sinne einer Lastverschiebung vollständig auszugleichen. Ziel ist es, innerhalb des Prognosezeitraums die geplante Energie in die Batterie des E-Mobils einzuspeichern. So ist es nicht gedacht, dass am Ende des Prognosezeitraums eine Restenergie verbleibt, die als Flexibilitätspotentials innerhalb des Prognosezeitraums genutzt, aber bis zum Ende des Prognosezeitraums nicht ausgeglichen wurde.

Für jedes 15min-Intervall der Ladedauer ist eine prognostizierte Ladeleistung $P_{\text{Prognose,EM}}$ als Eingangsgröße definiert. Weiter sieht das generische Modell vor, dass das E-Mobil über die prognostizierte Ladedauer hinaus bis Ende der Anschlussdauer $T_{\text{Anschlussdauer,EM}}$ an der Ladestation angeschlossen bleibt.

$$T_{\text{Anschlussdauer,EM}} \geq T_{\text{Ladedauer,EM}}$$

Innerhalb der prognostizierten Ladedauer $T_{\text{Ladedauer,EM}}$ kann die Ladeleistung bzw. die Ladeenergie von dem Verfahren als Flexibilitätspotential $P_{\text{Flex,EM}}$ verwendet werden. Dazu kann die prognostizierte Ladeleistung $P_{\text{Prognose,EM}}$ innerhalb der Steuerbereichsgrenzen $[P_{\min,EM}, P_{\max,EM}]$ auf $P_{\text{Flex,EM}}$ erhöht oder reduziert werden. Innerhalb der prognostizierten Ladedauer $T_{\text{Ladedauer,EM}}$ nicht bezogene oder zu viel bezogene Energie kann bis zum Ende der Anschlussdauer $T_{\text{Anschlussdauer,EM}}$ ausgeglichen werden. Auch hier sind die Steuerbereichsgrenzen $[P_{\min,EM}, P_{\max,EM}]$ des generischen Modells zu beachten.

In den nachfolgenden Abbildungen sind beispielhaft Ausschnitte der Informationsobjekte dargestellt, die zur Einstellung und Anwendung des generischen Modells benötigt werden.

- Prognostizierte Wirkleistung in der JSON-Prognosedatei **_PROG**

```
{
  "id" : "8002048895",
  "label" : "Stationäre Ladesäule",
  "unit_1" : "P[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704064500000,
      "value_1" : 0.626293969849246
    },
    {
      "timestamp" : 1704065400000,
      "value_1" : 0.541099246231156
    }
  ]
}
```

- Steuerbereichsgrenzen in der JSON-Prognosedatei **_FLEXPOT**

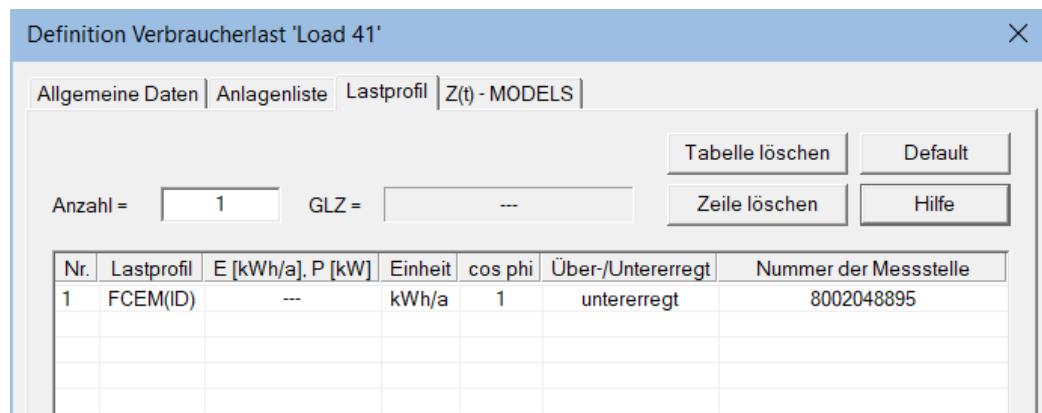
```
{
  "id" : "8002048895",
```

```

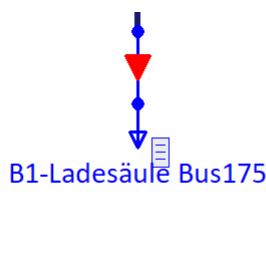
"label" : "Stationäre Ladesäule",
"unit_1" : "Pmax[kW]",
"unit_2" : "Pmin[kW]",
"timeseries" :
[
  {
    "timestamp" : 1704064500000,
    "value_1" : 0.626293969849246,
    "value_2" : 0.0
  },
  {
    "timestamp" : 1704065400000,
    "value_1" : 0.541099246231156,
    "value_2" : 0.0
  },
]

```

- Einstelldialog des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**



- Netzwerkelement **Verbraucherlast** in der Netzgrafik des Stromnetzes



26.7.2 Generisches Modell: Dezentrale Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen)

Dezentrale Erzeugungsanlagen werden in einem 15min-Intervall von dem Verfahren als Flexibilität nur dann eingesetzt, wenn alle sonst verfügbaren Flexibilitätspotentiale ausgeschöpft sind und ein normativ zulässiger Netzbetrieb nicht erreicht wird. Das generische Modell für Dezentrale Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen) sieht ausgehend von der prognostizierten Leistung $P_{\text{Prognose},\text{PV}}$ nur eine Reduktion der Einspeisewirkleistung auf die Wirkleistung $P_{\text{Flex},\text{PV}}$ vor.

$$P_{\text{Flex},\text{PV}} \leq P_{\text{Prognose},\text{PV}}$$

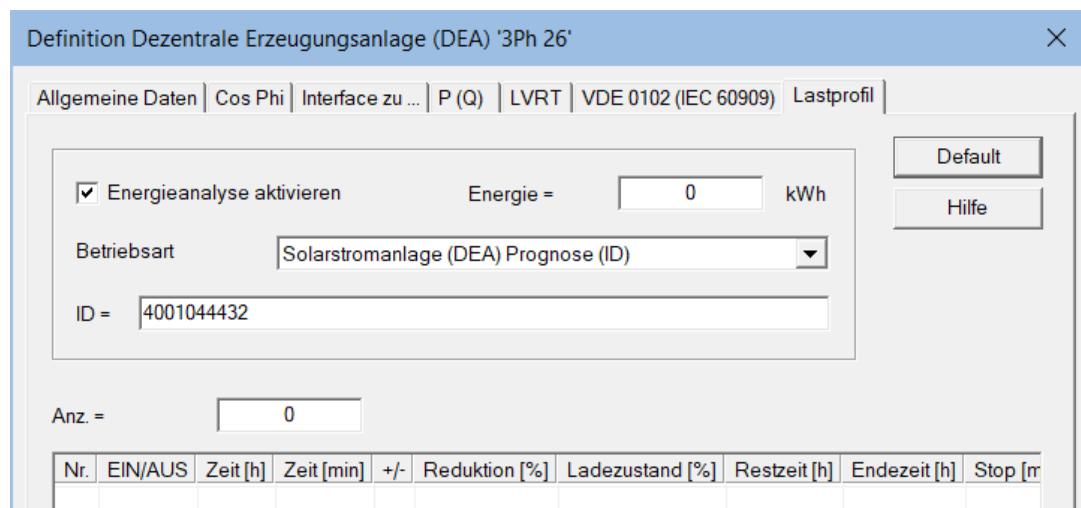
- Prognostizierte Wirkleistung in der JSON-Prognosedatei **_PROG**

```
{
  "id" : "4001044432",
  "label" : "PV-Anlagen_Heimspeicher",
  "unit_1" : "P[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704113100000,
      "value_1" : 0.157051208351537
    },
    {
      "timestamp" : 1704114000000,
      "value_1" : 0.140150382855435
    },
  ],
}
```

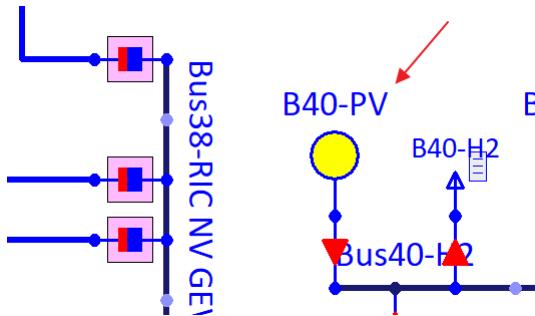
- Steuerbereichsgrenzen in der JSON-Prognosedatei **_FLEXPOT**

```
{
  "id" : "4001044432",
  "label" : "PV-Anlagen_Heimspeicher",
  "unit_1" : "Pmax[kW]",
  "unit_2" : "Pmin[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704113100000,
      "value_1" : 0.157051208351537,
      "value_2" : 0.0
    },
    {
      "timestamp" : 1704114000000,
      "value_1" : 0.140150382855435,
      "value_2" : 0.0
    },
  ],
}
```

- Einstelldialog des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**



- Netzwerkelement **Verbraucherlast** in der Netzgrafik des Stromnetzes



26.7.3 Generisches Modell: Monodirektionale und bidirektionale Batteriespeicher

Das generische Modell eines Batteriespeichers sieht vor, Wirkleistung $P_{Flex,BS}$ in das Stromnetz einzuspeisen oder vom Stromnetz zu beziehen. Der [Bezug oder die Einspeisung von Blindleistung](#) $Q_{Flex,BS}$, d.h. ein untererregter oder übererregter Betrieb wird von dem generischen Modell nicht als Flexibilitätspotential berücksichtigt, sondern ergibt sich implizit z.B. durch den für den Batteriespeicher fest vorgegebenen Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$.

Das generische Modell sieht die Berechnung und Überwachung des Ladezustandes (State of Charge SoC) des Batteriespeichers in jedem 15min-Intervall vor. Das generische Modell hat nicht das Ziel, einen definierten Ladezustand innerhalb einer definierten Zeit wie z.B. bei Batteriespeichern für Regelleistung oder Regelenergie üblich zu erreichen. Als Nebenbedingung muss der Ladezustand **SoC** des generischen Modells immer im Intervall [0%, 100%] betragen.

Ist der initiale Ladezustand **SoC₀** des Batteriespeichers nicht bekannt, so kann das vereinfachte Modell des **monodirektionalen Batteriespeichers** verwendet werden. Das generische Modell sieht deshalb nur eine Reduktion der prognostizierte Leistung $P_{Prognose,BS}$ auf die Wirkleistung $P_{Flex,BS}$ unter Berücksichtigung der Steuerbereichsgrenzen [$P_{min,BS}, P_{max,BS}$] vor, keine Leistungserhöhung. Eine Leistungserhöhung ist wegen des unbekannten initialen Ladezustandes nicht möglich. Auch die Überwachung des Ladzustandes SoC bzgl. des Intervalls [0%, 100%] kann nicht erfolgen.

$$P_{min,BS} < P_{Flex,BS} < P_{Prognose,BS}$$

$$E_{Ausgleich,BS} = (P_{Prognose,BS} - P_{Flex,BS}) \cdot 15\text{min}$$

Ein durch die Leistungsreduktion entstehendes Energiedefizit $\Delta E_{Ausgleich,BS}$ wird nach Möglichkeit als Lastverschiebung direkt in nachfolgenden 15min-Intervallen wieder ausgeglichen, sofern die Stellbereichsgrenzen [$P_{min,BS}, P_{max,BS}$] dies zulassen. Damit wird erreicht, dass der unbekannte initiale Ladezustand SoC₀ möglichst zeitnah wiederhergestellt wird und das Flexibilitätspotential des Batteriespeichers wiederhergestellt wird.

Das generische Modell des monodirektionalen Batteriespeichers sieht entweder eine Leistungseinspeisung oder ein Leistungsbezug vor, keine Umkehr der Leistungsflussrichtung. Die Leistungsrichtung wird durch das verwendete Netzwerkelement **Verbraucherlast** (→Leistungsbezug im Verbraucherzählpfilsystem VZS)) oder **Erzeugungsanlage (DEA)** (→Leistungseinspeisung im Erzeugerzählpfilsystem EZS) festgelegt.

Ist der initiale Ladezustand **SoC₀** des Batteriespeichers bekannt, so kann das Modell des **bidirektionalen Batteriespeichers** verwendet werden. Das generische Modell sieht sowohl eine Reduktion als auch eine Erhöhung der prognostizierte Leistung **P_{Prognose,BS}** auf die Wirkleistung **P_{Flex,BS}** unter Berücksichtigung der Steuerbereichsgrenzen [$P_{\min,BS}$, $P_{\max,BS}$] vor. Eine Richtungsumkehr des Leistungsflusses ist im generischen Modell vorgesehen.

Das generische Modell des Batteriespeichers sieht nicht vor, das abgerufene Flexibilitätspotential, d.h. die zu viel oder zu wenig bezogene Energie innerhalb des Prognosezeitraums im Sinne einer Lastverschiebung vollständig auszugleichen. So ist es denkbar, dass am Ende des Prognosezeitraums eine Restenergie verbleibt, die als Flexibilitätspotentials innerhalb des Prognosezeitraums genutzt, aber bis zum Ende des Prognosezeitraums nicht ausgeglichen wurde.

Die Eigenschaft der Leistungsrichtungsumkehr des generischen Modells wird durch eine Kombination der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** (→Leistungsbezug im Verbraucherzählpfeilsystem VZS) und **Erzeugungsanlage (DEA)** (→Leistungseinspeisung im Erzeugerzählpfeilsystem EZS) nachgebildet.

- Prognostizierte Wirkleistung in der JSON-Prognosedatei **_PROG**

```
{
  "id" : "8002048893",
  "label" : "Quartiersspeicher_Last",
  "unit_1" : "P[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704064500000,
      "value_1" : 0.0
    },
    {
      "timestamp" : 1704065400000,
      "value_1" : 0.0
    },
  ],
}
```

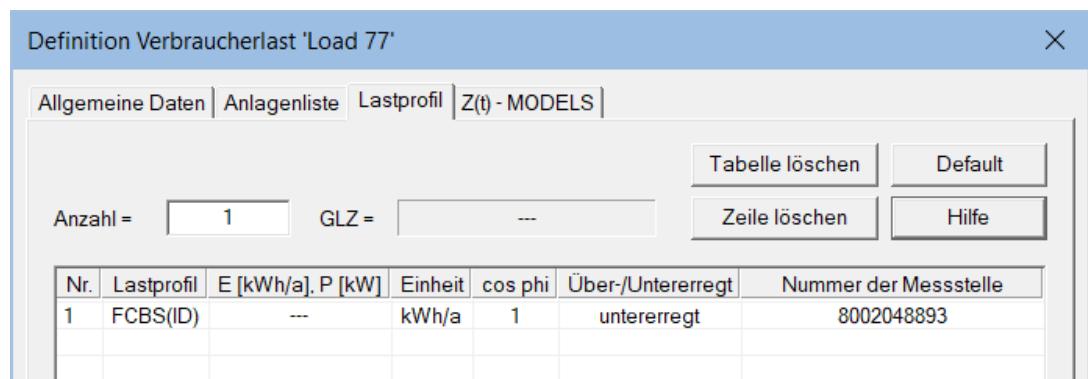
```
{
  "id" : "8002048894",
  "label" : "Quartiersspeicher_Erz",
  "unit_1" : "P[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704064500000,
      "value_1" : 0.0
    },
    {
      "timestamp" : 1704065400000,
      "value_1" : 0.0
    },
  ],
}
```

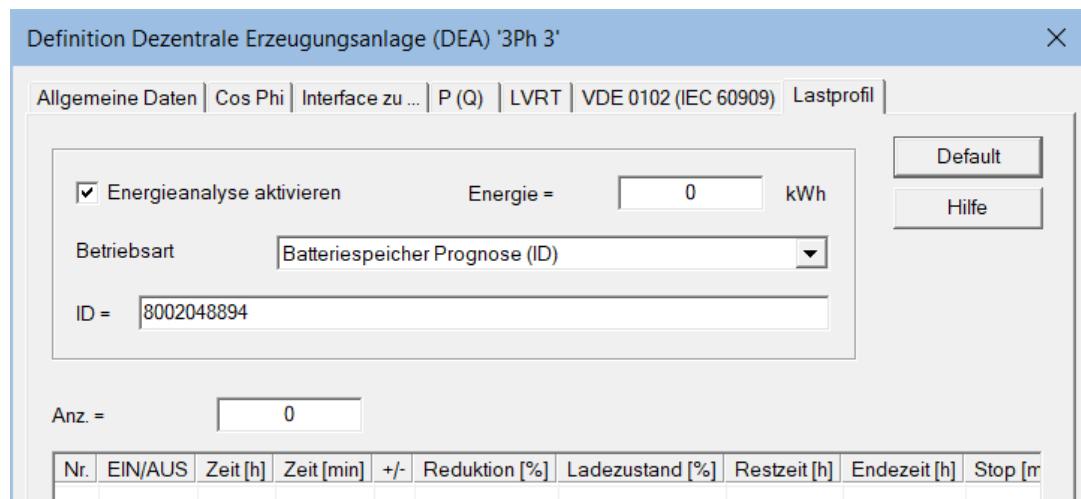
- Steuerbereichsgrenzen in der JSON-Prognosedatei **_FLEXPOT**

```
{
  "id" : "8002048893",
  "label" : "Quatiersspeicher_Last",
  "unit_1" : "Pmax[kW]",
  "unit_2" : "Pmin[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704064500000,
      "value_1" : 228.0,
      "value_2" : 0.0
    },
    {
      "timestamp" : 1704065400000,
      "value_1" : 228.0,
      "value_2" : 0.0
    }
  ],
}
```

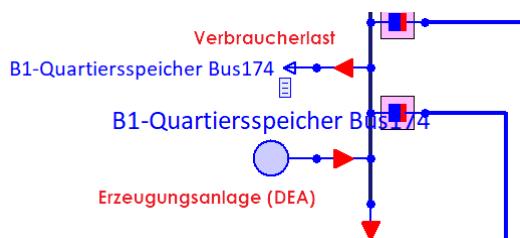
```
{
  "id" : "8002048894",
  "label" : "Quatiersspeicher_Erz",
  "UseSocPct" : 0.0,
  "unit_1" : "Pmax[kW]",
  "unit_2" : "Pmin[kW]",
  "unit_3" : "UseWh[Wh]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704064500000,
      "value_1" : 225.0,
      "value_2" : 0.0,
      "value_3" : 160000.0
    },
    {
      "timestamp" : 1704065400000,
      "value_1" : 225.0,
      "value_2" : 0.0,
      "value_3" : 160000.0
    }
  ],
}
```

- Einstelldialog des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**





- Netzwerkelement **Verbraucherlast** in der Netzgrafik des Stromnetzes



26.7.4 Generisches Modell: Wärmepumpe

Der Leistungsbezug der Wärmepumpen orientiert sich am Wärmebedarf des Gebäudes. Das System Wärmepumpe kann Lastverschiebungen durch einen vorhandenen Warmwasserspeicher sowie die Wärmespeicherfähigkeit der Gebäudehülle begrenzt kompensieren, ohne dass der Raumkomfort zu sehr eingeschränkt wird. Wärmepumpen können damit als Flexibilität eingesetzt werden, wobei auch hier Nachholeffekte zum Ausgleich, der nicht bezogenen Energiemenge berücksichtigt werden müssen. Dadurch entstehende Effizienzverluste der Wärmepumpe werden hier vernachlässigt.

Das generische Modell einer **Wärmepumpe** sieht grundsätzlich zwei Betriebsarten vor. Im **Heizzyklus** bezieht die Wärmepumpe elektrische Leistung und ist in der Heizphase. Um das Stromnetz zu entlasten kann die Wärmepumpe durch den Stromnetzbetreiber für eine **Sperrzeit** vom Stromnetz getrennt werden.

Nach aktuellem Stand ist der Stromnetzbetreiber berechtigt, die Wärmepumpe bis zu 3mal täglich für jeweils bis zu 2 Stunden abzuschalten, also insgesamt für 6 Stunden täglich. Auf jede Sperrzeit mit Trennung vom Stromnetz muss eine Heizphase folgen dürfen, die mindestens ebenso lang andauert wie die vorangehende Sperrzeit.

Das generische Modell der Wärmepumpe sieht nicht vor, das abgerufene Flexibilitätspotential, d.h. die zu viel oder zu wenig bezogene Energie innerhalb des Prognosezeitraums im Sinne einer Lastverschiebung vollständig auszugleichen. So ist es denkbar, dass am Ende des Prognosezeitraums eine Restenergie verbleibt, die als Flexibilitätspotentials innerhalb des Prognosezeitraums genutzt, aber bis zum Ende des Prognosezeitraums nicht ausgeglichen wurde.

Die nicht bezogene Energie wird so schnell als möglich nachgeholt.

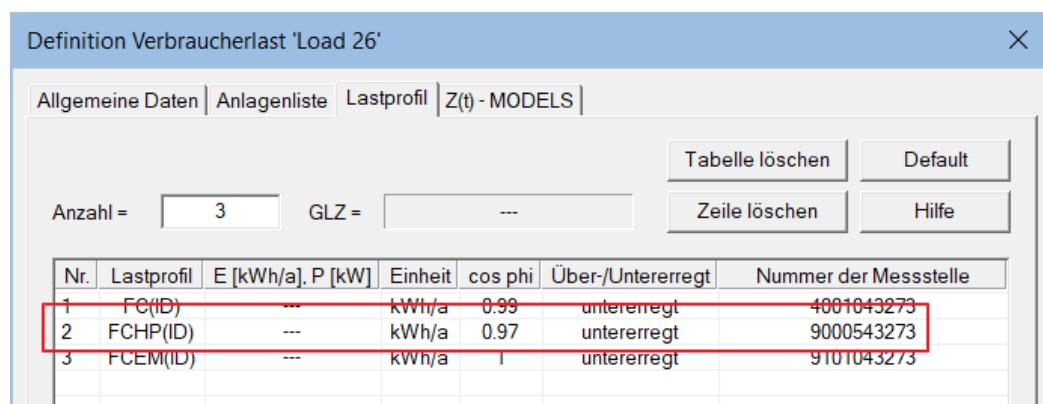
- Prognostizierte Wirkleistung in der JSON-Prognosedatei **_PROG**

```
{
  "id" : "9000543273",
  "label" : "Wärmepumpe_Heimspeicher",
  "unit_1" : "P[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704064500000,
      "value_1" : 0.399699543867499
    },
    {
      "timestamp" : 1704065400000,
      "value_1" : 0.10877069554426999
    },
  ],
}
```

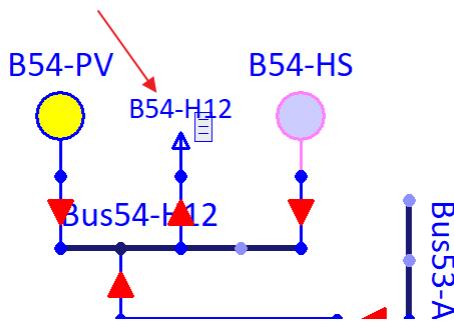
- Steuerbereichsgrenzen in der JSON-Prognosedatei **_FLEXPOT**

```
{
  "id" : "9000543273",
  "label" : "Wärmepumpe_Heimspeicher",
  "unit_1" : "Pmax[kW]",
  "unit_2" : "Pmin[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704064500000,
      "value_1" : 8.5,
      "value_2" : 0.0
    },
    {
      "timestamp" : 1704065400000,
      "value_1" : 8.5,
      "value_2" : 0.0
    },
  ],
}
```

- Einstelldialog des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**



- Netzwerkelement **Verbraucherlast** in der Netzgrafik des Stromnetzes



26.8 Start des Verfahrens Prognose mit Flexibilitäten

Der Start des Verfahrens kann **manuell**, durch den **FileWatcher** oder durch den in ATPDesigner integrierten **Webserver** erfolgen. Vor dem Start sind die Eingangsdateien nach Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** bereitzustellen. Der Start mit Hilfe des Webservers erfordert ggfs. davon abweichende Eingangsdateien, die von einem Webclient an den Webserver übertragen und vom Webserver in dem Verzeichnis gespeichert werden. Der manuelle Start ist nachfolgend beschrieben.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten**

Das Verfahren liest aus dem Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnisses** die zeitlich jüngste JSON-Datei ein, beispielsweise die JSON-Prognosedatei **_PROG**. Aus dem Dateinamen der JSON-Prognosedatei wird der Dateiname der zugehörigen JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** generiert und ebenfalls aus dem Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnisses** eingelesen.

Wird durch das Verfahren als jüngste JSON-Datei im Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnisses** die JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** gefunden, so wird daraus der Dateiname der zugehörigen JSON-Prognosedatei **_PROG** abgeleitet, diese eingelesen und verarbeitet.

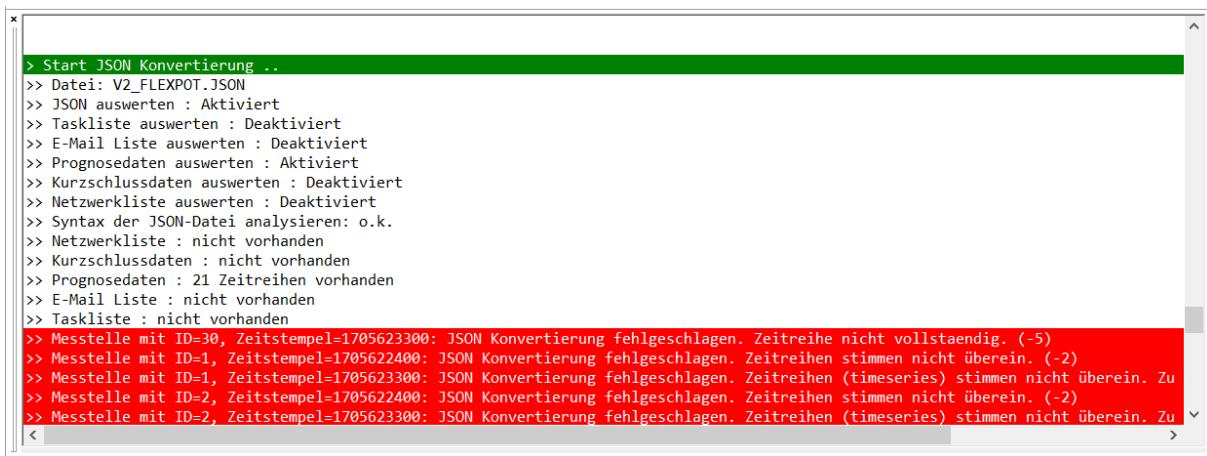
- ⇒ Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** kann nur gestartet werden, wenn die JSON-Prognosedatei **_PROG** und die JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** im Unterverzeichnis **Monitoring** entsprechend den nachfolgend in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** definierten Anforderungen an die Dateinamen und Inhalte vorhanden sind.

Beide JSON-Dateien werden nach dem Einlesen inhaltlich auf Datenkonsistenz wie z.B. die gleiche Anzahl an JSON-Elementen **id** und JSON-Objekte **timeseries** überprüft. Auch wird die zeitlich ansteigende Reihenfolge der JSON-Elemente **timestamp** in jedem JSON-Objekt **timeseries** geprüft. Darüber hinaus werden in beiden JSON-Dateien die JSON-Elemente **filetype** überprüft. Die Verwendung der nachfolgend definierten Werte der JSON-Objekte bzw. JSON-Elemente ist zwingend erforderlich.

JSON-Datei	JSON-Element	Wert
JSON-Prognosedatei _PROG	filetype	forecast
JSON-Flexibilitätspotentialdatei _FLEXPOT	filetype	flexibility option

Sind Bedingungen nicht erfüllt, wird das Verfahren nicht gestartet und mit einer Fehlermeldung beendet.

Nach erfolgreicher Überprüfung der Datenkonsistenz der beiden JSON-Dateien ermittelt das Verfahren aus den JSON-Objekten **timeseries** der JSON-Prognosedatei **_PROG** den Beginn und das Ende des zu betrachtenden Prognosezeitraums als Zeitreihe von 15min-Intervallen. Es wird überprüft, ob der ermittelte Prognosezeitraum auch in der JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** enthalten ist. Falls verschiedene Zeiträume erkannt werden, wird das Verfahren nicht gestartet und mit einer Fehlermeldung beendet. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft, wie Fehlermeldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben werden.



```

> Start JSON Konvertierung ...
>> Datei: V2_FLEXPOT.JSON
>> JSON auswerten : Aktiviert
>> Taskliste auswerten : Deaktiviert
>> E-Mail Liste auswerten : Deaktiviert
>> Prognosedenaten auswerten : Aktiviert
>> Kurzschlussdaten auswerten : Deaktiviert
>> Netzwerkkiste auswerten : Deaktiviert
>> Syntax der JSON-Datei analysieren: o.k.
>> Netzwerkkiste : nicht vorhanden
>> Kurzschlussdaten : nicht vorhanden
>> Prognosedenaten : 21 Zeitreihen vorhanden
>> E-Mail Liste : nicht vorhanden
>> Taskliste : nicht vorhanden
>> Messtelle mit ID=0, Zeitstempel=1705623300: JSON Konvertierung fehlgeschlagen. Zeitreihe nicht vollständig. (-5)
>> Messtelle mit ID=1, Zeitstempel=1705622400: JSON Konvertierung fehlgeschlagen. Zeitreihen stimmen nicht überein. (-2)
>> Messtelle mit ID=1, Zeitstempel=1705623300: JSON Konvertierung fehlgeschlagen. Zeitreihen (timeseries) stimmen nicht überein. Zu
>> Messtelle mit ID=2, Zeitstempel=1705622400: JSON Konvertierung fehlgeschlagen. Zeitreihen stimmen nicht überein. (-2)
>> Messtelle mit ID=2, Zeitstempel=1705623300: JSON Konvertierung fehlgeschlagen. Zeitreihen (timeseries) stimmen nicht überein. Zu

```

Sind alle Prüfungen und Vorverarbeitungen erfolgreich abgeschlossen, startet das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten**. Parametrierung, Arbeitsweise und Ergebnisausgabe des Verfahrens werden in den nachfolgenden Kapiteln näher erläutert.

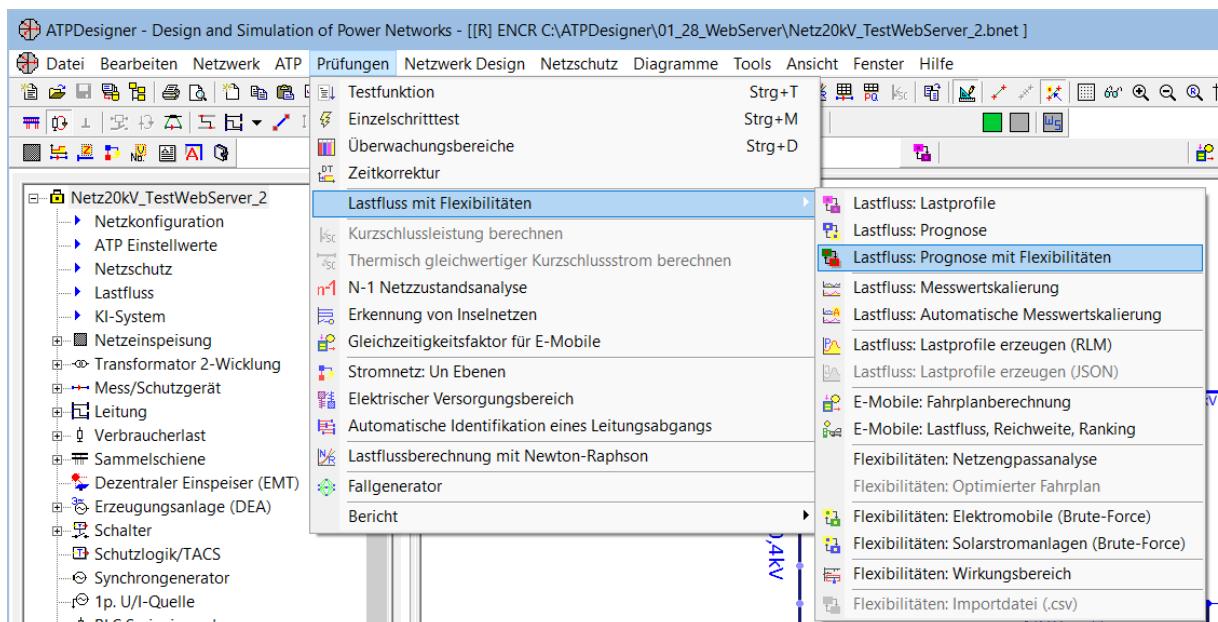


Abbildung 26-4: Manueller Start des Verfahrens Prognose mit Flexibilitäten

Alternativ ist analog zum Verfahren **Lastfluss: Prognose** auch der automatische Start des Verfahrens über einen **FileWatcher** [Bd. 3] möglich. Der **FileWatcher** wird wie im

nachfolgenden Einstelldialog dargestellt mit der Auswahl **Prognose mit Flexibilitäten** in der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch ...** aktiviert.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **JSON-Prognosedatei**

Die zusätzlich dargestellten Einstellwerte des Einstelldialogs sind sowohl bei automatischem Start über den **FileWatcher** als auch bei manuellem Start oder dem Start durch den **Webserver** erforderlich, damit das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** die JSON-Prognosedatei **_PROG** und die JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** als Eingangsdateien verarbeitet.

- ⇒ Die Optionen **Verarbeitung JSON-Prognosedatei** und **Verarbeitung Prognoseliste** müssen vor dem Start des Verfahrens aktiviert werden.

Damit das Verfahren ordnungsgemäß startet, müssen zunächst Leistungsprognosen und Flexibilitätspotentiale für alle Bezugs- und Einspeiseanlagen des Stromnetzes, die der Stromnetzbetreiber zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Stromnetzbetriebes bzgl. der Bezugs- und Einspeiseleistung als Flexibilitäten steuern kann, angegeben werden. Dazu müssen die im Folgenden beschriebenen JSON-Eingangsdateien im Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnisses** abgelegt werden. Bei Start über den **FileWatcher** sollten beide Dateien direkt nacheinander gespeichert werden. Bei Start durch den **Webserver** stellt der Webserver sicher, dass zuerst die beiden JSON-Dateien im Unterverzeichnis **Monitoring** gespeichert werden, bevor das Verfahren durch den Webserver gestartet wird.

Nachdem die erste JSON-Datei aus dem Unterverzeichnis Monitoring eingelesen wurde, versucht das Verfahren unabhängig von der Startmethode, mehrere Male nacheinander mit einer Pause von ca. 1s (Sleep) die zweite JSON-Datei einzulesen. Damit soll z.B. das zwangswise zeitlich versetzte Speichern der beiden JSON-Dateien bei Start des Verfahrens durch den **FileWatcher** ausgeglichen werden.

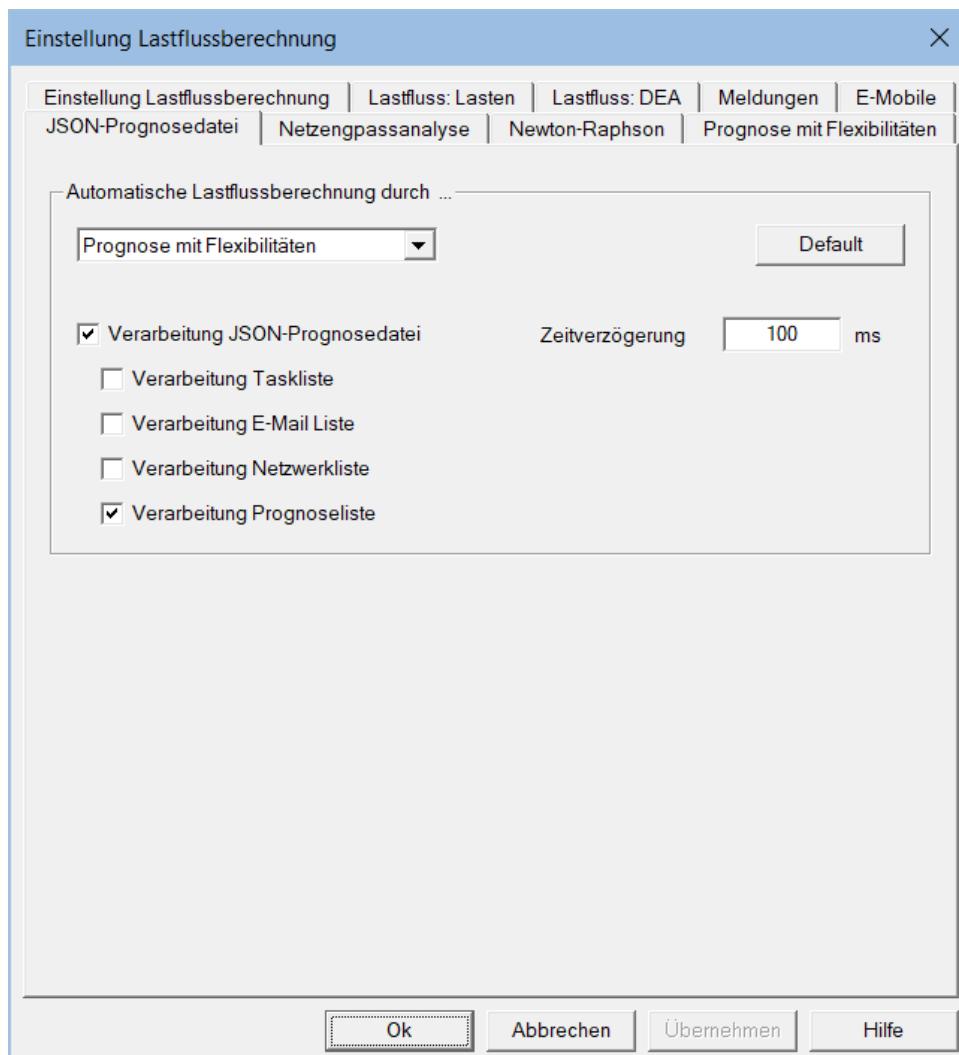


Abbildung 26-5: Einstellung des FileWatcher für Prognosen mit Flexibilitäten

27 Webservice: http-Webserver mit REST-API zur Netzberechnung

ATPDesigner stellt dem Anwender einen Webservice mit Diensten zur Netzberechnung (Service) zur Verfügung, die über Internet oder Intranet mit Hilfe eines **REST-API** genutzt werden können. Zur Realisierung des Webservice ist in ATPDesigner ein **Webserver** integriert.

„Ein **Webserver** ist die Kernkomponente jedes Webangebotes, er nimmt Anfragen der Clients entgegen und liefert die entsprechenden Inhalte zurück. Die Daten werden in der Regel über das Hypertext Transfer Protocol (HTTP) oder dessen mit Transport Layer Security (TLS) verschlüsselte Variante http Secure (HTTPS) transportiert. Da Webserver eine einfache Schnittstelle zwischen Serveranwendungen und Benutzern bieten, werden sie auch häufig für interne Informationen und Anwendungen in Institutionsnetzen, wie dem Intranet, eingesetzt.“¹²“

Mit Hilfe eines **REST-API** kann der in ATPDesigner integrierte Webserver durch einen Webclient gesteuert und es können Daten ausgetauscht werden. Der Zugriff durch Webclients muss durch eine in ATPDesigner implementierte **Whitelist** vom Anwender zugelassen werden. Die Whitelist kann im Einstelldialog **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Webserver** werden.

Als Webservice können mit Hilfe des **REST-API** von einem Webclient durch eine Anfrage (**Request**) Verarbeitungsprozesse (**Task**) gestartet oder vorhandene Daten (**Data**) angefragt und an den Webclient als **Response** versendet werden. Die Kommunikation zwischen Webserver und Webclient verwendet das http-Protokoll. Semantik und Syntax des **REST-API** des in ATPDesigner integrierten Webservers verwenden die grundlegenden Komponenten des http-Protokolls.

„Die Abkürzung **HTTP** steht für **Hypertext Transfer Protocol**. HTTP ist ein international standardisiertes Protokoll, das die weltweite Datenübertragung von Dokumenten im Internet ermöglicht.“¹³

ATPDesigner ermöglicht es, ausgewählte Funktionen des Netzberechnungsprogramms im Sinne einer **Client-Server-Architektur** auszuführen. Durch das **REST-API** ist der Ablauf des Datenaustausches zwischen dem Webclient und dem integrierten Webserver definiert. Der Datenaustausch zwischen Webclient und Webserver sieht vor, dass der Webclient eine Anfrage (**Request**) an den Webserver stellt. Der Webserver wertet die Anfrage aus und liefert eine Antwort (**Response**) an den Webclient, die falls möglich die angefragten Daten als Inhalt (**Content**) enthält.

- Die **Client-Server-Architektur** ist eine Möglichkeit, mit der die Verteilung von Aufgaben (**Request**) und Diensten (**Service**) innerhalb eines Kommunikationsnetzwerkes realisiert werden kann.

Der Webserver sendet nach einer Anfrage (**Request**) durch den Webclient eine Antwort (**Response**) möglichst zeitnah an den Webclient zurück.

¹² https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Grundschatz/Kompendium_Einzel_PDFs_2021/06_APP_Anwendungen/APP_3_2_Webserver_Edition_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2

¹³ www.informatik-verstehen.de

- Werden Daten durch den Webclient angefragt (**Request**) und sind diese verfügbar, werden die Daten vom Webserver als Antwort (**Response**) an den Webclient gesendet. Die Antwort (**Response**) enthält die angefragten Daten als Inhalt (**Content**).
- Sind die vom Webclient angefragten Daten zum Zeitpunkt der Anfrage (**Request**) nicht verfügbar, ist in der Antwort (**Response**) des Webservers an den Webclient eine entsprechende Meldung z.B. eine Zurückweisung als Inhalt (**Content**) enthalten.

ATPDesigner nutzt zur Realisierung des Webservice einen http-basierten Webserver, der über ein TCP/IP-basiertes Netzwerk mit Webclients kommunizieren kann. Daher muss dem in ATPDesigner integrierten Webserver eine IP-Adresse und ein Port zugewiesen werden. Die Einstellung des Webservers erfolgt im Einstelldialog **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Webserver**. Als Sicherheitsmechanismus unterstützt ATPDesigner die Verwendung einer Whitelist.

- Nur die in der Whitelist vom Anwender definierten IP-Adressen werden von dem in ATPDesigner integrierten Webserver als Webclient akzeptiert.

27.1 Webservice: Realisierung des Webserver mit Multithreading

In der Informatik versteht man unter dem Begriff **Multithreading** eine Technologie, die es ermöglicht, mehrere Verarbeitungsprozesse (**Task**) gleichzeitig oder quasi-gleichzeitig auszuführen. ATPDesigner nutzt die Technologie des Multithreading, um den integrierten Webserver in einem eigenen Thread, der ausschließlich zu ATPDesigner gehört und von ATPDesigner gesteuert und überwacht wird, zu realisieren. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Konzept des Webservers.

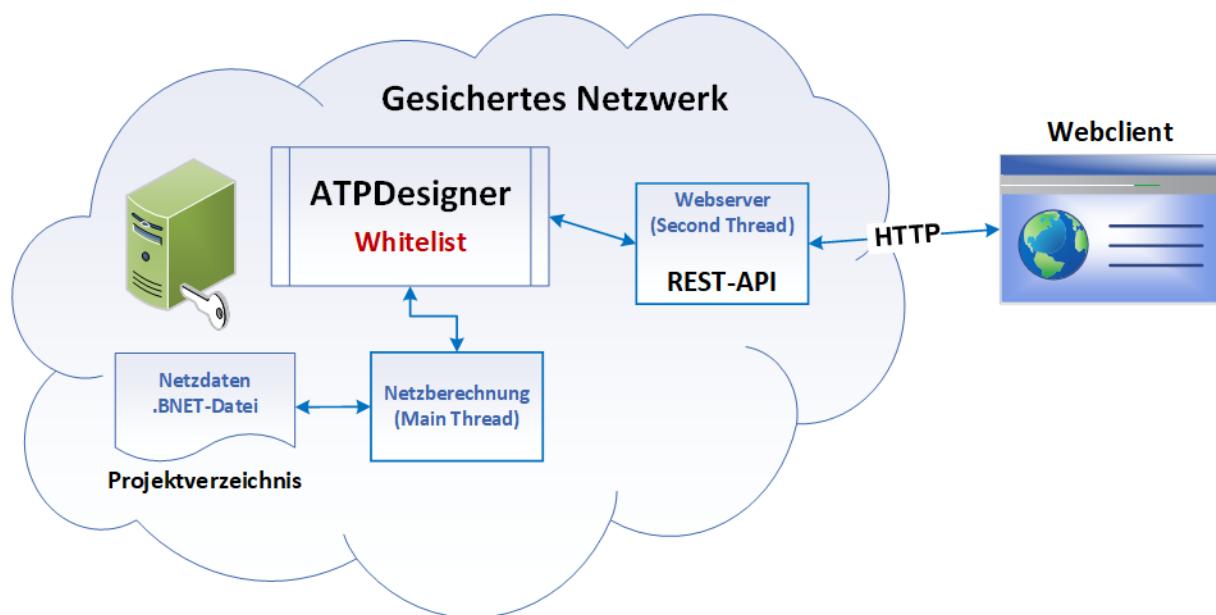


Abbildung 6: Konzept des Webservers mit Multithreading

Der in ATPDesigner integrierte und in einem parallelen, aber zu ATPDesigner gehörenden Thread laufende Webserver ist in der Lage, in einem TCP/IP-Netzwerk mit Hilfe eines http-basierten **REST-API** Anfragen (**Request**) zu empfangen und Antworten (**Response**) an den Webclient zu senden.

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner wird immer als **Main-Thread** gestartet, der in ATPDesigner integrierte Webserver wird von ATPDesigner in einem **Second-Thread** gestartet und bei Programmende automatisch beendet.

- Der in ATPDesigner integrierte Webserver ist nur arbeitsfähig, wenn ATPDesigner vom Anwender gestartet wurde.

Ziel des Multithreading ist es, einen zweiten Prozess (**Second-Thread**) durch den Main-Thread zu starten, den Second-Thread vom **Main-Thread** abzukoppeln, um auf Multithreading fähigen Mikroprozessoren die beiden Threads parallel voneinander auszuführen.

- Der Webserver wird von ATPDesigner (Main-Thread) in einem Second-Thread gestartet, so dass ATPDesigner bei laufendem Webserver weiter z.B. bedient werden kann.

Mit Hilfe der Technologie des Multithreading ist es dem Anwender möglich, ATPDesigner bei aktiviertem Webserver zu bedienen, um z.B. Einstellwerte zu verändern. Gleichzeitig dazu ist ATPDesigner mit Hilfe des Webservers in der Lage, die Kommunikation mit einem Webclient zu überwachen, Anfragen eines Webclients (**Request**) zu empfangen, zu verarbeiten, einen Verarbeitungsprozess, falls zum Zeitpunkt der Anfrage (**Request**) zulässig zu starten und Antworten (**Response**) an den Webclient zu senden.

- ⇒ Es muss unbedingt beachtet werden, dass ATPDesigner Verarbeitungsprozesse, die durch den Webserver gestartet werden, parallel zu manuellen Bedienhandlungen und dadurch ggfs. gestarteten Verarbeitungsprozessen bearbeitet. Es kann daher zu konkurrierenden Verarbeitungsprozessen (**Task**) kommen.

Grundsätzlich kann in ATPDesigner ein Verarbeitungsprozess wie z.B. eine Lastflussberechnung nicht gleichzeitig in zwei Threads parallel ausgeführt werden. Erfolgt eine Anfrage (**Request**) z.B. für eine Lastflussberechnung durch einen Webclient an den Webserver und wird zeitgleich eine Lastflussberechnung schon ausgeführt, so wird die Anfrage (**Request**) durch den Webserver in einer Antwort (**Response**) an den Webclient zurückgewiesen.

- ⇒ Es erfolgt keine Speicherung einer nicht ausgeführten Anfrage (**Request**) mit ggfs. zeitlich nachgelagerter Ausführung. Der Webclient muss die Anfrage (**Request**) erneut ausführen.

27.2 Webservice: http-basiertes REST-API

ATPDesigner stellt dem Anwender ein **REST-API** zur Verfügung, um ausgewählte Funktionen von ATPDesigner mit http-basierten Kommunikationsfunktionen als Webservice in einem TCP/IP-basierten Netzwerk nutzen zu können.

„Eine API, oder **Application Programming Interface**, ist ein Satz von Regeln, die definieren, wie Anwendungen oder Geräte eine Verbindung herstellen und miteinander kommunizieren können. Eine REST-API ist eine API, die dem Design des architektonischen Stils REST, oder Representational State Transfer, entspricht. Daher werden REST-APIs manchmal als RESTful APIs bezeichnet.“ (Quelle: <https://www.ibm.com/de-de/topics/rest-apis>)

„REST-APIs kommunizieren über http-Requests, um Standarddatenbank-Funktionen auszuführen, z. B. Erstellen, Lesen, Aktualisieren und Löschen von Datensätzen (auch bekannt als CRUD) innerhalb einer Ressource. Eine REST-API würde beispielsweise eine GET-Anforderung verwenden, um einen Datensatz abzurufen, eine POST-Anforderung, um einen Datensatz zu erstellen, eine PUT-Anforderung, um einen Datensatz zu aktualisieren, und eine DELETE-Anforderung, um einen Datensatz zu löschen. Alle http-Methoden können in API-Aufrufen verwendet werden. Eine gut konzipierte REST-API ist vergleichbar mit einer Website, die in einem Webbrowser mit integrierter http-Funktionalität läuft.“

Der Zustand einer Ressource zu einem bestimmten Zeitpunkt oder Zeitstempel ist als Ressourcendarstellung bekannt. Diese Informationen können in praktisch jedem Format an einen Client übermittelt werden, einschließlich JavaScript Object Notation (JSON), HTML, XLT, Python, PHP oder einfacherem Text. JSON ist beliebt, weil es sowohl von Menschen als auch von Maschinen lesbar ist, und es ist programmiersprachenunabhängig.“ (Quelle: <https://www.ibm.com/de-de/topics/rest-apis>)

Die **REST-API** Schnittstelle von ATPDesigner unterstützt folgende http-basierte Anfragen (**Request**).

- ⇒ Die interne Verarbeitung der Bezeichner wird generell Groß-/Kleinschrift berücksichtigt (case sensitiv).
- ⇒ Das http-basierte **REST-API** verwendet zur Datenübermittlung zwischen Webserver und Webclient bevorzugt das **JSON**-Format [28]. In Ausnahmefällen kann die Datenübermittlung auch im **XML**-Format oder **CSV**-Format erfolgen.

Anfrage (Request)	Bedeutung
GET	Abrufen einer bestimmten Ressource, d.h. von vorhandenen Daten <ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Daten werden als Inhalt (Content) der http-Response bevorzugt im JSON-Format [28] an den Webclient gesendet. Die Formate XML und CSV werden ebenfalls verwendet.
POST	Erstellen einer neuen Ressource, d.h. Start eines Verarbeitungsprozesses (Task), der ggfs. neue Daten generiert <ul style="list-style-type: none"> ▪ Der Daten müssen als Inhalt (Content) des http-Request im JSON-Format [28] an den Webserver gesendet werden. In Ausnahmefällen wird das CSV-Format verwendet. Das XML-Format wird nicht verwendet.

27.3 Webservice: Aktivieren und Deaktivieren des Webservers

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte des in ATPDesigner integrierten Webservers in der Registerkarte **Webserver** des Einstelldialogs **Programmeinstellungen**.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Webserver, Einstellwerte Webserver**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Webserver**

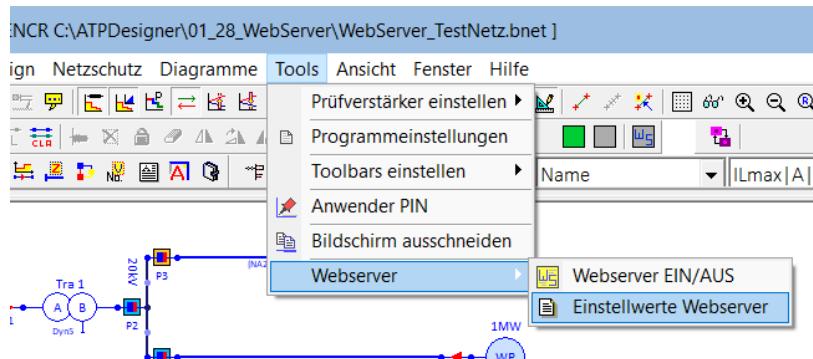
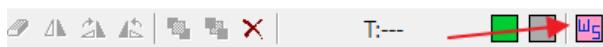
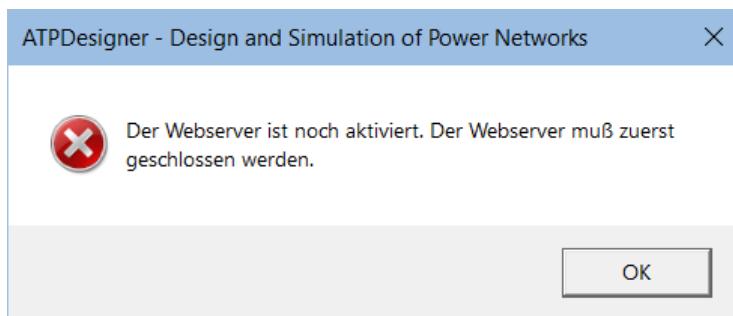


Abbildung 7: Starten und Beenden des Webservers

Alternativ zu dem oben gezeigten Menüpunkt **Webserver EIN/AUS** kann der Webserver auch mit dem Toolbar-Button  ein- bzw. ausgeschaltet werden.



- ⇒ Es muss hier beachtet werden, dass ATPDesigner nicht beendet werden kann, bevor der Webserver nicht deaktiviert wurde.



Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog des Webservers, die in der **Registerkarte Webserver** des Einstelldialogs **Programmeinstellungen** [Bd. 2] näher erläutert sind.

Ausgehend von der Grundeinstellung der Registerkarte **Webserver** des Einstelldialogs **Programmeinstellungen** werden folgende Einstellungen empfohlen.

- ⇒ Der Einstellwert **Kommunikation** verschlüsseln sollte deaktiviert werden.
Die vom Webclient empfangenen Daten sowie die zum Webclient gesendeten Daten werden mit dem Blowfish-Algorithmus entschlüsselt bzw. verschlüsselt.
- ⇒ Die Verschlüsselung muss deaktiviert sein, wenn das http-basierte **Rest-API** verwendet wird.
- ⇒ Der Einstellwert **Timeout** sollte entweder auf eine entsprechend große Zeit eingestellt oder deaktiviert werden.
Mit jedem Empfang eines http-Request (Auftrag) startet der Webserver den Timeout im Sinne einer retriggerbaren Zeitstufe erneut. Nach Ablauf der Zeitstufe wird der Webserver deaktiviert. Der Timeout kann zusätzlich zur **Whitelist** als weitere Sicherheitsstufe verwendet werden.

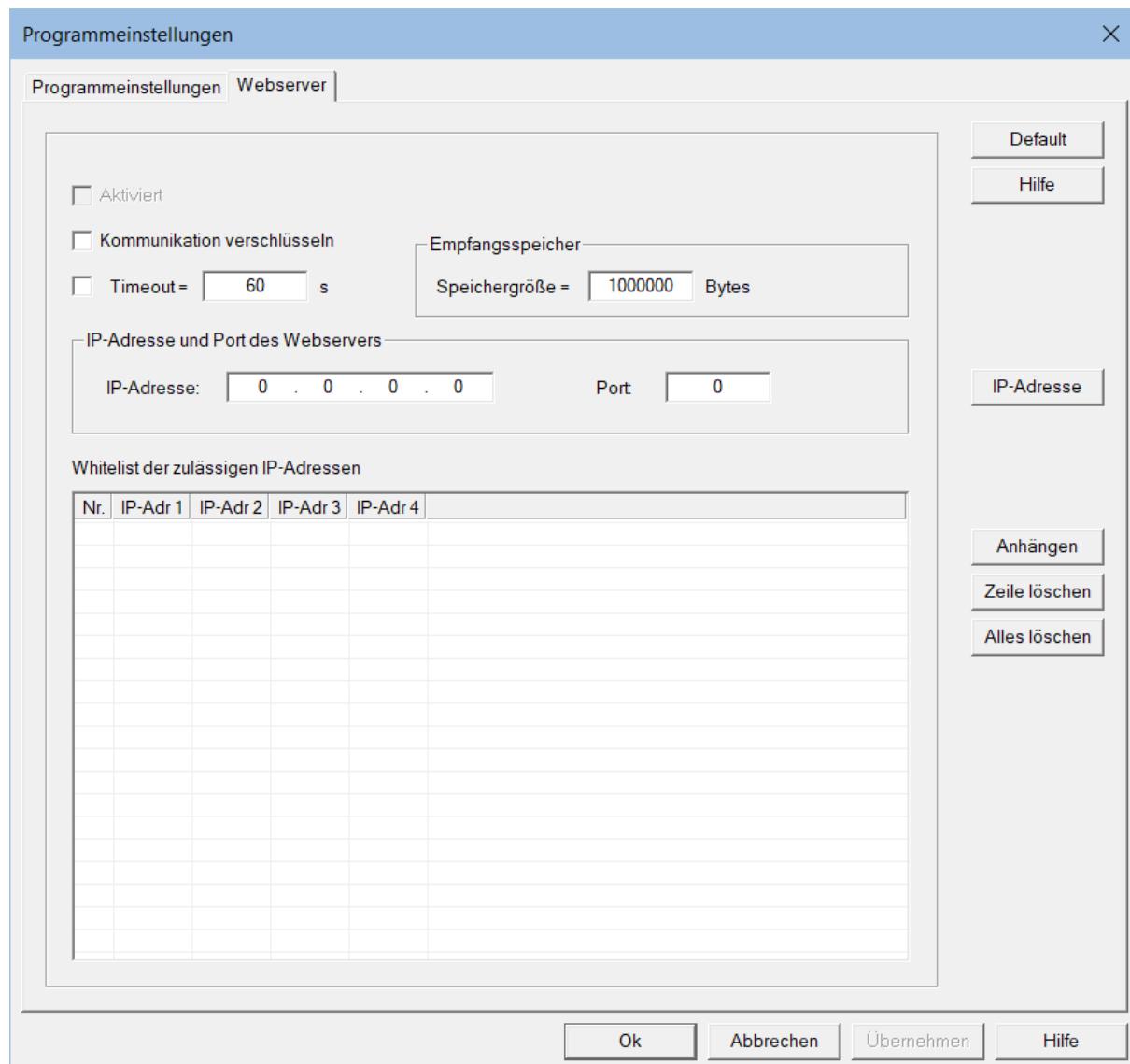


Abbildung 8: Einstelldialog des Webservers [Bd. 2]

27.4 REST-API: http-Request GET - Abrufen von vorhandenen Daten

Mit dem http-Request **GET** kann ein Webclient vorhandene Daten abrufen. Diese Daten müssen verfügbar sein und können sowohl durch eine manuelle Netzberechnung als auch eine Netzberechnung, die durch einen **FileWatcher**-basierten oder einen **Webservice**-basierten Verarbeitungsprozess ausgeführt wurde, generiert worden sein.

- ⇒ In Ausnahmefällen wird durch den http-Request **GET** auch ein Verarbeitungsprozess z.B. zur Erzeugung einer JSON-Datei [28] gestartet.

Nachfolgend ist eine typische Antwort (**Response**) eines Webservers auf eine Anfrage mit einem http-Request **GET** eines Webclients dargestellt.

```

HTTP/1.1 200 OK
Date: Sun, 10 Oct 2010 23:26:07 GMT
Server: Apache/2.2.8 (Ubuntu) mod_ssl/2.2.8 OpenSSL/0.9.8g
Last-Modified: Sun, 26 Sep 2010 22:04:35 GMT
ETag: "45b6-834-49130cc1182c0"

```

```
Accept-Ranges: bytes
Content-Length: 12
Connection: close
Content-Type: text/html
```

Hello world!

Die Art der abgerufenen Daten werden vom Webclient als Teil des http-Request **GET** in dem **URL-Parameter ID1** definiert.

- ⇒ Ein **URL-Parameter** ist ein Schlüssel-Wert-Paar, welches an einen **Uniform Resource Locator (URL)** angehängt ist. Als Trennzeichen zwischen der eigentlichen IP-Adresse und dem URL-Parameter wird das Fragezeichen verwendet. Nachfolgend ist beispielhaft die Verwendung des **URL-Parameter ID1** in einem Request eines Webclients dargestellt. Es wird der Wert 4 zugewiesen.

```
GET /?ID1=4 HTTP/1.1Content-Type: text/plainHost: xxx.xxx.xxx.xx+ keep-alive:
1
```

Die angeforderten Daten müssen vor der Anfrage mit dem http-Request **GET** durch einen Verarbeitungsprozess, d.h. eine Netzberechnung generiert werden, damit diese aktuell verfügbar sind. Sind die Daten vorhanden, so versendet der Webserver eine http-Response **200 calculation complete**.

```
HTTP/1.1 200 calculation completeServer: ATPDesigner - Design and Simulation
of Power Networks Version 4.01.91 - 08.01.2024Date: 10.01.2024 19:02:31Accept:
application/json, text/csvContent-Type: application/jsonContent-Length:
441[{"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme", "date": "10.01.2024", "time": "19:02:31", "description": "Meldung an den Web Client", "filetype": "Lastflussberechnung", "fileversion": "1", "fileformat": "1", "program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.91 - 08.01.2024", "datafile": "C:/ATPDesigner_01_28_WebServer_WebServer_Test-Netz.bnet"}, {"lfresults": [{"gridstate": 3}]}]
```

- ⇒ Es muss hier unbedingt beachtet werden, dass ATPDesigner keine Verwaltung eines http-basierten Request **POST** zur Generierung von Daten z.B. durch eine Netzberechnung und einem zeitlich nachgelagerten http-Request **GET** zum Abruf der Daten vornimmt. **Mit einem http-basierten Request GET werden immer die aktuell verfügbaren Daten, d.h. die Daten als Ergebnis des zeitlich jüngsten Verarbeitungsprozesses vom Webserver an den Webclient gesendet.**
- ⇒ **Der inhaltliche und zeitliche Zusammenhang von Daten eines Verarbeitungsprozesses, der durch einen http-basierten Request POST gestartet und generiert wurden wurde und Daten, die zeitlich später durch einen http-Request GET angefordert werden, muss durch den Webclient selbst sichergestellt werden.**
- Mit dem http-Request **GET** kann kein Verarbeitungsprozess (**Task**) gestartet werden, der ggfs. neue Daten generiert.
- Mit dem http-Request **GET** können nur vorhandene Daten abgerufen werden.

Nachdem der Webserver einen http-Request **GET** von einem Webclient empfangen hat, wird der http-Request von ATPDesigner verarbeitet und falls möglich die angeforderten Daten z.B. als JSON-Datei aufbereitet. Die angeforderten Daten sind im Inhalt

(Content) der http-Response enthalten, die der Webserver ggfs. mit einer geringen Zeitverzögerung unmittelbar nach dem http-Request **GET** an den Webclient sendet.

Sind die vom Webclient angefragten Daten nicht vorhanden, antwortet der Webserver mit einer Zurückweisung. Nachfolgend ist eine Zurückweisung beispielhaft dargestellt.

```
HTTP/1.1 400 XML-Report is not available
Server: ATPDesigner - Design and
Simulation of Power Networks Version 4.01.91 - 22.12.2023
Date: 23.12.2023
09:59:34
Accept: application/json
Content-Type: text/plain
Content-Length: 40
XML-Report is not available.]
```

Abhängig vom URL-Parameter des http-Request werden ggfs. Ergebnisdateien in einem Unterverzeichnis im **Projektverzeichnis** permanent gespeichert, bevor diese als http-Response zum Webclient gesendet werden. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Zur Kennzeichnung des Inhaltes der Ergebnisdatei wird eine Kennung vor der Dateierweiterung eingefügt. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Nachfolgend ist beispielhaft der Dateiname einer JSON-Prognosedatei angegeben.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_KENNUNG.xml

Wird mit der http-Response eine Datei als Inhalt (Content) übertragen, so ist im Header **Content-Disposition** der http-Response der Dateiname enthalten. Nachfolgend ist der Header dargestellt. Wir keine Datei übertragen, fehlt der Header **Content-Disposition**.

- **Content-Disposition: attachment; filename="Dateiname"**

URL-Parameter	http-Request (Auszug)	Bedeutung
ID1=1	GET /?ID1=1 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: text/plain	<p>Der Webclient fordert den Bericht (XML-Datei [21]), der als Ergebnis der letzten Lastflussberechnung generiert wurde, an. Der Bericht kann direkt in einem Textverarbeitungsprogramm z.B. Word geöffnet werden.</p> <p>Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine XML-Datei [21] als Content beinhaltet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Type: application/xml ▪ Content-Disposition: attachment; filename="..." ▪ 200 calculation complete
ID1=2	GET /?ID1=2 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: text/plain	<p>Der Webclient fordert den Fahrplan (JSON-Prognosedatei [28]), der als Ergebnis der letzten Flexibilitätspotentialanalyse generiert wurde, an.</p> <p>Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Type: application/json

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Disposition: attachment; filename=..." ▪ 200 calculation complete
ID1=3	GET /?ID1=3 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: text/plain	<p>Der Webclient fordert die Ausführung einer Netzberechnung an.</p> <p>Dieser http-Request ist nicht zulässig und wird als bad request im Header der http-Response zurückgewiesen.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Type: text/plain ▪ 400 bad request
ID1=4	GET /?ID1=4 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: text/plain	<p>Der Webclient fordert den Netzzustand (Grid State), der als Ergebnis der letzten konvergenten Netzberechnung ermittelt wurde, an. Näheres zur Ermittlung des Netzzustandes in Überwachung Netzzustand [Bd. 2]. Der http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Type: application/json ▪ 200 calculation complete
ID1=5	GET /?ID1=5 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: text/plain	<p>Der Webclient fordert die Liste der Netzwerkelemente Verbraucherlast des Stromnetzes in der obersten Ansicht (top most View) von ATPDesigner an. Der http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Type: application/json ▪ 200 calculation complete
ID1=6	GET /?ID1=6 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: text/plain	<p>Der Webclient fordert die Liste der Netzwerkelemente Erzeugungsanlage (DEA) des Stromnetzes an. Der http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Type: application/json ▪ 200 calculation complete
ID1=7	GET /?ID1=7 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: text/plain	<p>Der Webclient fordert die JSON-Prognosedatei des Stromnetzes an. Der Verarbeitungsprozess wird durch den http-Request GET gestartet, die JSON-Datei mit den Stromnetzdaten erstellt und gespeichert.</p> <p>Die JSON-Prognosedatei kann manuell wie folgt exportiert werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptmenü Datei ▪ Menüpunkt Export, Prognose (JSON) <p>Die JSON-Prognosedatei wird für den aktuellen Tag, an dem der Webserver die Anfrage (Request) empfangen hat, erstellt. Die JSON-Datei beinhaltet 96 15min-Leistungswerte beginnend um 00:15Uhr bis 00:00Uhr.</p>

		<p>Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Type: application/json ▪ Content-Disposition: attachment; filename="..." ▪ 200 calculation complete <p>Die JSON-Datei wird im Unterverzeichnis ResultsWebserver des Projektverzeichnisses vor der Übertragung an den Webclient gespeichert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Kennung: _PROG
ID1=8	GET /?ID1=8 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: text/plain	<p>Der Webclient fordert die JSON-Datei mit den Stromnetzdaten des Stromnetzes an. Der Verarbeitungsprozess wird durch den http-Request GET gestartet, die JSON-Datei mit den Stromnetzdaten erstellt und gespeichert.</p> <p>Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Type: application/json ▪ Content-Disposition: attachment; filename="..." ▪ 200 calculation complete <p>Die JSON-Datei der Stromnetzdaten kann manuell wie folgt exportiert werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptmenü Datei Menüpunkt Export, Stromnetz Daten <p>Die JSON-Datei wird im Unterverzeichnis ResultsWebserver des Projektverzeichnisses vor der Übertragung an den Webclient gespeichert.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Kennung: _GRID
ID1=9	GET /?ID1=9 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: text/plain	<p>Der Webclient fordert die Ergebnisdatei einer Netzschatzprüfung an.</p>
ID1=10	GET /?ID1=10 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: text/plain	<p>Der Webclient fordert die Ergebnisdatei einer Messwertskalierten Lastflussberechnung an.</p> <p>Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine CSV-Datei als Content beinhaltet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Type: text/csv ▪ Content-Disposition: attachment; filename="..." ▪ 200 calculation complete

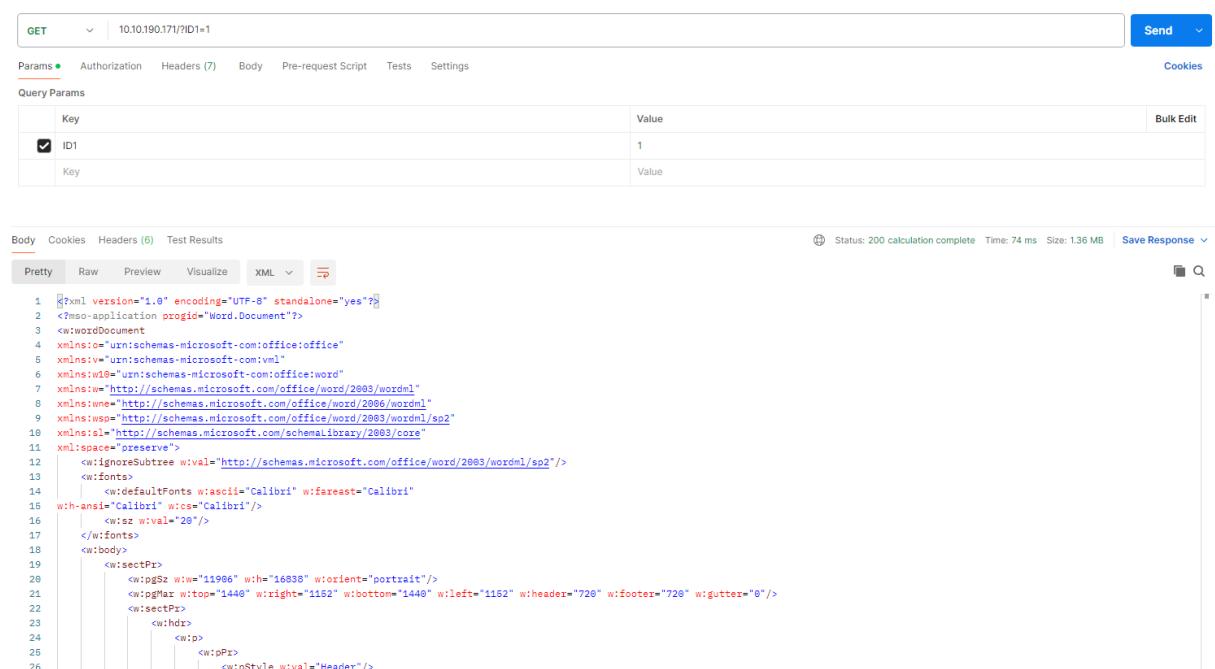
ID1=11	<p>GET /?ID1=11 http/1.1</p> <p>Host: IP4-Adresse</p> <p>Content-Type: text/plain</p>	<p>Der Webclient fordert den Bericht (XML-Datei [21]), der als Ergebnis der zeitlich jüngsten Lastflussberechnung mit Lastprofilen generiert wurde, an. Der Bericht kann direkt in einem Textverarbeitungsprogramm z.B. Word geöffnet werden.</p> <p>Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine XML-Datei [21] als Content beinhaltet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Type: application/xml ▪ Content-Disposition: attachment; filename="..." ▪ 200 calculation complete <p>Es können die Berichte (XML-Datei [21]) der folgenden Netzberechnungsverfahren angefordert werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptmenü Prüfungen Menüpunkt Lastfluss mit Flexibilitäten ▪ Lastfluss: Lastprofile ▪ Lastfluss: Prognose ▪ Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten ▪ Lastfluss: Messwertskalierung ▪ Lastfluss: Automatische Messwertskalierung ▪ E-Mobile: Fahrplanberechnung ▪ E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking
ID1=12	<p>GET /?ID1=12 http/1.1</p> <p>Host: IP4-Adresse</p> <p>Content-Type: text/plain</p>	<p>Der Webclient fordert die JSON-Prognoseda-tei und die JSON-Datei der Flexibilitäten des Stromnetzes an. Der Verarbeitungsprozess wird durch den http-Request GET gestartet, die JSON-Datei erstellt und gespeichert.</p> <p>Die JSON-Prognoseda-tei kann manuell wie folgt exportiert werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptmenü Datei ▪ Menüpunkt Export, Prognose mit Flexibilitäten (JSON) <p>Die JSON-Dateien werden für den aktuellen Tag, an dem der Webserver die Anfrage (Request) empfangen hat, erstellt. Die JSON-Datei beinhaltet 96 15min-Leistungswerte beginnend um 00:15Uhr bis 00:00Uhr.</p> <p>Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Type: application/json

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Content-Disposition: attachment; filename=... ▪ 200 calculation complete <p>Die JSON-Datei wird im Unterverzeichnis ResultsWebserver des Projektverzeichnisses vor der Übertragung an den Webclient gespeichert. Kennung: _PROG</p>
--	---

Im Folgenden werden beispielhaft die Inhalte der http-Response dargestellt.

27.4.1 http-Response GET/?ID1=1

Der Webclient fordert den **Bericht** (XML-Datei [21]), der als Ergebnis der letzten **Lastflussberechnung** generiert wurde, an. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft den Bericht als http-Response im Webclient-API **Postman**.



The screenshot shows a Postman request for `10.10.190.171/?ID1=1`. The query parameter `ID1` is set to `1`. The response status is `200 calculation complete` with a size of `1.36 MB`. The response body is an XML document representing a Microsoft Word document. It includes elements like `<?xml version="1.0" encoding="UTF-8" standalone="yes"?>`, `<?mso-application progid="Word.Document"?>`, and various `xmlns` declarations for Office and Word schemas. The content section contains `<w:body>`, `<w:sectPr>`, and `<w:p>` elements, indicating a single paragraph with Calibri font and 20pt size.

Abbildung 9: Bericht zur Lastflussberechnung als http-Response im Webclient Postman¹⁵

27.4.2 http-Response GET/?ID1=4

Nachfolgend wird die **JSON-Prognosedatei** dargestellt, die als Inhalt (**Content**) in der http-Response enthalten ist. Der Webclient fordert den Netzzustand (Grid State), der als Ergebnis der letzten konvergenten Netzberechnung ermittelt wurde, an.

<pre>[{ "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme", "date": "22.12.2023", "time": "12:10:35", "description": "Meldung an den Web Client", }</pre>	
--	--

```

    "filetype": "Lastflussberechnung",
    "fileversion": "1",
    "fileformat": "1",
    "program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.91 - 22.12.2023",
    "datafile": "C:_ATPDesigner_01_28_WebServer_WebServer_TestNetz.bnet"
},
{
    "lfresults":
    [
        {
            "gridstate": 0
        }
    ]
}
]

```

Es wird der in der letzten Netzberechnung ermittelte Netzzustand (Grid State) entsprechend dem BDEW-Ampelkonzept [22] als Wert des JSON-Objektes **gridstate** übermittelt.

Grid State	Bedeutung
0	Kein aktueller Netzzustand bekannt
1	Netzzustand rot
2	Netzzustand gelb
3	Netzzustand grün

27.4.3 http-Response GET/?ID1=5

Nachfolgend wird die **JSON-Prognoseredatei** dargestellt, die als Inhalt (**Content**) in der http-Response enthalten ist. Es wird die Liste der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** des Stromnetzes ausgelesen.

```

[
{
    "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
    "date": "22.12.2023",
    "time": "12:08:06",
    "description": "Meldung an den Web Client",
    "filetype": "Liste der Verbraucherlasten",
    "fileversion": "1",
    "fileformat": "1",
    "program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.91 - 22.12.2023",
    "datafile": "C:_ATPDesigner_01_28_WebServer_WebServer_TestNetz.bnet"
},
{
    "netobjload": 2,
    "Load Impedance": [
        {
            "name": "Load 1",
            "refname": "Load 1",
            "P[MW)": "1"
        },
        {
            "name": "Load 2",
            "refname": "Load 2",
            "P[MW)": "1"
        }
    ]
}
]

```

```

        "P[MW]": "1"
    }
]
]
```

27.4.4 http-Response GET/?ID1=6

Nachfolgend wird die **JSON-Prognosedatei** dargestellt, die als Inhalt (**Content**) in der http-Response enthalten ist. Es wird die Liste der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** des Stromnetzes ausgelesen.

```
[
{
    "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
    "date": "22.12.2023",
    "time": "12:01:52",
    "description": "Meldung an den Web Client",
    "filetype": "Liste der Erzeugungsanlagen (DEA)",
    "fileversion": "1",
    "fileformat": "1",
    "program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.91 - 22.12.2023",
    "datafile": "C:_ATPDesigner_01_28_WebServer_WebServer_TestNetz.bnet"
},
{
    "netobj3phsource": 1,
    "3-Phase Source": [
        {
            "name": "1MW",
            "refname": "3Ph 1",
            "P[MW]": "1000"
        }
    ]
}
]
```

27.4.5 http-Response GET/?ID1=7

Nachfolgend wird der Anfang der **JSON-Prognosedatei** dargestellt, die in der http-Response als Inhalt (**Content**) enthalten ist. Der Webclient fordert die **JSON-Prognose-datei** des Stromnetzes an.

```
[
{
    "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
    "date": "22.12.2023",
    "time": "12:12:08",
    "description": "Export JSON-Forecast File",
    "filetype": "forecast",
    "fileversion": "1",
    "fileformat": "1",
    "status": "Export of JSON-forecast file successfully finalized",
    "process_id": "1",
    "simulationtime": "22.12.2023 00:15 DST=0 - 22.12.2023 00:00 DST=0",
    "operationmode": "A defined day",
    "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 22.12.2023",
}
```

```

        "datafile": "C:\\ATPDesigner\\01_28_WebServer\\WebServer_Test...",
    },
    {
        "tasklist":
        [
            {
                "task": "forecast"
            }
        ]
    },
    {
        "id": "Load 1;P,Q=konst.",
        "label": "Load 1;P,Q=konst.",
        "unit_1": "P[kW]",
        "unit_2": "Q[kvar]",
        "timeseries":
        [
            {
                "timestamp_s": 1703373300,
                "value_1": 1000.000000,
                "value_2": 0.000000
            },
            {
                "timestamp_s": 1703374200,
                "value_1": 1000.000000,
                "value_2": 0.000000
            },
        ],
    }
},

```

27.4.6 http-Response GET/?ID1=8

Nachfolgend wird ein Auszug einer JSON-Datei mit den topologischen Daten eines Stromnetzes dargestellt, die in der http-Response als Inhalt (**Content**) enthalten ist.

```
{
    "author": "Michael Igel",
    "date": "22.12.2023",
    "time": "12:15:25",
    "description": "JSON Export similar to Netfile",
    "filetype": "JSON Netfile",
    "fileversion": 1.0,
    "fileformat": 1,
    "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 22.12.2023",
    "datafile": "C:\\ATPDesigner\\01_28_WebServer\\WebServer_TestNetz.bnet",
    "Network": {
        "lAnzahlNetzObjekte": 34,
        "lAnzahlLeitungen": 6,
        "lAnzahlLichtbogen": 3,
        "lAnzahlFehlerImp": 3,
        "lAnzahlLasten": 2,
        "lAnzahlNetzEinsp": 1,
        "lAnzahlGenerator": 0,
        "lAnzahlTrafo": 1,
        "lAnzahlAutoTrafo": 0,
        "lAnzahlLtgFehler": 3,
        "lAnzahlSchalter": 5,
        "lAnzahlBusbar": 1,
        "lAnzahlVerbindungen": 0,
        "lAnzahlImpedanzen": 0,
    }
}
```

```

    "lAnzahlErdungen": 0,
    "lAnzahlTextFrames": 0,
    "lAnzahlAtpQuellen": 0,
    "lAnzahlProbes": 8,
    "lAnzahlSplitter": 0,
    "lAnzahlBctrans": 0,
    "lAnzahlEmpFunction": 0,
    "lAnzahl3PhaseSource": 1,
    "lAnzahlAtpFiles": 0,
    "lAnzahlKabel": 0,
    "lAnzahlTacs": 0,
    "lAnzahlNonLinear": 0,
    "lAnzahlSwitches": 1,
    "lAnzahlMultiFreqSource": 0,
    "lAnzahlSaturableTransformer": 0,
    "lAnzahlAdmittance": 0,
    "lAnzahlXFormer": 0,
    "lAnzahlModels": 0,
    "lAnzahlMultiCircuitLines": 0,
    "lAnzahlUniMachine": 0,
    "lAnzahlEMachine": 0,
    "lAnzahlLFNodes": 0,
    "lAnzahlShortCircuit": 0,
    "lAnzahlRenPowerInfeed": 0
},
"NetObjects": {
    "Graphicdata": [
        {
            "szName": "Network 1",
            "bAktiv": true,
            "lNetIndex": 0,
            "lType": 1,
            "lDrawDirection": 2001,
            "bMarkiert": false,
            "rNetzObjectFrame": {
                "left": 36,
                "top": 64,
                "right": 88,
                "bottom": 104
            },
            "SPt": [
                {
                    "lIndex": 0,
                    "lConNetObjSnapPointIndex": -1,
                    "szConNetObjName": "Intern",
                    "lConNetObjIndex": -1,
                    "bInternConnected": true,
                    "SnapPoint": {
                        "x": 36,
                        "y": 84
                    }
                },
                {
                    "lIndex": 1,
                    "lConNetObjSnapPointIndex": 0,
                    "szConNetObjName": "Prb 1",
                    "lConNetObjIndex": 17,
                    "bInternConnected": false,
                    "SnapPoint": {
                        "x": 88,

```

```
        "y": 84
    }
},
],
"NormalFarbe": 16711680,
"bIsDisabled": 0,
"Group": 0
},
```

27.5 REST-API: POST – Auftrag (Task) ausführen mit einer JSON-Datei [28]

Mit dem http-Request **POST** kann ein Webclient einen **Auftrag** (Request) an ATPDesigner senden, der einen Verarbeitungsprozesses startet, der wiederum neue Daten generiert. Teil des http-Request **POST** ist als Inhalt (**Content**) eine **JSON-Datei**. Die neuen Daten können nachgelagert mit dem http-Request **GET** vom Webclient angefordert werden.

- ⇒ Mit dem http-Request **POST** kann nur ein Verarbeitungsprozess (**Task**) im Sinne eines Auftrages (Request) gestartet werden.
- ⇒ Zum Start eines Verarbeitungsprozesses muss immer der **URL**-Parameter **ID1=3** verwendet werden.
- Die Art des Verarbeitungsprozesses ist als **Task** in der **Tasklist** der mit dem http-Request **POST** mitgesendeten **JSON-Prognosedatei** definiert. Es muss daher der Content-Type **application/json** und als Inhalt (**Content**) eine **JSON-Prognosedatei** verwendet werden. Nachfolgend ist beispielhaft ein http-Request **POST** dargestellt.

```
POST /?ID1=3 HTTP/1.1User-Agent: PostmanRuntime/7.36.0Accept: */*Host: xxx.xxx.xxx.xxxAccept-Encoding: gzip, deflate, brConnection: keep-aliveContent-Length: 528Content-Type: application/json[{"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme", "date": "23.11.2023", "time": "12:24:48", "description": "Export JSON-Forecast File", "filetype": "forecast", "fileversion": "1", "fileformat": "1", "simulationtime": "23.11.2023 00:15 DST=0 - 23.11.2023 00:30 DST=0", "operationmode": "User defined", "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91-23.11.2023", "datafile": "network_15.bnet"}, {"tasklist": [{"task": "loadflow"}]}]+ keep-alive: 1
```

Kann der Verarbeitungsprozess gestartet werden, so antwortet der Webserver mit einer http-Response **200 calculation started**.

```
HTTP/1.1 200 calculation startedServer: ATPDesigner - Design and Simulation of Power Networks Version 4.01.91 - 08.01.2024Date: 10.01.2024 19:07:58Accept: application/json, text/csvContent-Type: text/plainContent-Length: 19calculation started
```

- Werden Daten mit dem http-Request **POST** abgerufen, wird der Request mit der http-Response **400 bad request** beantwortet. Nachfolgend ist die Zurückweisung beispielhaft dargestellt.

```
HTTP/1.1 400 bad requestServer: ATPDesigner - Design and Simulation of Power Networks Version 4.01.91 - 22.12.2023Date: 23.12.2023 10:07:47Accept: application/jsonContent-Type: text/plainContent-Length: 83request detected, but POST is the wrong http-method to get results, use GET instead]
```

URL-Parameter	http-Request (Auszug)	Bedeutung
ID1=3	POST /?ID1=3 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: application/json	Mit dem http-Request POST kann durch das REST-API ein Verarbeitungsprozess (Task) in ATPDesigner gestartet werden. Der Verarbeitungsprozess task mit ggfs. benötigten weiteren Parametern ist im Objekt tasklist der JSON-Prognosedatei enthalten.

⇒ Es ist unbedingt erforderlich, den **URL-Parameter ID1=3** zu verwenden, da sonst die Anfrage (**Request**) zurückgewiesen wird.

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft eine **JSON-Prognosedatei** dargestellt, die einen optionalen Header und das JSON-Array **tasklist** mit dem JSON-Objekt **task** und dessen Wert **loadflow** enthält, die eine Lastflussberechnung startet.

```
[  
  {  
    "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",  
    "date": "23.11.2023",  
    "time": "12:24:48",  
    "description": "Export JSON-Forecast File",  
    "filetype": "forecast",  
    "fileversion": "1",  
    "fileformat": "1",  
    "simulationtime": "23.11.2023 00:15 DST=0 - 23.11.2023 00:30 DST=0",  
    "operationmode": "User defined",  
    "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - ...  
    "datafile": "C:\\ATPDesigner\\01_28_WebServer\\network_15.bnet"  
  },  
  {  
    "tasklist":  
    [  
      {  
        "task": "loadflow"  
      }  
    ]  
  }  
]
```

Abbildung 10: JSON-Prognosedatei: Objekt **tasklist** mit dem Objekt **task**

Nachfolgend ist beispielhaft ein http-Request **POST /?ID1=3** eines Webclients dargestellt, der eine Lastflussberechnung **loadflow** startet. Die oben dargestellte JSON-Datei ist als Inhalt (**Content**) in dem http-Request **POST** enthalten.

```
POST /?ID1=3 HTTP/1.1Content-Type: application/jsonUser-Agent: Postman-Runtime/7.36.0Accept: */*Host: xxx.xxx.xxx.xxxxAccept-Encoding: gzip, deflate, brConnection: keep-aliveContent-Length: 528[{"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme", "date": "23.11.2023", "time": "12:24:48", "description": "Export JSON-Forecast File", "filetype": "forecast", "fileversion": "1", "fileformat": "1", "simulationtime": "23.11.2023 00:15 DST=0 - 23.11.2023 00:30 DST=0", "operationmode": "Userdefined", "program_version": "ATPDesignerVersion4.01.91-23.11.2023", "datafile": "C:\\ATPDesigner\\01_28_WebServer\\nework_15.bnet"}, {"tasklist": [{"task": "loadflow"}]}]+ keep-alive: 1
```

Die Daten des eingehenden http-Request werden von ATPDesigner ausgewertet und im Meldungsfenster ausgegeben. Nachfolgend ist ein Beispiel für den http-Request **POST** zum Start einer Lastflussberechnung mit der Task **loadflow** dargestellt.

```

> Web Server starten ...
>> Web Server: Receive Buffer Size: 1000000
>> Web Server: WSASStartup erfolgreich
>> Web Server: IP-Adresskonvertierung erfolgreich
>> Web Server: TCP Server Socket Erstellung erfolgreich
>> Web Server: Binden erfolgreich
>> Web Server: Abhören erfolgreich
>> Web Server: Warte auf Client zum Verbindungsaufbau ...
>> Web Server: Eingehende Anfrage IP-Adresse 192.168.178.25
>> Web Server: Eingehenden Verbindungsaufbau akzeptiert
>> Web Server: HTTP-Daten empfangen

>> Web Server: HTTP-Anfrage [POST /?ID1=3 HTTP/1.1Content-Length: 270336Content-Type: application/json
>> Web Server: HTTP-Anfrage Inhalt [[ { "author": "Institut fuer elektrische Energiesy
>> Syntax der JSON-Datei analysieren: o.k.
>> Web Client: Auftrag [Task=loadflow][Betriebsart=][Start=:][Ende=:][Netdatei=]
>> Web Client: Dateiname der Base64 NET-Datei [c:\test\test.bnet]
>> Web Client: Institut fuer elektrische Energiesysteme
>> Web Client: ATPDesigner Version 4.01.91 - 23.11.2023
>> Web Client: Export JSON-Forecast File
>> Web Server: Lastflussberechnung starten

> Suche nach nicht verbundenen Knoten für alle Netzwerkelemente ...
>> 0 nicht verbundene Knoten gefunden
>> Suche nach nicht verbundenen Knoten beendet

```

Abbildung 11: Ausgabe der Daten eines http-Requests im Meldungsfenster

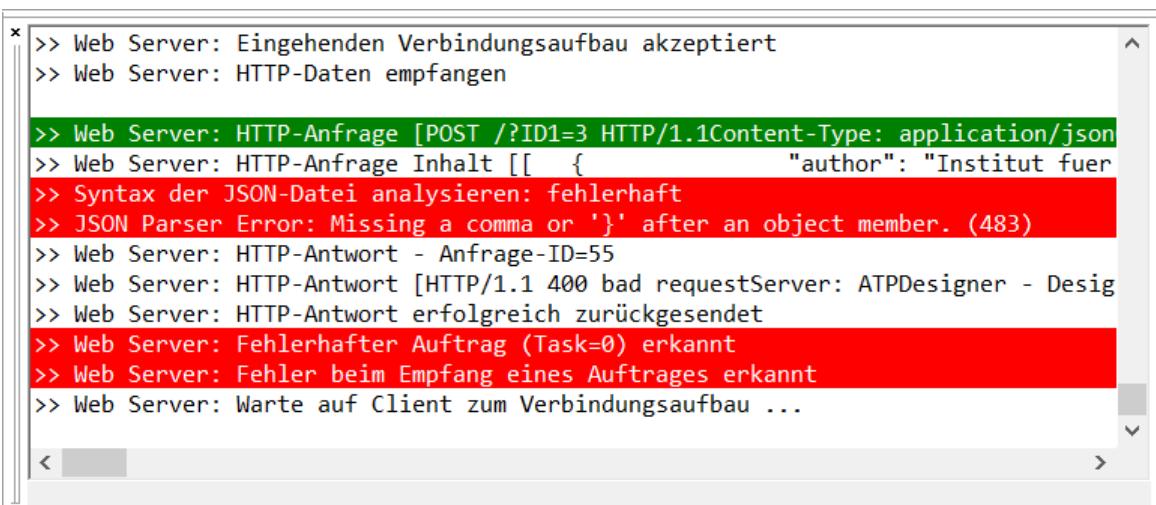
Bezeichner	Bedeutung
Auftrag	Auftrag des http-Request POST des Web Clients
Task	Auftrag des Clients z.B. loadflow oder LFFProfiles zum Start einer Lastflussberechnung oder einer Zeitreihenberechnung mit Lastprofilen
Betriebsart	Betriebsart einer Zeitreihenberechnung mit Lastprofilen
Start	Datum und Uhrzeit des Startzeitpunktes der Zeitreihenberechnung
Ende	Datum und Uhrzeit des Endzeitpunktes der Zeitreihenberechnung
Netdatei	Verzeichnis und Name einer .NET-Datei

27.5.1 http-Request POST: Inhalt (Content) im JSON-Dateiformat

Die zur Steuerung von ATPDesigner erforderlichen Informationen werden als Inhalt (**Content**) des http-Request **POST** im Format einer JSON-Datei als Content-Type **application/json** gesendet. Die folgenden Daten müssen im http-Request enthalten sein.

- **Content-Type:** **application/json**
- **Content:** im JSON-Dateiformat
- **Content-Length:** Anzahl Zeichen des Inhaltes

ATPDesigner extrahiert den Inhalt (**Content**) des http-Request und analysiert mit einem JSON-Parser das syntaktische Format der im http-Request enthaltenen JSON-Datei. Falls ein syntaktischer Fehler erkannt wird, wird die weitere Verarbeitung abgebrochen. In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft eine Fehlermeldung des **JSON-Parsers** im **Meldungsfenster** dargestellt.



```

>> Web Server: Eingehenden Verbindungsaufbau akzeptiert
>> Web Server: HTTP-Daten empfangen

>> Web Server: HTTP-Anfrage [POST /?ID1=3 HTTP/1.1Content-Type: application/json
>> Web Server: HTTP-Anfrage Inhalt [[      {
>> Syntax der JSON-Datei analysieren: fehlerhaft
>> JSON Parser Error: Missing a comma or ')' after an object member. (483)
>> Web Server: HTTP-Antwort - Anfrage-ID=55
>> Web Server: HTTP-Antwort [HTTP/1.1 400 bad requestServer: ATPDesigner - Desig
>> Web Server: HTTP-Antwort erfolgreich zurückgesendet
>> Web Server: Fehlerhafter Auftrag (Task=0) erkannt
>> Web Server: Fehler beim Empfang eines Auftrages erkannt
>> Web Server: Warte auf Client zum Verbindungsaufbau ...

```

Abbildung 12: Fehlermeldung des JSON-Parsers

27.5.2 http-Request POST: Verwendung einer JSON-Datei im http-Request

ATPDesigner stellt Funktionen zur automatisierten Netzberechnung zur Verfügung, um die im http-Request **POST** enthaltenen JSON-Datei mit Netzberechnungsmethoden wie z.B. der **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** weiter zu verarbeiten.

- ⇒ Um Funktionen der automatisierten Netzberechnung per Webservice nutzen zu können, muss die im http-Request **POST** des Webclients empfangene JSON-Datei hinsichtlich Struktur und Inhalt der [JSON-Prognosedatei](#) entsprechen.

Wird ein http-Request **POST** mit dem Content-Type **application/json** empfangen, so geht ATPDesigner wie nachfolgend beschrieben weiter vor.

1. **Extraktion** der JSON-Datei aus dem **Content** (Inhalt) des http-Request **POST** des Webclients
2. **Prüfung der Syntax:** Überprüfung des JSON-Formates mit einem JSON-Parser
3. **Prüfung der Semantik:** Überprüfung auf Übereinstimmung mit dem Format der [JSON-Prognosedatei](#)
4. **Auswertung** des Inhaltes der empfangenen JSON-Datei
5. **Ausführung** des JSON-Objektes **task** des JSON-Objektes **tasklist**

27.5.2.1 JSON-Prognosedatei

Werden keine Fehler in Syntax und Semantik der JSON-Datei erkannt, speichert ATPDesigner die empfangene JSON-Datei als **JSON-Prognosedatei** im Unterverzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis**. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Der Dateiname entspricht der nachfolgenden Definition.

WEB_NetDateiname_PROG.JSON

- ⇒ Verzeichnis: **Projektverzeichnis \ Monitoring**

Nachfolgend ist beispielhaft ein Auszug einer **JSON- Prognosedatei** dargestellt. ATPDesigner erkennt die JSON-Prognosedatei am JSON-Objekt **filetype = forecast**, dessen Verwendung verpflichtend ist.

```
[
  {
    "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
    "date": "29.01.2024",
    "time": "15:37:03",
    "description": "Export JSON-Forecast File _PROG",
    "filetype": "forecast",
    "fileversion": "1",
    "fileformat": "1",
    "status": "Export of JSON-forecast file successfully finalized",
    "process_id": "1",
    "simulationtime": "29.01.2024 00:15 DST=0 - 29.01.2024 00:30 DST=0",
    "operationmode": "User defined",
    "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 28.01.2024",
    "datafile": "..\\01_28_WebServer\\Netz20kV_TestWebServer_2.bnet"
  },
  {
    "id": "Load 1;H0",
  }
]
```

```

    "label": "Load 1;H0",
    "unit_1": "P[kW]",
    "unit_2": "Q[kvar]",
    "timeseries":
    [
        {
            "timestamp_s": 1706483700,
            "value_1": 3.380000,
            "value_2": 0.000000
        },
        {
            "timestamp_s": 1706484600,
            "value_1": 3.042000,
            "value_2": 0.000000
        }
    ]
},

```

27.5.2.2 Kombinierte JSON-Prognose- und JSON-Flexibilitätspotentialdatei

Wird für die Ausführung der Netzberechnungsmethode **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** eine kombinierte JSON-Prognose- und JSON-Flexibilitätspotentialdatei im http-Request **POST** des Webclients empfangen, so wird zusätzlich die **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** im Unterverzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der **Net-Dateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Der Dateiname entspricht der nachfolgenden Definition.

WEB_NetDateiname_FLEXPOT.JSON

⇒ Verzeichnis: **Projektverzeichnis \ Monitoring**

Nachfolgend ist beispielhaft ein Auszug einer **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** dargestellt. ATPDesigner erkennt die JSON-Flexibilitätspotentialdatei am JSON-Objekt **file-type = flexibility option**, dessen Verwendung verpflichtend ist.

```

[
    {
        "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
        "date": "29.01.2024",
        "time": "15:37:08",
        "description": "Export JSON-Flexibilities File _FLEXPOT",
        "filetype": "flexibility option",
        "fileversion": "1",
        "fileformat": "1",
        "status": "Export of JSON-Flexpotential file successfully finalized",
        "process_id": "1",
        "simulationtime": "29.01.2024 00:15 DST=0 - 29.01.2024 00:30 DST=0",
        "operationmode": "User defined",
        "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 28.01.2024",
        "datafile": "..\\01_28_WebServer\\Netz20kV_TestWebServer_2.bnet"
    },
    {
        "id": "Load 1;H0",
        "label": "Load 1;H0",
        "unit_1": "Pmax[kW]",
        "unit_2": "Pmin[kW]"
    }
]

```

```

"timeseries": [
    {
        "timestamp_s": 1706483700,
        "value_1": 3.380000,
        "value_2": 0.000000
    },
    {
        "timestamp_s": 1706484600,
        "value_1": 3.042000,
        "value_2": 0.000000
    }
],
}

```

27.5.2.3 Paralleler Betrieb von [FileWatcher](#) und Web Server

Sind Webserver und [FileWatcher](#) gleichzeitig aktiv, so muss beachtet werden, dass Webserver und [FileWatcher](#) als parallele Verarbeitungsprozesse (**Thread**) grundsätzlich zeitlich gleichzeitig in verschiedenen Kernen des Mikroprozessors ausgeführt werden können. Es ist daher möglich, dass Netzberechnungsmethoden durch beide Prozesse gleichzeitig gestartet werden. Die internen Synchronisierungsmechanismen von ATPDesigner sehen vor, dass eine Netzberechnungsmethode nur dann gestartet werden kann, wenn zum Zeitpunkt des Startkommandos keine andere Netzberechnungsmethode ausgeführt wird. Das Startkommando der dann nicht ausgeführten Netzberechnungsmethode wird intern nicht gespeichert, geht also verloren.

Unabhängig davon können weitere nicht vorhersehbare Verhaltensmuster durch gleichzeitig gestartete Verarbeitungsprozesse z.B. durch das Echtzeitverhalten des Betriebssystems oder parametrierte Eigenschaften des Mikroprozessors wie die Zuordnung von Kernen zu Threads entstehen.

⇒ Es wird empfohlen, Webserver und [FileWatcher](#) nicht gleichzeitig zu aktivieren.

Ein besonderer Fall ergibt sich für die Netzberechnungsmethode **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten**. Es wird in dem folgenden Szenario davon ausgegangen, dass Webserver und [FileWatcher](#) gleichzeitig aktiv sind und ein http-Request **POST** mit einer kombinierten JSON-Prognose- und Flexibilitätspotentialdatei durch den Webserver empfangen wird. Der Webserver trennt die kombinierte JSON-Prognose- und Flexibilitätspotentialdatei in zwei einzelne JSON-Dateien und speichert diese zeitlich nacheinander im Unterverzeichnis **Monitoring** des [Projektverzeichnisses](#). Wird das Speichern der ersten JSON-Datei durch das Betriebssystem beendet, startet der [FileWatcher](#) unmittelbar einen Verarbeitungsprozess z.B. **Lastfluss: Prognose**. Parallel dazu speichert der Webserver die zweite JSON-Datei und startet die Netzberechnungsmethode **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten**. Die Ausführung der zweiten Netzberechnungsmethode wird dann mit großer Wahrscheinlichkeit durch die schon laufende erste Netzberechnungsmethode blockiert.

27.5.3 http-Request POST: Unbekannte task im Objekt tasklist

Ist im Objekt **tasklist** ein unbekannter oder unvollständiger Auftrag (**task**) vorhanden, so wird wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt die Verarbeitung abgebrochen. Wie in der Abbildung zu erkennen ist, fehlt für eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen über einen Zeitraum von einem Tag der Auftrag **LProfiles**.

>> Web Client: Auftrag [|day|09.12.2023| | | |]

```
>> Web Server: HTTP-Anfrage [POST /?ID1=3 HTTP/1.1Content-Type: application/jsonContentLength: 114"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme
>> Web Server: HTTP-Anfrage Inhalt [[{"id": 3, "name": "Auftrag", "value": "09.12.2023"}, {"id": 4, "name": "Beschreibung", "value": "Institut fuer elektrische Energiesysteme"}, {"id": 5, "name": "Version", "value": "4.01.91 - 23.11.2023"}, {"id": 6, "name": "LF-Berechnung mit Lastprofilen", "value": "ID=5"}, {"id": 7, "name": "Anfrage-ID", "value": "48"}]
>> Syntax der JSON-Datei analysieren: o.k.
>> Web Client: Auftrag [|day|09.12.2023|||]
>> Web Client: Institut fuer elektrische Energiesysteme
>> Web Client: ATPDesigner Version 4.01.91 - 23.11.2023
>> Web Client: LF-Berechnung mit Lastprofilen, ID=5
>> Web Server: HTTP-Antwort - Anfrage-ID=48
>> Web Server: HTTP-Antwort [HTTP/1.1 400 bad requestServer: ATPDesigner - Design and Analysis of Power Systems
>> Web Server: HTTP-Antwort erfolgreich zurueckgesendet
>> Web Server: Fehlerhafter Auftrag (Task=0) erkannt
>> Web Server: Fehler beim Empfang eines Auftrages erkannt
>> Web Server: Warte auf Client zum Verbindungsaufbau ...
```

Abbildung 13: Fehlermeldung – Unbekannter Auftrag (task)

27.5.4 http-Request POST: http-Response 504 timeout

Nach dem Start des Verarbeitungsprozesses (**Task**) überprüft ATPDesigner mit einem Timeout, ob der Verarbeitungsprozess (**Task**) erfolgreich gestartet wurde. Konnte der Verarbeitungsprozess innerhalb der Timeout-Zeit nicht gestartet werden, so antwortet ATPDesigner mit der http-Response **504 timeout**.

http-Response 504 timeout

- Content: **server-side calculation could not be started – timeout**
 - Content-Type: **text/plain**

27.5.5 http-Request POST: http-Response 504 unknown calculation process

Nach dem Start des Verarbeitungsprozesses (**Task**) überprüft ATPDesigner, ob der Verarbeitungsprozess (**Task**) gestartet werden kann. Ist der Verarbeitungsprozess nicht verfügbar, so antwortet ATPDesigner mit der http-Response **504 bad request**.

http-Response 504 bad request

- Content: **server-side calculation could not be started – unknown calculation process**
 - Content-Type: **text/plain**

27.5.6 http-Request POST: http-Response 200 OK

Konnte der Verarbeitungsprozess (**Task**) erfolgreich gestartet werden, so antwortet ATPDesigner mit der **http-Response 200 OK**.

http-Response 200 OK

- Content: **calculation started**
- Content-Type: **text/plain**

27.5.7 http-Request POST: JSON-Objekt **tasklist** der JSON-Prognosedatei

Der Verarbeitungsprozess, der durch den http-Request **POST** gestartet werden soll, wird durch das JSON-Objekt **task** in dem JSON-Objekt **tasklist** der **JSON-Prognosedatei** definiert. In der nachfolgenden Tabelle sind die zulässigen Werte des JSON-Objektes **task** erläutert.

- ⇒ Es muss hier beachtet werden, dass als Grundlage der nachfolgenden Erläuterungen angenommen wird, dass in der **JSON-Prognosedatei** nur das JSON-Objekt **tasklist** enthalten ist, keine JSON-Objekte **timeseries**.
- ⇒ Sind in der **JSON-Prognosedatei** JSON-Objekte **timeseries** enthalten, so wird der Zeitbereich der Zeitreihenberechnung aus den JSON-Objekten **timeseries** ermittelt, nicht aus dem JSON-Objekt **tasklist**.

Wird ein unzulässiges JSON-Objekt **task** im JSON-Array **tasklist** erkannt, antwortet ATPDesigner mit der http-Response **400 bad request**.

http-Response 400 bad request

- Content: **server-side calculation could not be started - unknown calculation process**
- Content-Type: **text/plain**

task	Bedeutung
forecast	<p>Lastflussberechnung mit JSON-Prognosedatei</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptmenü Prüfungen ▪ Menüpunkt Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Prognose <pre>{ "tasklist": [{ "task": "forecast" }] }</pre>
flex_forecast	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptmenü Prüfungen ▪ Menüpunkt Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten <pre>{ "tasklist": [{ "task": "flex_forecast" }] }</pre>

LFProfiles	<p>Es wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) für einen definierten Zeitraum ausgeführt.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptmenü Prüfungen ▪ Menüpunkt Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Lastprofile <pre>{ "tasklist": [{ "task": "LFProfiles", "opmode": "defined_day", "datestart": "09.12.2023" }] } { "tasklist": [{ "task": "LFProfiles", "opmode": "user_defined", "datestart": "11.12.2023", "dateend": "11.12.2023", "timestart": "00:15", "timeend": "00:45" }] } { "tasklist": [{ "task": "LFProfiles", "opmode": "defined_time", "datestart": "11.12.2023", "timestart": "15:30" }] }</pre> <p>⇒ Es muss bei Verwendung des http-basierten REST-API berücksichtigt werden, dass der Zeitbereich der Lastflussberechnung mit Lastprofilen immer aus dem Objekt tasklist ermittelt wird, sofern dieses vorhanden ist. Eine ggfs. in der JSON-Datei enthaltenes Objekt timeseries wird bzgl. des Zeitbereiches nicht ausgewertet.</p>
loadflow	<p>Es wird eine Lastflussberechnung ausgeführt. Es werden zusätzlich zum Parameter task keine weiteren Parameter im Objekt tasklist benötigt.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptmenü ATP ▪ Menüpunkt Lastflussberechnung

```

    "tasklist": [
        {
            "task": "loadflow"
        }
    ]
}

```

Optional kann eine Base64-kodierte .NET-Datei vom Webclient an den Webserver mit übertragen werden. Die .NET-Datei wird in dem Verzeichnis gespeichert, von ATPDesigner als aktive Ansicht (top most View) eingelesen und eine Lastflussberechnung ausgeführt.

- ⇒ Ist der Verzeichnis- und Dateiname der vom Webserver empfangenen .NET-Datei mit der .NET-Datei der aktuellen Ansicht (top most View) identisch, so wird die vom Webserver empfangene .NET-Datei nicht gespeichert. Es wird die .NET-Datei der aktuellen Ansicht (top most View) verarbeitet. Der Webserver sendet eine Fehlermeldung als http-Response an den Webclient.

```

{
    "tasklist": [
        {
            "task": "loadflow",
            "bnetfilename": "c:\\..\\test.bnet",
            "bnetfilecontent": "8FVhTq0oB ..."
        }
    ]
}

```

- **bnetfilename**

Verzeichnis und Dateiname zum Speichern der vom Webclient gesendeten .NET-Datei

- **bnetfilecontent**

Base64-kodierte .NET-Datei

protection_line

Es wird eine **Messwertskalierte Lastflussberechnung** ausgeführt. Es werden zusätzlich zum Parameter **task** keine weiteren Parameter im Objekt **tasklist** benötigt.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Messwertskalierung**

```

{
    "tasklist": [
        {
            "task": "protection_line"
        }
    ]
}

```

LFscaled	<p>Es wird eine Messwertskalierte Lastflussberechnung ausgeführt. Es werden zusätzlich zum Parameter task keine weiteren Parameter im Objekt tasklist benötigt.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptmenü Prüfungen ▪ Menüpunkt Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Messwertskalierung <pre>{ "tasklist": [{ "task": "LFscaled" }] }</pre>
opennetfile	<p>Es wird eine Base64-kodierte .NET-Datei übertragen und in dem Zielverzeichnis mit dem Dateinamen gespeichert.</p> <p>⇒ Ist Verzeichnis und Dateiname der empfangenen .NET-Datei mit der .NET-Datei der aktuellen Ansicht (top most View) identisch, so wird die vom Webserver empfangene .NET-Datei nicht gespeichert. Der Webserver sendet eine Fehlermeldung als http-Response an den Webclient.</p> <pre>{ "tasklist": [{ "task": "opennetfile", "bnetfilename": "c:\\..\\test.bnet", "bnetfilecontent": "8FVhTq0oB ..." }] }</pre> <ul style="list-style-type: none"> ▪ bnetfilename Verzeichnis und Dateiname zum Speichern der vom Webclient gesendeten .NET-Datei ▪ bnetfilecontent Base64-kodierte .NET-Datei

Nachfolgend sind weitere Parameter zu dem Objekt **task** als Teil des Objektes **tasklist** erläutert. Es wird Groß-/Kleinschrift bei der Verarbeitung der Bezeichner berücksichtigt.

task: LFProfiles	Bedeutung
opmode	<ul style="list-style-type: none"> ▪ defined_day Es wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) für den Tag definiert durch datestart ausgeführt. ⇒ Betriebsart: Ein definierter Tag ▪ defined_time

	<p>Es wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) für ein einziges 15min-Intervall definiert durch datestart und timestart ausgeführt. ⇒ Betriebsart: Eine definierte Uhrzeit</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ user_defined Es wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) für den Zeitraum definiert durch datestart, timestart, dateend und timeend ausgeführt. ⇒ Betriebsart: Anwenderspezifischer Zeitraum ▪ defined_year Es wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) für das Jahr definiert durch datestart ausgeführt. ⇒ Betriebsart: Ein definiertes Jahr
datestart	Datum des 1. Tages der Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Format: dd.mm.yyyy
dateend	Datum des letzten Tages der Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Format: dd.mm.yyyy
timestart	Uhrzeit des Startes der Lastflussberechnung am Datum des 1. Tages (Zeitreihenberechnung) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Format: hh:mm ▪ 15min-Intervall nach VDEW-Standardlastprofil [23] ▪ Stunde und Minute mit führenden Nullen ▪ Beispiel: 00:15
timeend	Uhrzeit des Endes der Lastflussberechnung am Datum des 1. Tages (Zeitreihenberechnung) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Format: hh:mm ▪ Stunde und Minute mit führenden Nullen ▪ 15min-Intervall nach VDEW-Standardlastprofil [23] ▪ Beispiel: 14:45

27.6 REST-API: POST – Auftrag (TASK) ausführen mit einer CSV-Datei

Mit dem http-Request **POST** kann ein Webclient einen **Auftrag** (Request) an ATPDesigner senden, der einen Verarbeitungsprozesses startet, der wiederum neue Daten generiert. Teil des http-Request **POST** ist als Inhalt (**Content**) eine **CSV-Datei**. Die neuen Daten können nachgelagert mit dem http-Request **GET** vom Webclient angefordert werden.

⇒ Mit dem http-Request **POST** kann nur ein Verarbeitungsprozess (**Task**) im Sinne eines Auftrages (Request) gestartet werden. Nachfolgend ist beispielhaft ein http-Request **POST** vom Webclient an den Webserver dargestellt.

```
POST /?ID1=3 HTTP/1.1Content-Type: text/csvUser-Agent: PostmanRuntime/7.36.0Accept: */*Host: xxx.xxx.xxx.xxxAccept-Encoding: gzip, deflate, brConnection: keep-aliveContent-Length: 237T;ID;S123;SL1;SL2;SL3;IL1;IL2;IL3;phiL1;phiL2;phiL3;P123;PL1;PL2;PL3;Q123;QL1;QL2;QL3;UL1;UL2;UL32023-12-18 17:15;19;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;0.0;0.0;0.0;0.0;228.0;228.0+ keep-alive: 1
```

- ⇒ Zum Start eines Verarbeitungsprozesses muss immer der **URL**-Parameter **ID1=3** verwendet werden.
- Die Art des Verarbeitungsprozesses wird durch die **CSV-Datei** definiert. Es muss daher der Content-Type **text/csv** und als Inhalt (**Content**) eine CSV-Datei verwendet werden.
- Kann der Verarbeitungsprozess gestartet werden, so antwortet der Webserver mit der http-Response **200 calculation started**.

```
HTTP/1.1 200 calculation started
Server: ATPDesigner - Design and Simulation
of Power Networks Version 4.01.91 - 08.01.2024
Date: 10.01.2024 18:37:30
Accept: application/json, text/csv
Content-Type: text/plain
Content-Length: 19
calculation started
```

- Werden Daten mit dem http-Request **POST** abgerufen oder ein unbekannter URL-Parameter empfangen, wird der Request mit der http-Response **400 bad request** beantwortet. Nachfolgend ist die Zurückweisung beispielhaft dargestellt.

```
HTTP/1.1 400 bad request
Server: ATPDesigner - Design and Simulation of Power
Networks Version 4.01.91 - 22.12.2023
Date: 23.12.2023 10:07:47
Accept: application/json
Content-Type: text/plain
Content-Length: 83
request detected, but
POST is the wrong http-method to get results, use GET instead
```

URL-Parameter	http-Request (Auszug)	Bedeutung
ID1=3	POST /?ID1=3 http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: text/csv	Mit dem http-Request POST kann durch das REST-API ein Verarbeitungsprozess (Task) in ATPDesigner gestartet werden. ⇒ Es ist unbedingt erforderlich, den URL-Parameter ID1=3 zu verwenden, da sonst die Anfrage (Request) mit der http-Response 400 bad request zurückgewiesen wird.

27.6.1 http-Request POST: Inhalt (**Content**) im CSV-Dateiformat

Das Format der CSV-Datei ist nachfolgend dargestellt und ist im Kapitel [Definition des Dateiformates der Messwerte](#) spezifiziert.

```
T;ID;S123;SL1;SL2;SL3;IL1;IL2;IL3;phiL1;phiL2;phiL3;P123;PL1;PL2;PL3;Q123;QL1;QL2;
QL3;UL1;UL2;UL3
2023-12-15 16:15;19;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;3000.0;
1000.0;1000.0;0.0;0.0;0.0;0.0;228.0;228.0;228.0
```

28 SQL-Datenbank: Speicherung der Ergebnisse von Netzberechnungen

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, Ergebnisse von Netzberechnungen in einer SQL¹⁴-Datenbank zu speichern. Die SQL-Datenbank kann lokal auf dem gleichen Laptop/Desktop wie ATPDesigner oder auf einem externen Server, der über ein TCP/IP-basiertes Kommunikationsnetzwerk angebunden ist, ausfallsicher z.B. durch eine USV abgesichert implementiert und ausgeführt werden. Der Einstelldialog mit den Einstellwerten sind nachfolgend dargestellt. Weitere Informationen sind in [Bd. 2] enthalten.

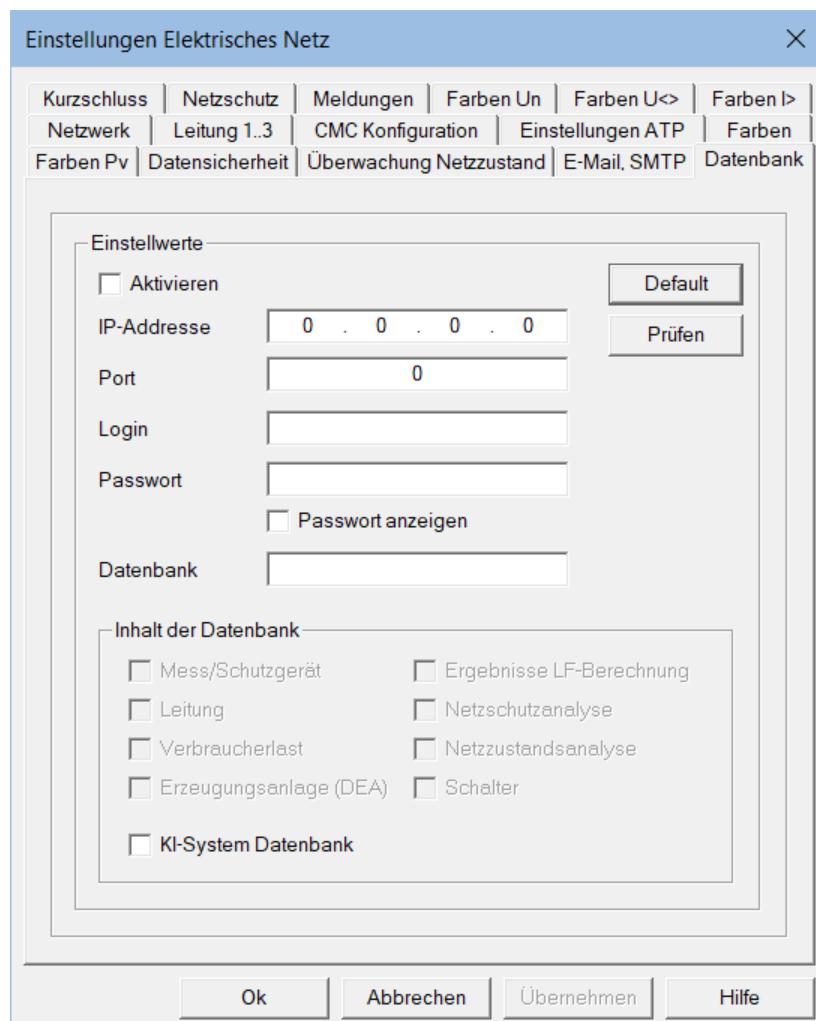
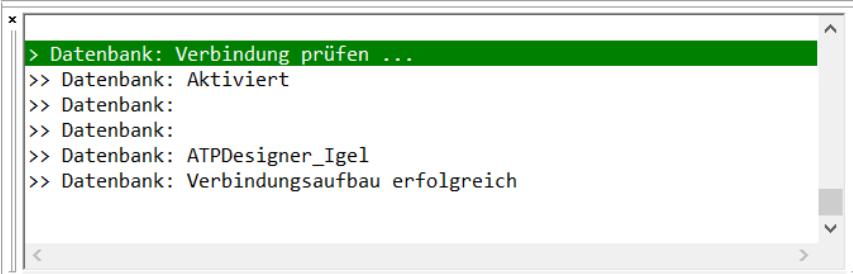


Abbildung 14: Einstelldialog der SQL-Datenbank

Einstellwert	Bedeutung
Aktivieren	Datenspeicherung von ATPDesigner in die SQL-Datenbank aktivieren
IP-Adresse	IP-Adresse des Servers, auf dem die Datenbank als Server-Applikation ausgeführt wird
Port	Port des Servers, auf dem die SQL-Datenbank als Server-Applikation ausgeführt wird

¹⁴ SQL (Structured Query Language) ist eine Programmiersprache, die zur Verwaltung relationaler Datenbanken und zum Durchführen verschiedener Aktionen mit den darin enthaltenen Daten verwendet wird.

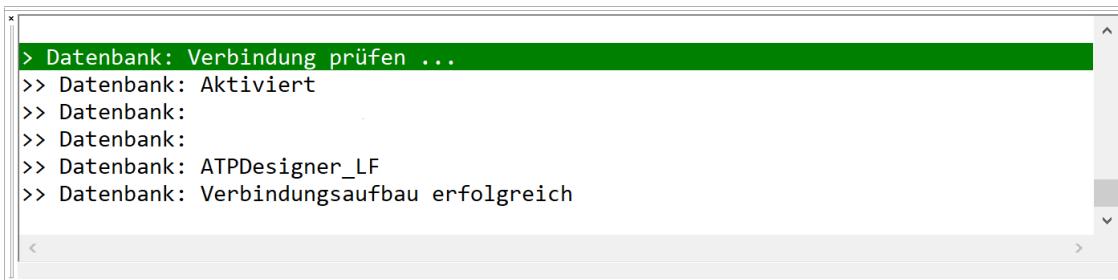
Login	Benutzername der SQL-Datenbank
Passwort	Passwort der SQL-Datenbank
Passwort anzeigen	Passwort lesbar anzeigen
Datenbank	Name der SQL-Datenbank
Verbindung prüfen	<p>Kommunikationsverbindung von ATPDesigner zur SQL-Datenbank überprüfen</p> <p>Durch einen Left Mouse Button Click wird die Überprüfung der Verbindung gestartet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ausgabe im Meldungsfenster, wenn die Kommunikationsverbindung zur Datenbank fehlerfrei arbeitet.</p> 

Einstellwert	Messwerte bzw. Ergebnisse von ...
Mess/Schutzgerät	Netzwerkelement Mess/Schutzgerät
Leitung	Netzwerkelement Leitung
Verbraucherlast	Netzwerkelement Verbraucherlast
Erzeugungsanlage (DEA)	Netzwerkelement Erzeugungsanlage (DEA)
Schalter	Netzwerkelement Schalter
Ergebnisse LF-Berechnung	Ergebnisse der Lastflussberechnung [Bd. 2]
Netzschatzanalyse	Ergebnisse der Netzschatzanalyse [Bd. 2] und Ergebnisse der Prüfung von Netzschatzkonzepten
Netzzustandsanalyse	Ergebnisse der Netzzustandsanalyse [Bd. 2]
KI-System Datenbank	Ergebnisse der Lastflussberechnung [Bd. 2] werden in die SQL-Datenbank des KI-Systems gespeichert. Damit wird die Schnittstelle

Nachfolgend werden Struktur und Inhalt der Tabellen der SQL-Datenbank näher erläutert. Es wird angegeben, für welche Netzberechnungsverfahren und Netzwerkelemente Ergebnisse der Lastflussberechnungen in der SQL-Datenbank gespeichert werden können.

- ⇒ Vor dem Start der automatischen Prüfung des Netzschatzkonzeptes sollte unbedingt die Verbindung zur SQL-Datenbank mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Verbindung prüfen** geprüft werden.

Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft das Ergebnis der Überprüfung der Verbindung zur SQL-Datenbank, die im **Meldungsfenster** ausgegeben wird. Die in den leeren Zeilen enthaltene IP-Adresse und Portnummer wurden vom Autor aus Datenschutzgründen entfernt.



Es ist darauf zu achten, dass das Ergebnis **Verbindungsaufbau erfolgreich** im **Meldungsfenster** ausgegeben wird.

Vor dem Start der automatischen Prüfung des Netzschatzkonzeptes sollte kontrolliert werden, dass die Option **Aktivieren** aktiviert ist, da sonst während der Ausführung der Funktion keine Daten in der SQL-Datenbank gespeichert werden.

28.1 SQL: Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung)

Während der Ausführung von Lastflussberechnungen mit Lastprofilen werden in aller Regel eine sehr große Anzahl einzelner Lastflussberechnungen ausgeführt. Die Berechnungsergebnisse können ausfallsicher in Tabellen einer SQL-Datenbank gespeichert und nachfolgend auch durch dritte Softwaretools weiterverwendet werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Lastprofile**

Wird das Netzberechnungsverfahren gestartet, so können die Ergebnisse der einzelnen Lastflussberechnungen für ausgewählte Netzwerkelemente in Tabellen der SQL-Datenbank als Zeitreihe gespeichert werden. Die Auswahl der Netzwerkelemente erfolgt in der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** der Registerkarte **Datenbank**. Für jede darin enthaltene Option wird eine eigene Tabelle in der Datenbank verwendet. Ist eine Tabelle in der SQL-Datenbank nicht vorhanden, so wird die Tabelle automatisch vor dem ersten Speichervorgang generiert. In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft eine Tabelle der SQL-Datenbank abgebildet.

IDNummer IDNummer Autonkrement	IDRechnung ID/Zeitpunkt der Rechnung	RefName Referenzname	Zone Zonennummer	Area Arenummer	Name Anwenderspezifischer Name	P Wirkleistung in kW	Q Blindleistung in kVar	S Scheinleistung in kVA	UL1E Betrag Leiter-Erd- Spannung UL1E in V	UL Betr: Spar V
1 1	1700085937609	Load 1	0	0	Last H0	6.780704	0	6.780704	11564.674327	115
1 2	1700085937609	Load 2	0	0	Load G0	6.572069	0	6.572069	11564.676655	115
1 3	1700085938894	Load 1	0	0	Last H0	6.10265	0	6.10265	11564.689797	115
1 4	1700085938894	Load 2	0	0	Load G0	6.275175	0	6.275175	11564.687872	115
1 5	1700085940254	Load 1	0	0	Last H0	5.504836	0	5.504836	11564.703686	115

Abbildung 15: Tabelle der SQL-Datenbank für *Lastflussberechnung mit Lastprofilen*

Um die Speicherung der berechneten Daten in der SQL-Datenbank zu aktivieren, müssen folgende Einstellwerte in der Registerkarte **Datenbank** eingestellt werden.

- Registerkarte **Datenbank**: Option **Aktivieren** mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren

- In der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** die Optionen mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren, deren Messwerte in der SQL-Datenbank als Tabelle gespeichert werden sollen

In den nachfolgenden Kapiteln werden Struktur und Inhalt der Tabellen der SQL-Datenbank näher erläutert.

28.1.1 SQL-Tabelle: Verbraucherlast

Nachfolgend ist Struktur und Inhalt der Tabelle der SQL-Datenbank dargestellt. Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den Messorf des jeweiligen Netzwerkelementes.

Netzwerkelement: Verbraucherlast (SQL-Tabelle: _5_Load)		
SQL-Spalte	JSON-Objekt	Bedeutung
IDNummer		Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung		Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
RefName		Referenzname
Zone		Nummer der Zone
Area		Nummer des Bereiches
Name		Anwenderspezifischer Name
P		Wirkleistung in kW
Q		Blindleistung in kvar
S		Scheinleistung in kVA
UL1E UL2E UL3E		Betrag der Leiter-Erd-Spannung von Leiter L1, L2 und L3 in V
phiUL1E phiUL2E phiUL3E		Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung von Leiter L1, L2 und L3 in °
PNoise		Rauschen der Wirkleistung in kW
Timestamp		Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlusszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer		Name des Benutzers der SQL-Datenbank

28.1.2 SQL-Tabelle: Mess/Schutzgerät

Nachfolgend ist Struktur und Inhalt der Tabelle der SQL-Datenbank dargestellt. Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den Messorf des jeweiligen Netzwerkelementes.

Netzwerkelement: Mess/Schutzgerät (SQL-Tabelle: _17_ProbeLF)		
SQL-Spalte	JSON-Objekt	Bedeutung
IDNummer		Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung		Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
RefName		Referenzname

Zone		Nummer der Zone
Area		Nummer des Bereiches
Name		Anwenderspezifischer Name
In		Nennstrom in A
Un		Nennspannung in V
UL1E UL2E UL3E		Betrag der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1, L2 und L3 in V
phiUL1E phiUL2E phiUL3E		Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1, L2 und L3 in °
IL1 IL2 IL3		Betrag der Leiterströme von Leiter L1, L2 und L3 in A
philL1 philL2 philL3		Absoluter Phasenwinkel des Leiterstroms der Leiter L1, L2 und L3 in °
P		Wirkleistung in kW
PL1 PL2 PL3		Einphasige Wirkleistung von Leiter L1, L2 und L3 in W
Q		Blindleistung in kvar
QL1 QL2 QL3		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptmenü Prüfungen Menüpunkt Lastfluss mit Flexibilitäten , Lastfluss: Lastprofile
S		Scheinleistung in kVA
SL1 SL2 SL3		Einphasige Scheinleistung der Leiter L1, L2 und L3 in VA
Timestamp		Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlusszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer		Name des Benutzers der SQL-Datenbank

28.1.3 SQL-Tabelle: Erzeugungsanlage (DEA)

Nachfolgend ist Struktur und Inhalt der Tabelle der SQL-Datenbank dargestellt. Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den Messort des jeweiligen Netzwerkelementes.

Netzwerkelement: Erzeugungsanlage (DEA) (SQL-Tabelle: _21_3PhSource)		
SQL-Spalte	JSON-Objekt	Bedeutung
IDNummer		Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung		Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
RefName		Referenzname
Zone		Nummer der Zone
Area		Nummer des Bereiches
dAmplitude		Betrag in kV, A, kW oder kVA
Un		Nennspannung in V

UL1E		Betrag der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1, L2 und L3 in V
phiUL1E		Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1, L2 und L3 in °
IL1		Betrag der Leiterströme der Leiter L1, L2 und L3 in A
IL2		
IL3		
phill1		Absoluter Phasenwinkel des Leiterstroms der Leiter L1, L2 und L3 in °
phill2		
phill3		
P		Wirkleistung in kW
PL1		Einphasige Wirkleistung der Leiter L1, L2 und L3 in W
PL2		
PL3		
Q		Blindleistung in kvar
QL1		Einphasige Blindleistung der Leiter L1, L2 und L3 in var
QL2		
QL3		
S		Scheinleistung in kVA
SL1		Einphasige Scheinleistung der Leiter L1, L2 und L3 in VA
SL2		
SL3		
Timestamp		Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlusszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer		Name des Benutzers der SQL-Datenbank

28.1.4 SQL-Tabelle: **Leitung**

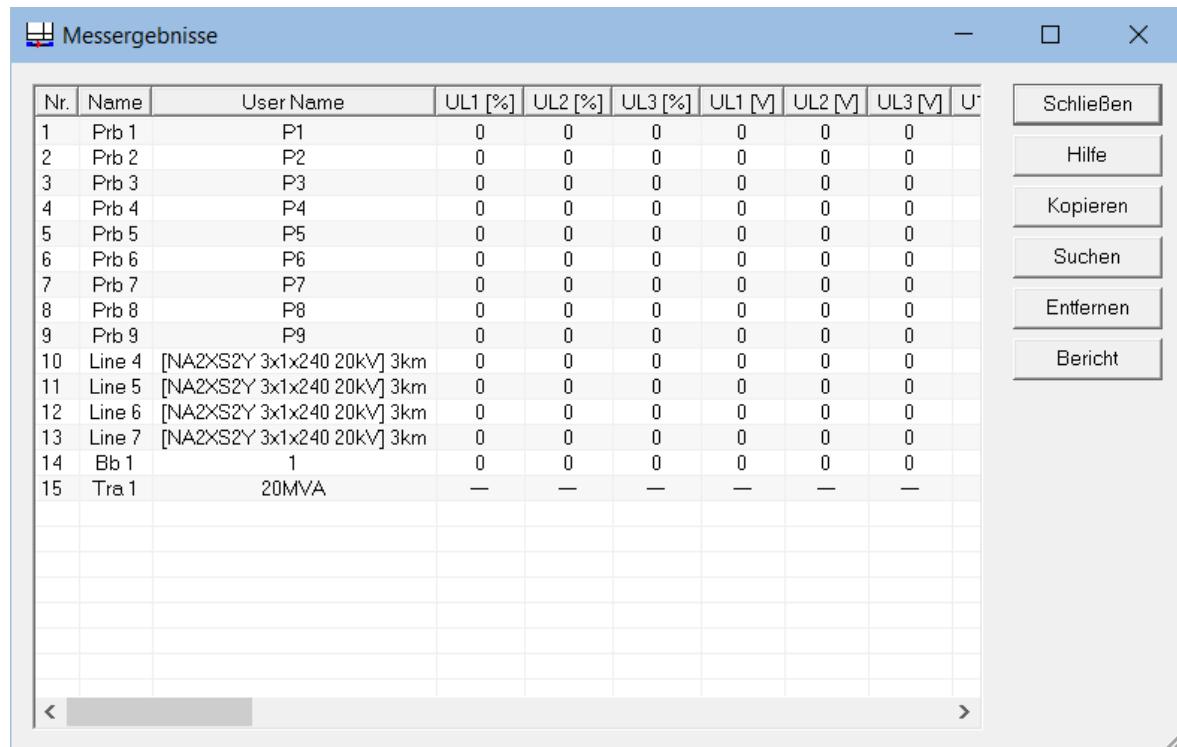
Nachfolgend ist Struktur und Inhalt der Tabelle der SQL-Datenbank dargestellt. Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den Messort des jeweiligen Netzwerkelementes.

Netzwerkelement: Leitung (SQL-Tabelle: _24_Leitungen)		
SQL-Spalte	JSON-Objekt	Bedeutung
IDNummer		Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung		Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
IDLine		Referenzname
Zone		Nummer der Zone
Area		Nummer des Bereiches
Leiterkennung		
IL_L		Betrag des Leiterstromes am linken Knoten in A
phill_L		Absoluter Phasenwinkel des Leiterstromes am linken Knoten in °
ULE_L		Betrag der Leiter-Erd-Spannung am linken Knoten in V

phiULE_L		Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung am linken Knoten in °
IL_R		Betrag des Leiterstromes am rechten linken Knoten in A
phiIL_R		Absoluter Phasenwinkel des Leiterstroms am rechten Knoten in °
ULE_R		Betrag der Leiter-Erd-Spannung am rechten Knoten in V
phiULE_R		Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung am rechten Knoten in °
Timestamp		Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlusszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer		Name des Benutzers der SQL-Datenbank

28.1.5 SQL-Tabelle: Ergebnisse LF-Berechnung

Ist die Option **Ergebnisse LF-Berechnung** in der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** der Registerkarte **Datenbank** aktiviert, werden die Inhalte der Tabelle des nachfolgend dargestellten Dialogs **Messergebnisse** als Tabelle der SQL-Datenbank gespeichert. Es können so Berechnungsergebnisse der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**, **Sammelschiene**, **Verbraucherlast** oder **Erzeugungsanlage (DEA)** in einer Tabelle der SQL-Datenbank gespeichert werden.



The screenshot shows a software window titled 'Messergebnisse'. On the left is a table with 15 rows of data. The columns are labeled: Nr., Name, User Name, UL1 [%], UL2 [%], UL3 [%], UL1 [V], UL2 [V], UL3 [V], and U-. The data includes various network components like 'Prb 1' through 'Prb 9', lines from 'Line 4' to 'Line 7', and a transformer 'Tra 1'. On the right side of the dialog is a vertical toolbar with buttons for 'Schließen', 'Hilfe', 'Kopieren', 'Suchen', 'Entfernen', and 'Bericht'.

Nr.	Name	User Name	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	UL1 [V]	UL2 [V]	UL3 [V]	U-
1	Prb 1	P1	0	0	0	0	0	0	
2	Prb 2	P2	0	0	0	0	0	0	
3	Prb 3	P3	0	0	0	0	0	0	
4	Prb 4	P4	0	0	0	0	0	0	
5	Prb 5	P5	0	0	0	0	0	0	
6	Prb 6	P6	0	0	0	0	0	0	
7	Prb 7	P7	0	0	0	0	0	0	
8	Prb 8	P8	0	0	0	0	0	0	
9	Prb 9	P9	0	0	0	0	0	0	
10	Line 4	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km	0	0	0	0	0	0	
11	Line 5	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km	0	0	0	0	0	0	
12	Line 6	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km	0	0	0	0	0	0	
13	Line 7	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km	0	0	0	0	0	0	
14	Bb 1	1	0	0	0	0	0	0	
15	Tra 1	20MVA	—	—	—	—	—	—	

Abbildung 16: Tabelle der Messergebnisse

Der Dialog **Messergebnisse** kann wie folgt geöffnet werden:

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt: **Messergebnisse Mess/Schutzgerät, Leitung, Sammelschiene**

Nachfolgend ist Struktur und Inhalt der Tabelle der SQL-Datenbank dargestellt. Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den Messorf des jeweiligen Netzwerkelementes.

Tabelle der Messergebnisse (SQL-Tabelle: Messergebnistabelle)		
SQL-Spalte	JSON-Objekt	Bedeutung
IDNummer		Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung		Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Name		Referenzname
User Name		Name des Benutzers der SQL-Datenbank
VAG [%]		Betrag der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1=AG, L2=BG und L3=CG in %U _n /√3
VBG [%]		
VCG [%]		

VAG [V]		Betrag der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1=AG, L2=BG und L3=CG in V
VBG [V]		
VCG [V]		
VAB [%]		Betrag der Leiter-Leiter-Spannung der Leiter 12=AB, 23=BC und 31=CA in % U_n
VBC [%]		
VCA [%]		
VAB [V]		Betrag der Leiter-Leiter-Spannung der Leiter 12=AB, 23=BC und 31=CA in V
VBC [V]		
VCA [V]		
IA [%]		Betrag der Leiterströme der Leiter L1=A, L2=B und L3=C in % I_n
IB [%]		
IC [%]		
IA [A]		Betrag der Leiterströme der Leiter L1=A, L2=B und L3=C in A
IB [A]		
IC [A]		
V1[%]		Betrag der Spannungen in Mitsystem $U_1=V_1$, Gegensystem $U_2=V_2$ und Nullsystem $U_0=V_0$ in % $U_n/\sqrt{3}$
V2 [%]		
V0 [%]		
V1[V]		Betrag der Spannungen in Mitsystem $U_1=V_1$, Gegensystem $U_2=V_2$ und Nullsystem $U_0=V_0$ in V
V2 [V]		
V0 [V]		
I1[%]		Betrag der Ströme in Mitsystem I_1 , Gegensystem I_2 und Nullsystem I_0 in % I_n
I2 [%]		
I0 [%]		
I1[A]		Betrag der Ströme in Mitsystem I_1 , Gegensystem I_2 und Nullsystem I_0 in A
I2 [A]		
I0 [A]		
Ipmax [%]		
Ipmax [A]		
Zone		
S [VA]		Scheinleistung in VA
P [W]		Wirkleistung in W
Q [var]		Blindleistung in var
CosPhi Left		
SA [VA]		Einphasige Scheinleistung der Leiter L1, L2 und L3 in VA
SB [VA]		
SC [VA]		
PA [W]		Einphasige Wirkleistung der Leiter L1, L2 und L3 in W
PB [W]		
PC [W]		
QA [var]		Einphasige Blindleistung der Leiter L1, L2 und L3 in var
QB [var]		
QC [var]		
SI [VA]		
PI [W]		
QI [var]		
CosPhi Right		
Timestamp		Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlusszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer		Name des Benutzers der SQL-Datenbank

28.1.6 SQL: Export der SQL-Datenbank in eine JSON-Datei

Die Inhalte der Tabellen der SQL-Datenbank kann in eine JSON-Datei exportiert werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export, SQL-Datenbank nach Prognose (JSON)**

Wird die Exportfunktion mit einem **Left Mouse Button Click** gestartet, wird in einem Meldungsfenster angezeigt, welche Daten aus der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** in die JSON-Datei exportiert werden.

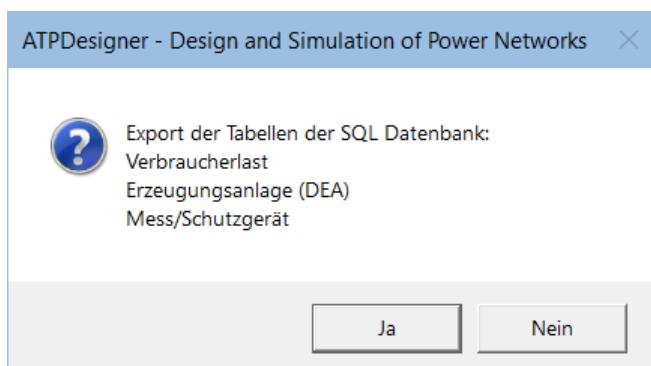


Abbildung 17: Meldungsfenster zum Export der Daten aus der SQL-Datenbank

Die Werte der SQL-Datenbank werden als [JSON-Prognosedatei](#) gespeichert. Nachfolgend ist beispielhaft ein Auszug aus der JSON-Datei dargestellt. Die exportierte JSON-Datei kann z.B. als Vorlage (Template) verwendet werden, um eine [JSON-Prognosedei](#) als Eingangsdateien für die Zeitreihenberechnung **Lastfluss: Prognose** zu erstellen.

```
[
  {
    "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
    "date": "15.01.2024",
    "time": "13:29:59",
    "description": "",
    "filetype": "forecast",
    "fileversion": "1",
    "fileformat": "1",
    "status": "SQL Daten in JSON-Datei exportiert",
    "operationmode": "SQL Datenbank exportieren 'ATPDesigner_Igel''",
    "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 12.01.2024",
    "datafile": "..\00_23_14_SQLDataBaseExportToJson\\SQLDataBaseNetz.bnet"
  },
  {
    "id": "1",
    "label": "Load 1",
    "unit_1": "P[kW]",
    "unit_2": "Q[kvar]",
    "timeseries": [
      {
        "timestamp_s": 1699830900,
        "value_1": 6.780704,
        "value_2": 0.000000
      },
      {
        "timestamp_s": 1699831800,
        "value_1": 6.780704,
        "value_2": 0.000000
      }
    ]
  }
]
```

```
        "value_1": 6.102650,  
        "value_2": 0.000000  
    },  
    {  
        "timestamp_s": 1699832700,  
        "value_1": 5.504836,  
        "value_2": 0.000000  
    },
```

28.2 SQL: Fallgenerator

Der Fallgenerator wird verwendet, um Trainingsdaten für das Training von KI-Systemen mit **Künstlichen Neuronalen Netzen** (KNN) durch eine Zeitreihenberechnung, d.h. eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen zu erzeugen.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Fallgenerator**

Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen werden für jedes 15min-Intervall in Tabellen der SQL-Datenbank gespeichert. Die Auswahl der Netzwerkelemente erfolgt in der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** der Registerkarte **Datenbank**. Für jede der Optionen wird eine eigene Tabelle in der Datenbank angelegt. Ist diese Tabelle nicht vorhanden, so wird die Tabelle automatisch vor dem ersten Speichervorgang in der SQL-Datenbank generiert.

Um die Speicherung der berechneten Daten in der SQL-Datenbank zu aktivieren, müssen folgende Einstellwerte eingestellt werden.

- Registerkarte **Datenbank**: Option **Aktivieren** mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren
- In der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** die Optionen mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren, deren Messwerte in der SQL-Datenbank als Tabelle gespeichert werden sollen

SQL-Spalte	JSON-Objekt	Bedeutung
IDNummer	id	Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung	timestamp_s	Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time) Der Zeitpunkt IDRechnung ist für die Berechnungen der Kaskadenschritte einer Kaskadenanalyse an einem Kurzschlussort identisch. Damit können die Ergebnisse der Kaskadenanalyse, die für Kurzschlussort berechnet wurden, identifiziert werden. In der nachfolgenden Abbildung ist durch IDRechnung erkennbar, dass jeweils drei Tabellenzeile die Ergebnisse der Kaskadenanalyse für den gleichen Kurzschlussort enthalten.
RefName	label	Referenzname des Mess/Schutzgerätes z.B. Prb 1
Zone	ZoneNo	Nummer der Zone des Mess/Schutzgerätes

28.3 SQL: Prüfung von Netzschatzkonzepten – Schutzprüfung Leitungen

Die Prüfung von Netzschatzkonzepten wird von ATPDesigner mit mehreren Funktionen unterstützt. Die Prüffunktion [Automatische Schutzprüfung – Leitungen](#) ermöglicht es, einen Kurzschluss automatisiert entlang von Leitungen zu verschieben und für jeden Kurzschlussort eine Kaskadenanalyse durchzuführen.

- Hauptmenü **Netzschatz**
- Menüpunkt **Netzschatz prüfen, Autom. Schutzprüfung - Leitung**

Die für jeden Kurzschlussort und jeden Kaskadenschritt berechneten Spannungen und Ströme sowie schutztechnische Reaktionen wie das AUS-Kommando können während der Ausführung der Prüfung in einer Tabelle der SQL-Datenbank gespeichert werden. In der nachfolgenden Tabelle ist der Aufbau der SQL-Datenbank dargestellt. Es ist zu beachten, dass die Datenspeicherung aus schutztechnischer Sicht, d.h. ausgehend von einem **Mess/Schutzgerät** ausgehend betrachtet werden muss.

Um die Speicherung der berechneten Daten in der SQL-Datenbank zu aktivieren, müssen folgende Einstellwerte eingestellt werden.

- Option **Aktivieren** mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren
- In der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** die Optionen mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren, deren Messwerte in der SQL-Datenbank als Tabelle gespeichert werden sollen

SQL-Spalte	JSON-Objekt	Bedeutung																																																		
IDNummer	id	Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)																																																		
IDRechnung	timestamp_s	<p>Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)</p> <p>Der Zeitpunkt IDRechnung ist für die Berechnungen der Kaskadenschritte einer Kaskadenanalyse an einem Kurzschlussort identisch. Damit können die Ergebnisse der Kaskadenanalyse, die für Kurzschlussort berechnet wurden, identifiziert werden. In der nachfolgenden Abbildung ist durch IDRechnung erkennbar, dass jeweils drei Tabellenzeile die Ergebnisse der Kaskadenanalyse für den gleichen Kurzschlussort enthalten.</p> <table border="1" style="margin-top: 10px; width: 100%;"> <thead> <tr> <th>IDRechnung ID/Zeitpunkt der Rechnung</th><th>RefName Probe Referenzname</th><th>Zone Zonennummer</th><th>Area Areanummer</th><th>KS_KaskNr Kaskadenschritt</th><th>KS_Ort Kurzschlussort (LU) %</th><th>KS_Objekt Referenzname Netzobjekt mit Kurzschluss</th><th>KS_IkL1 Kurzschlussstrom in A (Leiter 1)</th><th>KS_IkL2 Kurzschlussstrom in A (Leiter 2)</th><th>KS_IkL3 Kurzschlussstrom in A (Leiter 3)</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1699129542487</td><td>Prb 1</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>Line 4</td><td>4811.663026</td><td>48</td><td>48</td></tr> <tr> <td>1699129542487</td><td>Prb 2</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>Line 4</td><td>4811.663026</td><td>48</td><td>48</td></tr> <tr> <td>1699129542487</td><td>Prb 3</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>Line 4</td><td>4811.663026</td><td>48</td><td>48</td></tr> <tr> <td>1699129543524</td><td>Prb 1</td><td>0</td><td>0</td><td>1</td><td>10</td><td>Line 4</td><td>4735.753148</td><td>47</td><td>47</td></tr> </tbody> </table>	IDRechnung ID/Zeitpunkt der Rechnung	RefName Probe Referenzname	Zone Zonennummer	Area Areanummer	KS_KaskNr Kaskadenschritt	KS_Ort Kurzschlussort (LU) %	KS_Objekt Referenzname Netzobjekt mit Kurzschluss	KS_IkL1 Kurzschlussstrom in A (Leiter 1)	KS_IkL2 Kurzschlussstrom in A (Leiter 2)	KS_IkL3 Kurzschlussstrom in A (Leiter 3)	1699129542487	Prb 1	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	48	48	1699129542487	Prb 2	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	48	48	1699129542487	Prb 3	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	48	48	1699129543524	Prb 1	0	0	1	10	Line 4	4735.753148	47	47
IDRechnung ID/Zeitpunkt der Rechnung	RefName Probe Referenzname	Zone Zonennummer	Area Areanummer	KS_KaskNr Kaskadenschritt	KS_Ort Kurzschlussort (LU) %	KS_Objekt Referenzname Netzobjekt mit Kurzschluss	KS_IkL1 Kurzschlussstrom in A (Leiter 1)	KS_IkL2 Kurzschlussstrom in A (Leiter 2)	KS_IkL3 Kurzschlussstrom in A (Leiter 3)																																											
1699129542487	Prb 1	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	48	48																																											
1699129542487	Prb 2	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	48	48																																											
1699129542487	Prb 3	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	48	48																																											
1699129543524	Prb 1	0	0	1	10	Line 4	4735.753148	47	47																																											
RefName	label	Referenzname des Mess/Schutzgerätes z.B. Prb 1																																																		
Zone	ZoneNo	Nummer der Zone des Mess/Schutzgerätes																																																		
Area	AreaNo	Nummer des Bereiches des Mess/Schutzgerätes																																																		
KS_KaskNr	SCIterNo	Nummer des Kaskadenschrittes bezogen auf einen Kurzschlussort (1..N)																																																		
KS_Ort	SCLoc[%]	Kurzschlussort an einer Leitung in % der Leitungslänge bezogen auf den Leitungsknoten links																																																		
KS_Objekt	SCObject	Referenzname des kurzschlussbetroffenen Netzwerkelementes z.B. der Leitung Line 4																																																		
KS_IkL1	IkA[A]	Betrag des Kurzschlussstroms Leiter L1, L2 und L3 am Kurzschlussort abhängig von der Kurzschlussart																																																		
KS_IkL2	IkB[A]																																																			
KS_IkL3	IkC[A]																																																			
KS_Typ	SCType	Kurzschlussart z.B. L123E																																																		
KS_Rf	Rf[Ohm]	Resistanz des Kurzschlusses am Kurzschlussart																																																		

KS_Xf	Xf[Ohm]	Reaktanz des Kurzschlusses am Kurzschlussart
In	Inom[V]	Primärer Nennstrom des Schutzgerätes Es wird eine Anpassung der sekundären Nennströme im Zwischenkreis vorausgesetzt.
Un	Vnom[V]	Primäre Nennspannung des Schutzgerätes Es wird eine Anpassung der sekundären Nennströme im Zwischenkreis vorausgesetzt.
SwtState	SwtState	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 0 = Leistungsschalter ist geschlossen ▪ 1 = Leistungsschalter ist offen
UL1E UL2E UL3E	VAG[V] VBG[V] VCG[V]	Betrag der Leiter-Erd-Spannung von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des Mess/Schutzgerätes in V
phiUL1E phiUL2E phiUL3E	phiVAG[°] phiVBG[°] phiVCG[°]	Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des Mess/Schutzgerätes in °
IL1E IL2E IL3E	IA[A] IB[A] IC[A]	Betrag des Leiterstroms von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des Mess/Schutzgerätes in A
philL1 philL2 philL3	philA[°] philB[°] philC[°]	Absoluter Phasenwinkel des Leiterstroms von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des Mess/Schutzgerätes in °
Timestamp	IDCalculation	Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlusszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer	---	Name des Benutzers der SQL-Datenbank

In der nachfolgenden Abbildung ist ein Ausschnitt aus der SQL-Datenbank dargestellt.

IDRechnung	RefName	Prb	Zone	Area	KS_KaskNr	KS_Ort	KS_Objekt	KS_JkL1	KS_JkL2	KS_JkL3	KS_Typ	KS_Rf	KS_Xf	In	Un	Swts
Zur Umsetzung ziehen.	Klicken zum Aus- bzw. Abwählen.	Doppelklicken, um den Spaltennamen zu kopieren.	Zonennummer	AreaNummer	Kaskadenummer	Kaskadenschritt	Referenzname Netzobjekt mit Kurzschluss	Kurzschlussstrom in A (Leiter 1)	Kurzschlussstrom in A (Leiter 2)	Kurzschlussstrom in A (Leiter 3)	Kurzschlussart z.B. L12	Fehlerwiderstand in Ohm	Fehlerreaktan	Nennstrom in A	Nennspannung in V	Ort CLO 1=OPE
1699129542487	Prb 2	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	4811.663026	4811.663026	L123	0	0	600	20000	0	
1699129542487	Prb 3	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	4811.663026	4811.663026	L123	0	0	600	20000	1	
1699129543524	Prb 1	0	0	1	10	Line 4	4735.753148	4735.753148	4735.753148	L123	0	0	600	20000	0	
1699129543524	Prb 2	0	0	1	10	Line 4	4735.753148	4735.753148	4735.753148	L123	0	0	600	20000	1	
1699129543524	Prb 3	0	0	1	10	Line 4	4735.753148	4735.753148	4735.753148	L123	0	0	600	20000	0	
1699129544593	Prb 1	0	0	1	20	Line 4	4661.314105	4661.314105	4661.314105	L123	0	0	600	20000	0	
1699129544593	Prb 2	0	0	1	20	Line 4	4661.314105	4661.314105	4661.314105	L123	0	0	600	20000	1	

Abbildung 18: Ausschnitt aus der SQL-Datenbank für Netzschatzprüfungen

28.3.1 SQL: Export der SQL-Datenbank für Netzschatz (JSON)

Der Export der SQL-Datenbank erfolgt mit Hilfe des Bedienmenüs.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export, SQL-Datenbank nach Netzschatz (JSON)**

Mit Hilfe des Dialogs **Speichern unter** kann Verzeichnis und Dateiname der JSON-Datei ausgewählt werden. Nachfolgend ist ein Ausschnitt der JSON-Datei dargestellt. Nach dem **Header** der JSON-Datei mit dem JSON-Objekt **filetype = short-circuit** wird für jedes **Mess/Schutzgerät** mit aktiver Schutzfunktion das JSON-Objekt **id** mit dem zugehörigen JSON-Objekt **short-circuit location series** ausgegeben. Für jeden Kurzschlussort werden u.a. die Leiter-Erd-Spannungen Ul123 und die Leiterströme Il123 ausgegeben.

Die Struktur des JSON-Objektes beinhaltet analog zur Definition der **JSON-Prognose-datei** direkt korrespondierende JSON-Objekte **unit_** und **value_**.

- Das JSON-Objekt **unit_** definiert Bedeutung und ggfs. Einheit des JSON-Objektes **value_**, das den Wert angibt.

JSON-Objekt	Bedeutung
id	Referenzname des Mess/Schutzgerätes
Label	Anwenderspezifischer Bezeichner des Mess/Schutzgerätes

```
[{"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme", "date": "22.01.2024", "time": "23:43:00", "description": "", "filetype": "short-circuit", "fileversion": "1", "fileformat": "1", "status": "SQL Data into JSON-file stored", "operationmode": "Export SQL Data Base 'ATPDesigner_KS'", "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 22.01.2024", "datafile": "..\\SQLDataBaseExport\\SQLDataBaseNetzKSData.bnet"}, {"id": "1", "label": "Prb 1", "unit_1": "SCObject", "unit_2": "SCLoc[%]", "unit_3": "Rf[Ohm]", "unit_4": "Xf[Ohm]", "unit_5": "KSIterNo", "unit_6": "SCType", "unit_7": "IkA[A]", "unit_8": "IkB[A]", "unit_9": "IkC[A]", "unit_10": "Vnom[V]", "unit_11": "Inom[A]", "unit_12": "SwtState", "unit_13": "VAG[V]", "unit_14": "phiVAG[°]", "unit_15": "VBG[V]", "unit_16": "phiVBG[°]", "unit_17": "VCG[V]", "unit_18": "phiVCG[°]", "unit_19": "IA[A]", "unit_20": "phiIA[°]", "unit_21": "IB[A]", "unit_22": "phiIB[°]", "unit_23": "IC[A]", "unit_24": "phiIC[°]", "unit_25": "ZoneNo", "unit_26": "AreaNo", "unit_27": "IDCalculation", "sclocationseries": [{"timestamp_s": 1699129500, "value_1": "Line 4", "value_2": 0.000000, "value_3": 0.000000, "value_4": 0.000000}]}]
```

```
    "value_5": 1,  
    "value_6": "L123",  
    "value_7": 4811.663026,  
    "value_8": 4811.663026,  
    "value_9": 4811.663026,  
    "value_10": 20000.000000,  
    "value_11": 600.000000,  
    "value_12": 0,  
    "value_13": 0.014435,  
    "value_14": -173.309000,  
    "value_15": 0.014435,  
    "value_16": 66.691000,  
    "value_17": 0.014435,  
    "value_18": -53.309000,  
    "value_19": 4811.663024,  
    "value_20": -173.309000,  
    "value_21": 4811.663030,  
    "value_22": 66.690800,  
    "value_23": 4811.663030,  
    "value_24": -53.309000,  
    "value_25": 0,  
    "value_26": 0,  
    "value_27": 2147483648  
},
```

29 KI-System – Künstliche Intelligenz und Neuronale Netze in ATPDesigner

In Arbeit

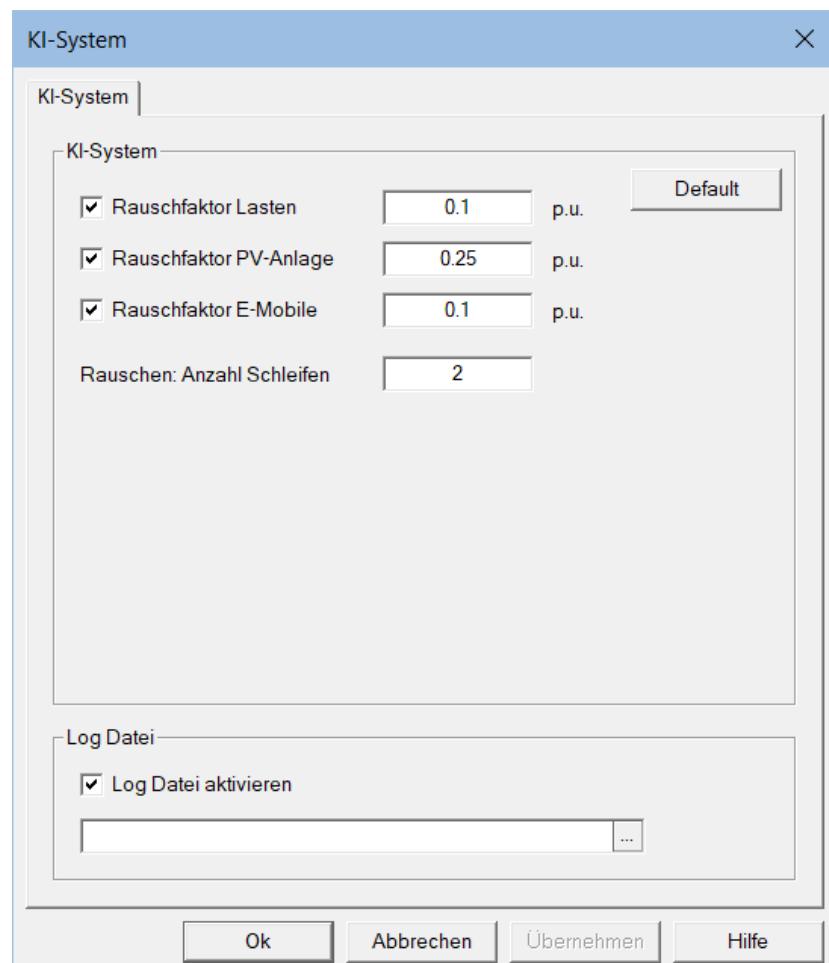


Abbildung 19: Einstelldialog KI-System

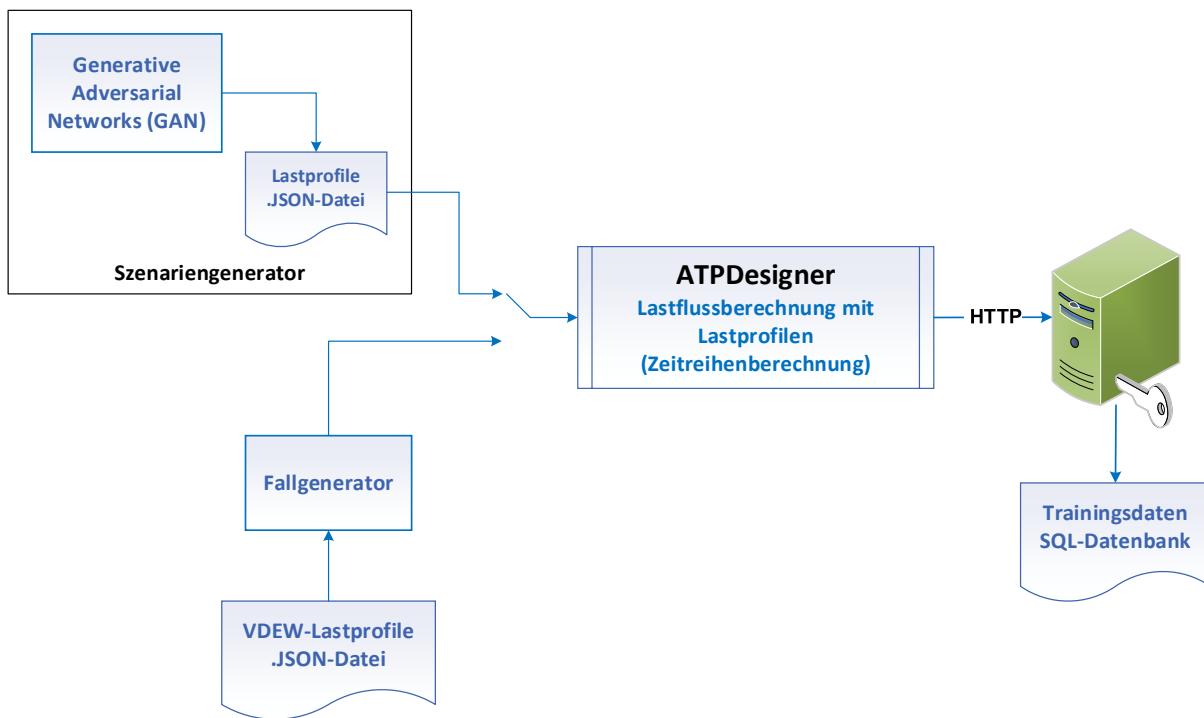


Abbildung 20: Konzept der Generierung der Trainingsdaten

30 Anwendungsbeispiele

Ein weiteres Anwendungsbeispiel ist in Kapitel 11 **Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen** beschrieben.

30.1 Messwertanzeige, Schriftarten für Toolbars, Lizenzverzeichnis, etc.

Mit den Einstellungen des Einstelldialogs **Programmeinstellungen** kann der Anwender Schriftgrößen der Tooltips zur Anzeige der berechneten Werte (Messwerte), die Schriftart und Schriftgröße der Textelemente in den Toolbars einstellen. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Programmeinstellungen**

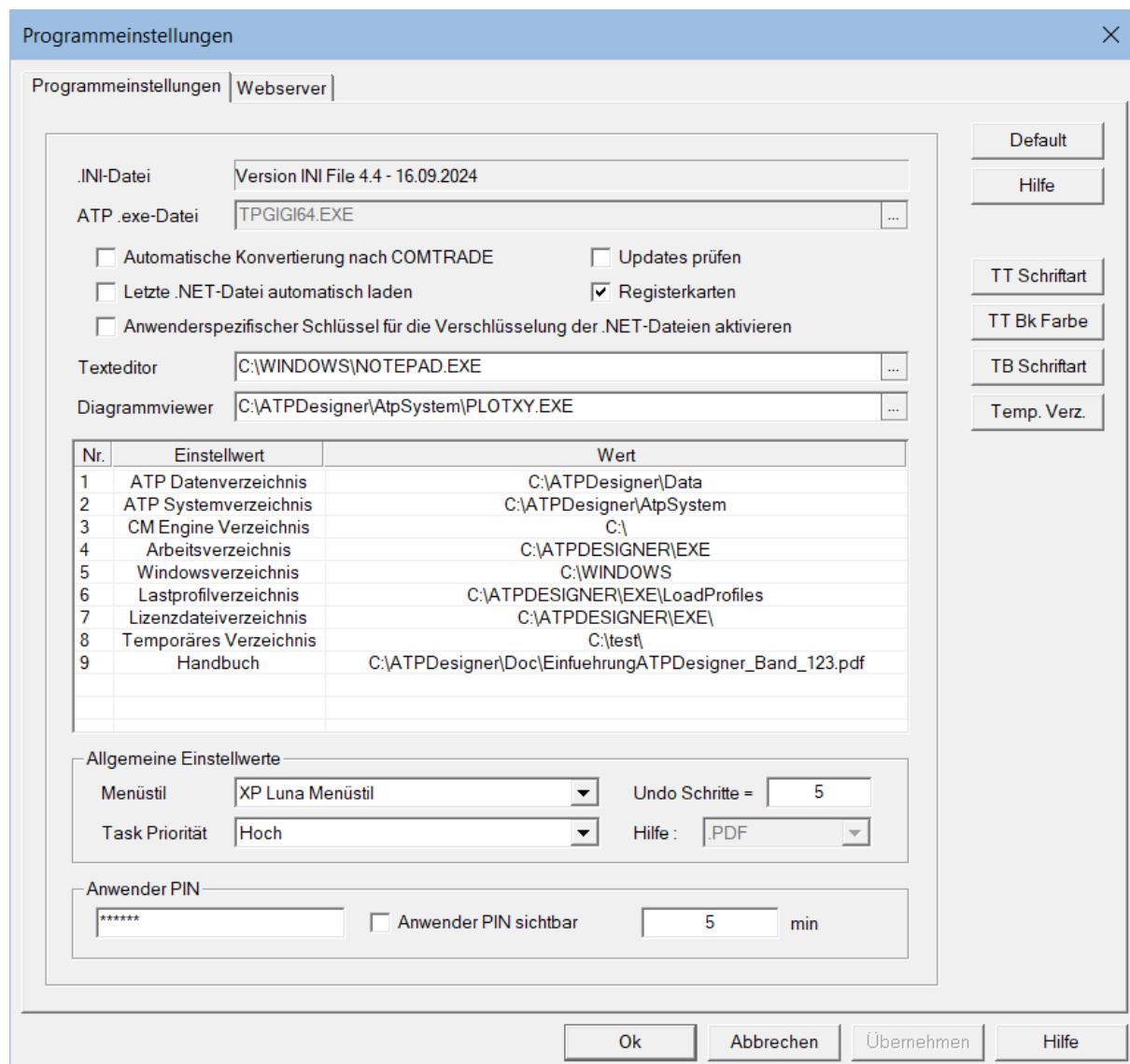


Abbildung 21: Einstelldialog **Programmeinstellungen**

In der nachfolgenden Tabelle sind die wichtigsten Einstellwerte für Schriftarten der Messwertanzeige, Schriftart der Toolbars, Einstellung des temporären Windows-Verzeichnisses und das Verzeichnis der Lizenzdatei aufgelistet.

⇒ Weitere Erläuterungen zu dem Einstelldialog sind in [Bd. 2] beschrieben.

Es muss beachtet werden, dass die Einstellwerte des Einstelldialogs **Programmeinstellungen** nicht in der .NET-Datei des Stromnetzes, sondern in der .INI-Datei während des Programmendes gespeichert werden. Die .INI-Datei von ATPDesigner ist im Arbeitsverzeichnis, in dem das ausführbare Programm und die zugehörigen DLL's von ATPDesigner gespeichert sind, unter dem Dateinamen **ATPDesigner.ini** gespeichert.

Die .INI-Datei wird während des Programmstarts von ATPDesigner automatisch eingelesen. Ist die .INI-Datei nicht vorhanden, so werden die Einstellwerte der .INI-Datei von ATPDesigner neu erstellt und beim Programmende in der .INI-Datei im Arbeitsverzeichnis gespeichert.

Einstellwert	Bedeutung
TT Schriftart	Schriftart zur Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips
TT Bk Farbe	Hintergrundfarbe zur Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips
TB Schriftart	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schriftart für Textelemente in den Toolbars und der Statusleiste ▪ Schriftart für die Bezeichner der Registerkarten der Projektinformationen
Temporäres Verzeichnis	Verzeichnis für das Speichern temporärer Dateien Vorzugsweise wird von ATPDesigner das Windows-Verzeichnis verwendet, welches für den Windows-User von Windows als temporäres Verzeichnis verwendet wird. Mit einem Left Mouse Button Click auf die Zeile mit dem Bezeichner Temporäres Verzeichnis kann das Verzeichnis geändert werden.
Temp. Verz.	Das Verzeichnis zur Speicherung der temporären Dateien von ATPDesigner und ATP wie z.B. die .ATP-Datei wird mit einem Left Mouse Button Click auf das anwenderspezifische temporäre Verzeichnis des Betriebssystems Windows eingestellt.
Lizenzdateiverzeichnis	Das Verzeichnis, in dem die Lizenzdatei ATPDesignerLic.ini gespeichert ist, kann eingestellt werden.

30.2 Farbschema auswählen - ATPDesigner Dark Mode

ATPDesigner bietet dem Anwender zusätzlich zu dem üblichen Standardanzeigemodus eine dem von vielen Softwaretools bekannten Dark Mode nachempfundene Darstellung mit dunklerem Hintergrund einzustellen.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Farben**

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog. Um den **ATPDesigner Dark Mode** zu aktivieren, muss der Einstellwerte **Dark Mode** der Auswahlliste **Farbschema** eingestellt werden. Nach Auswahl des Farbschemas werden direkt alle Fenster von ATPDesigner, also auch die **Meldungsfenster** farblich angepasst. Nach Schließen des Einstelldialogs mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Ok** wird auch der Zeichenbereich farblich angepasst.

- ⇒ Auch nach der Wahl eines Farbschemas können alle Farben einzeln verändert werden. Es wird allerdings empfohlen, die Farbauswahl der Farbschema zu belassen, da sich u.a. die Dokumentation im Handbuch von ATPDesigner auf die voreingestellte Farbauswahl der Farbschema bezieht.

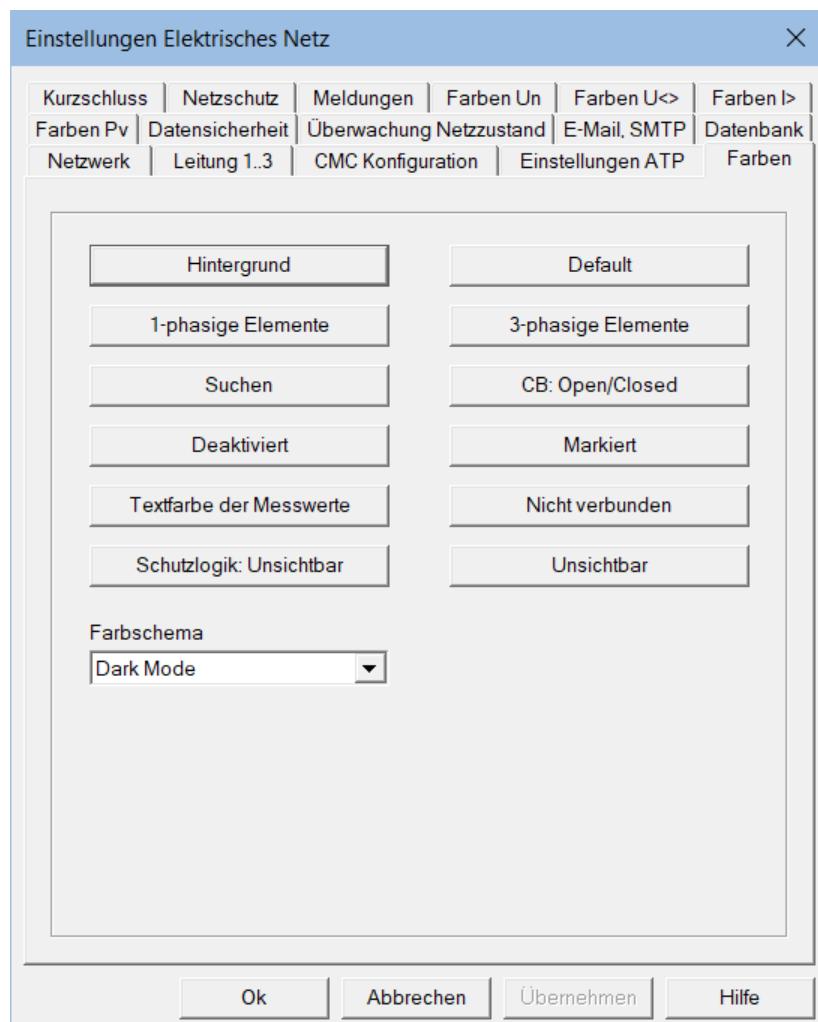


Abbildung 22: Aktivieren des ATPDesigner Darke Mode

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner mit dem eingestellten Farbschema **Dark Mode**.

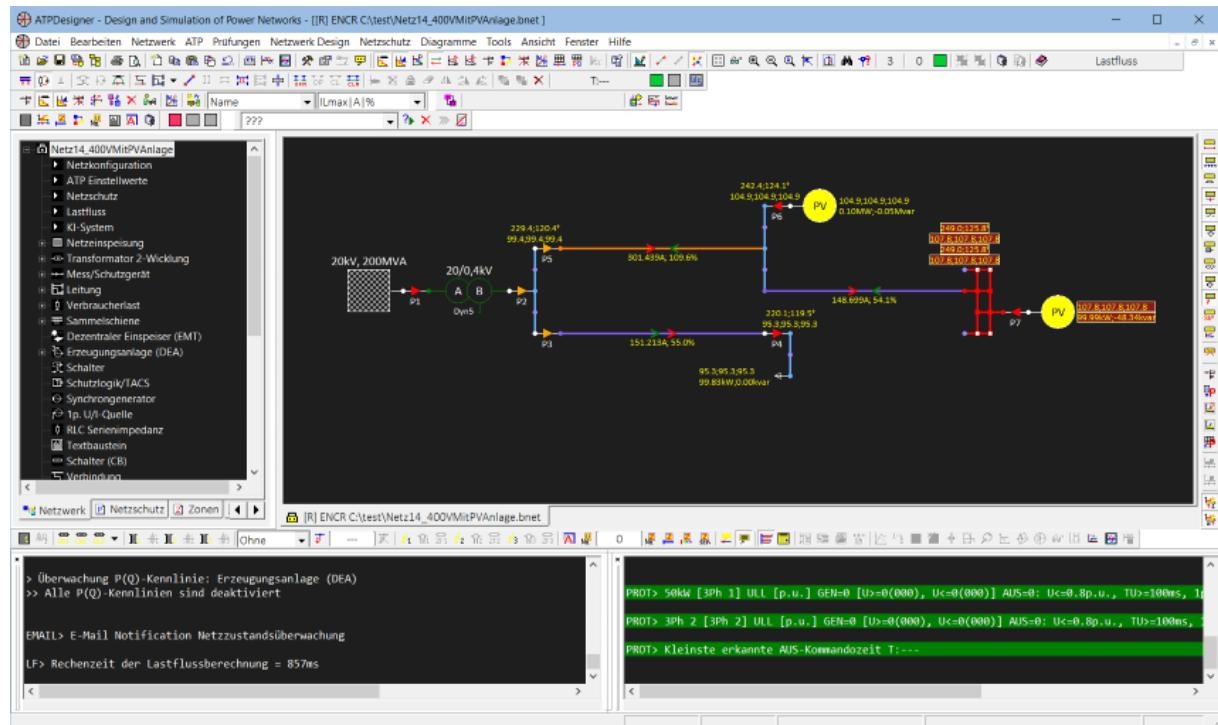


Abbildung 23: ATPDesigner – Farbschema Dark Mode

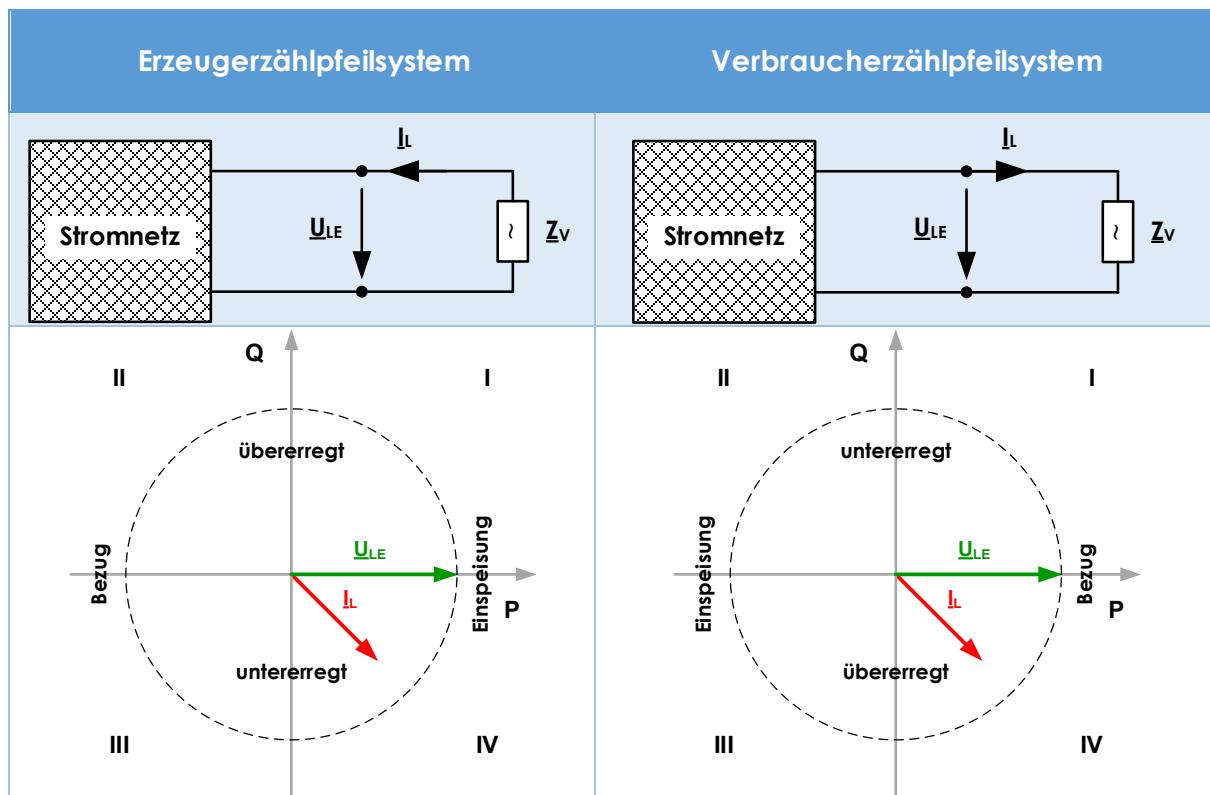
30.3 Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen

Dezentrale Erzeugungsanlagen wie Solarstrom- und Windkraftanlagen, die mit Hilfe von mehreren 1-phasigen oder einem 3-phasigen Netzstromrichter elektrische Energie ins Stromnetz einspeisen, werden in ATPDesigner mit Hilfe einer Stromquelle konstanter Wirkleistung, d.h. mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** als Konstantleistungsquellen nachgebildet und in der Lastflussberechnung berücksichtigt.

Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann als 1/2/3-phasiger symmetrisch oder unsymmetrisch arbeitender Netzstromrichter oder als 3-phägiger symmetrisch arbeitender Netzstromrichter verwendet werden.

Die Einstellung der Erzeugungsanlagen für den Normalbetrieb des Stromnetzes erfolgt typischerweise mit der Nennwirkleistung P_n und einer Blindleistungsbereitstellung mit konstantem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ oder einer Kennlinie $Q(P)$ oder $Q(U)$ nach VDE-AR-N 4110 [18] oder VDE-AR-N 4120 [29].

- ⇒ Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** ist aus Sicht der Lastflussberechnung ein **PQ-Knoten**.
- ⇒ Unter einem **PQ-Knoten** wird im Sinne der Lastflussberechnung ein Randknoten eines Stromnetzes verstanden, der Wirkleistung P und Blindleistung Q als zeitlich konstante Größe entweder in das Stromnetz eingespeist oder vom Stromnetz bezogen wird.
- ⇒ Ein **PQ-Knoten** kann Wirk- und Blindleistung im 4-Quadranten-Betrieb einspeisen oder beziehen. Es muss hier das Zählpfeilsystem beachtet werden: **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** oder **Verbraucherzählpfeilsystem (VZS)**.



Um eine eindeutige und von den Zählpfeilsystemen unabhängige Nomenklatur für die Einspeisung oder den Bezug von Blindleistung bezogen auf einen Netzknoten zu verwenden, werden die Begriffe

- **untererregter Betrieb**, d.h. der **Bezug von Blindleistung** und
- **übererregter Betrieb**, d.h. die **Einspeisung von Blindleistung**

verwendet. In der nachfolgenden Tabelle sind in ATPDesigner häufig verwendeten Netzwerkelemente mit der Zuordnung enthalten, ob die in der Netzgrafik oder den Tooltips für diese Netzwerkelemente angezeigten Ströme und Leistungen im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) oder Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) angegeben werden.

Erzeugerzählpfeilsystem	Verbraucherzählpfeilsystem
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erzeugungsanlage (DEA) ▪ Dezentraler Einspeise (EMT) ▪ Netzeinspeisung ▪ Synchrongenerator 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verbraucherlast ▪ Mess/Schutzgerät ▪ Leitung ▪ Transformator 2-Wicklung ▪ Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)

Im Falle einer 3-phäg symmetrisch einspeisenden **Erzeugungsanlage (DEA)** führt die Lastflussberechnung eine Lastflussiteration im Mitsystem mit Mitsystemspannung U_1 und Mitsystemstrom I_1 durch. Im Falle einer 1/2/3-phägigen ggfs. unsymmetrisch einspeisenden **Erzeugungsanlage (DEA)** wird eine Lastflussiteration im natürlichen System leiter-spezifisch, d.h. mit Leiter-Erd-Spannung U_{LE} und dem zugehörigen Leiterstrom I_L durchgeführt.

Das Netzwerkelement Erzeugungsanlage (DEA) bietet auch die Möglichkeit, den Kurzschlussbetrieb einer Erzeugungsanlage (**LVRT-Betrieb**) nach VDE-AR-N 4110 [18] und VDE-AR-N 4120 [29] zu simulieren. Diese Funktion wird in diesem Kapitel nicht verwendet.

Der stationäre Netzzustand des Stromnetzes mit PQ-Knoten wird mit Hilfe einer **Lastflussberechnung** berechnet, die üblicherweise iterativ als Mehrschrittverfahren ausgeführt wird. Der Iterationsprozess wird beendet, wenn Konvergenz, d.h. die vom Anwender definierte Genauigkeit, erreicht wurde. Wird die maximal zulässige Anzahl von Iterationsschritten erreicht, ohne die vom Anwender definierte Genauigkeit zu erreichen, spricht man von Divergenz.

- ⇒ Ist die Lastflussberechnung konvergent, so werden in der Netzgrafik und in Tooltips der Netzwerkelemente die Berechnungsergebnisse angezeigt. Darüber hinaus wird ein Bericht im Office Open XML Format [21] generiert und im **Projektverzeichnis** gespeichert, der direkt mit einem Textverarbeitungsprogramm wie z.B. Word eingelesen werden kann.

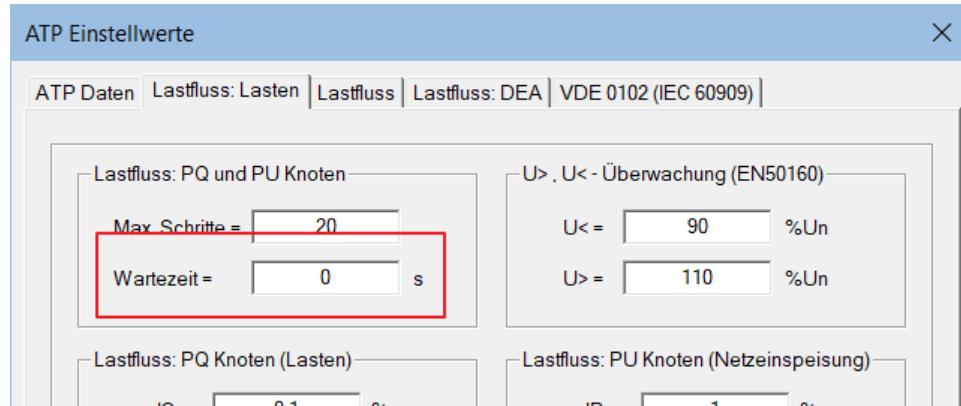


Abbildung 24: Einstellung einer Wartezeit für Computersysteme mit geringer Performance

Bei Computersystemen mit geringer Performance können bei der schnellen Abfolge der Lastflussiterationen zeitbedingte Zugriffsprobleme auf Dateien, die im temporären Verzeichnis des Betriebssystems gespeichert werden, auftreten. Mit Hilfe des Einstellwertes **Wartezeit** kann eine Wartezeit zwischen zwei Schritten der Lastflussiteration eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss Lasten**

Die von ATPDesigner ausgeführte Lastflussberechnung verwendet zwei unabhängige Algorithmen, um PQ-Knoten wie z.B. die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** oder **Erzeugungsanlage (DEA)** in das mathematische Verfahren der Lastflussberechnung zu integrieren. Die beiden unabhängigen Algorithmen können getrennt voneinander eingeschaltet werden. Diese Methodik ist erforderlich, um im Falle einer erweiterten Lastflussberechnung mit Kurzschluss die Vorgaben an den LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110 [18] und VDE-AR-N 4120 [29] einzuhalten.

- Hauptmenü **ATP**
 - **Lastfluss: PQ, PU Knoten** Ein/Aus
 - **Lastfluss: DEA** Ein/Aus

Die Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** können durch zwei Toolbar-Schalter oder im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** aktiviert bzw. deaktiviert werden. Darüber hinaus sollten auch die Einstellwerte in den Registerkarten **Lastfluss: Lasten** und **Lastfluss: DEA** des Einstelldialogs **Einstellung Lastflussberechnung** im Hauptmenü **ATP** oder des Einstelldialogs **ATP Einstellwerte** im Hauptmenü **Netzwerk** überprüft und ggfs. geeignet eingestellt werden.

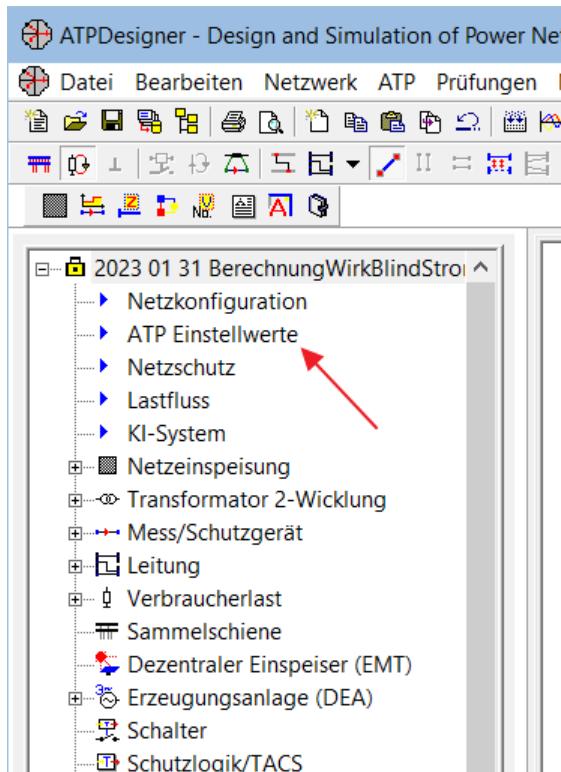


Abbildung 25: Öffnen des Einstelldialogs **ATP Einstellwerte** per Left Mouse Button Double Click

Die nachfolgende Abbildung eines Stromnetzes zeigt ein einfaches, strahlenförmiges Mittelspannungsnetz mit Nennspannung $U_n = 20\text{kV}$, das aus zwei parallel geführten Leitungen vom Leitungstyp NA2XS2Y 3x1x240mm² besteht. Die Versorgung erfolgt aus der vorgelagerten 110kV-Spannungsebene über einen 110/20kV-Transformator der Be-messungsleistung $S_{iT} = 31,5\text{MVA}$. Die Messung von Leiterströmen, Leiter-Erd-Spannun-gen und Leistungen erfolgt in dem Stromnetz mit mehreren Netzwerkelementen **Mess/Schutzgerät Px**.

Es ist darauf zu achten, dass in der Registerkarte **ATP Daten** in der Gruppe **Lastflussberechnung** die Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** aktiviert sind, um die iterative Anpassung der Verbraucherlast(en) und der Solarstrom einspeisung(en) an die vom Anwender vorgegebenen Einstellwerte zu aktivieren.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**

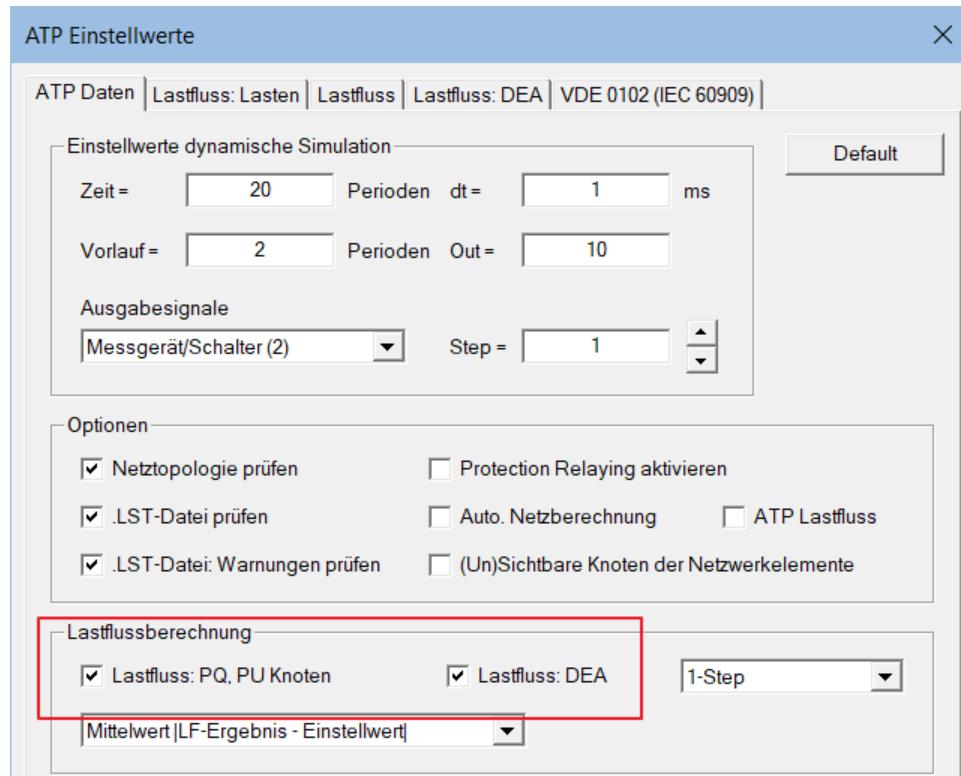


Abbildung 26: Aktivierung der Lastflussberechnung

ATPDesigner ändert iterativ interne Modellwerte für die Netzwerkelemente **Verbraucherlast**, **Netzeinspeisung**, **Erzeugungsanlage (DEA)** sowie die Stufenschalter der Netzwerkelemente **Transformator 2-Wicklung**. Nach jeder iterativen Anpassung wird mit dem Rechenkern ATP eine Berechnung des stationären Netzzustandes ausgeführt. Genauigkeits- und Abbruchbedingungen kontrollieren den Iterationsprozess. Diese Vorgehensweise wird als Stromiteration bezeichnet.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**

oder

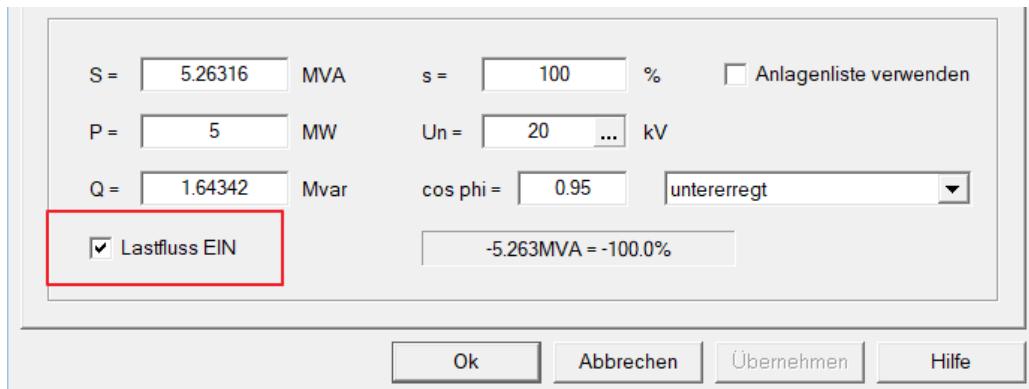
- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellwerte Lastflussberechnung**, Registerkarte **ATP Daten**

oder in den Registerkarten **Lastfluss: Lasten** und **Lastfluss: DEA** der beiden Einstelldialoge.

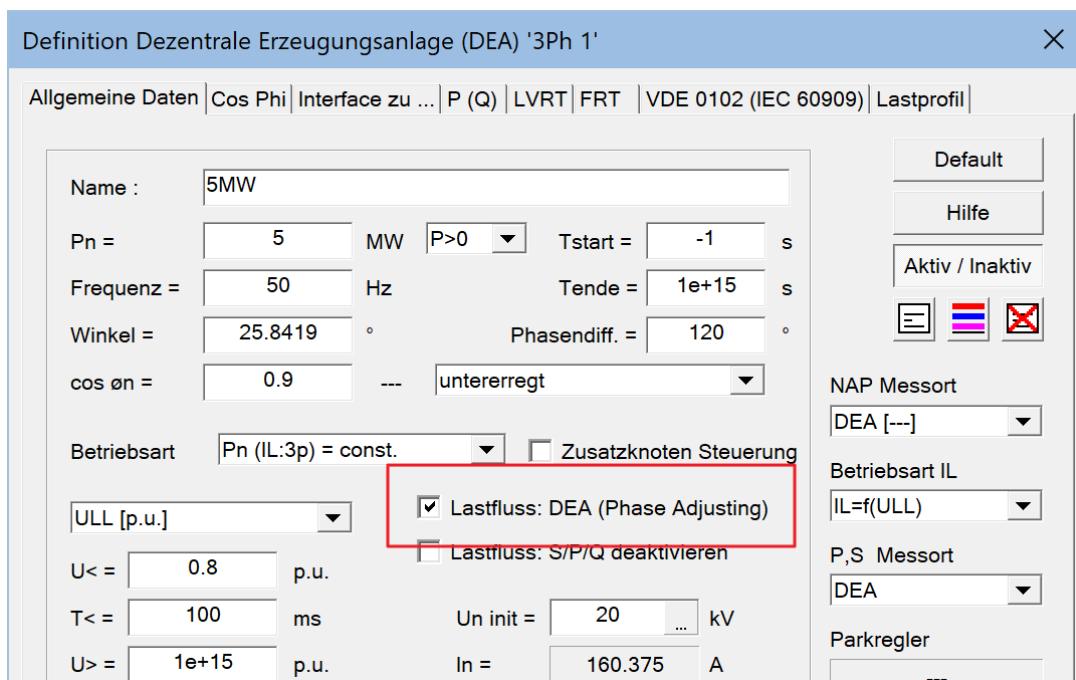
Einstellwert	Aktivierung der Lastflussberechnung für ...
Lastfluss: PQ, PU Knoten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verbraucherlast ▪ Netzeinspeisung ▪ Transformator 2-Wicklung (Stufenschalter mit Spannungsregler)
Lastfluss: DEA	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erzeugungsanlage (DEA)

In den Einstelldialogen der Betriebsmittel müssen zusätzliche Einstellwerte berücksichtigt werden.

- Netzwerkelemente **Verbraucherlast** müssen durch die Option **Lastfluss EIN** im Einstelldialog des Betriebsmittels für die Lastflussberechnung aktiviert werden.



- Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** müssen durch die Option **Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)** im Einstelldialog des Betriebsmittels für die Lastflussberechnung aktiviert werden.



Eine Lastflussberechnung kann mit der **ESC-Taste** abgebrochen werden. Dazu muss die ESC-Taste u.U. über mehrere Sekunden gedrückt werden. In diesem Fall wird in der **Statusleiste** die Anzahl Iterationsschritte **N = 999** und **LF=fehlerhaft** angezeigt.

LF=fehlerhaft 99.208%/0.000% **dPI**

Abbildung 27: Abbruch des Iterationsprozesses mit LF=fehlerhaft

Im Falle der **Konvergenz** der Lastflussberechnung wird in der Statuszeile die Kennung **LF=o.k.** angezeigt.

LF=o.k. 0.007%/0.000% **dPh=0.000° dS=0.000%** **N=4** //

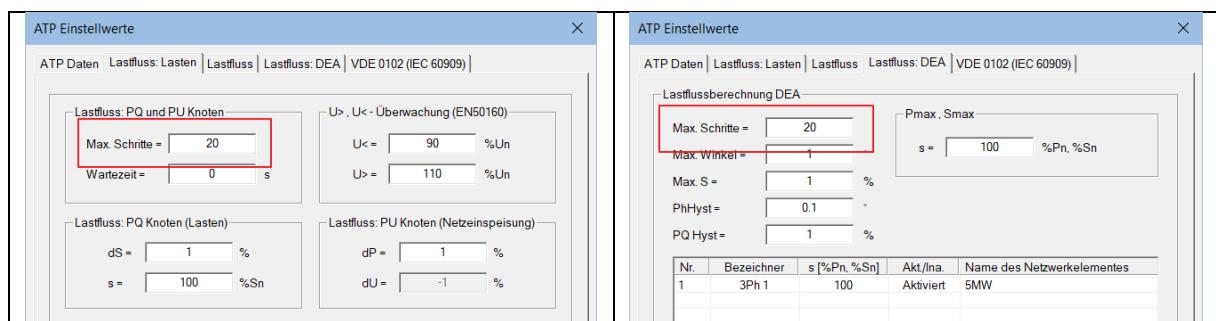
Abbildung 28: Statusleiste im Falle der Konvergenz nach 4 Iterationsschritten

Im Falle der **Divergenz** der Lastflussberechnung wird **LF=fehlerhaft** in der Statuszeile ausgegeben.



Abbildung 29: Statusleiste im Falle der Divergenz LF=fehlerhaft

- Die maximal zulässige Anzahl Iterationsschritte kann für die Netzwerkelemente **Verbraucherlast**, **Netzeinspeisung** und **Transformator 2-Wicklung** in der Registerkarte **Lastfluss: Lasten** und **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Registerkarte **Lastfluss: DEA** getrennt eingestellt werden.
 - Hauptmenü **Netzwerk**
 - Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarten **Lastfluss: Lasten**, **Lastfluss: DEA**



Um das Stromnetz mit ATPDesigner zu erstellen, sind die nachfolgend beschriebenen Schritte durchzuführen.

1. Einen leeren Zeichenbereich erzeugen
 - Hauptmenü **Datei**, Menüpunkt **Neu**
 - **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button 
 - **STRG + N**
3. Erstellen des Stromnetzes mit **Drag&Drop** der Netzwerkelemente aus der Registerkarte **Netzwerk** der **Projektinformationen**
 - Netzwerkelement **Netzeinspeisung**
 - Netzwerkelement **2-Wicklungs-Transformator**
 - Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**
 - Netzwerkelemente **Sammelschiene**
 - Netzwerkelemente **Leitung**
 - Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)**

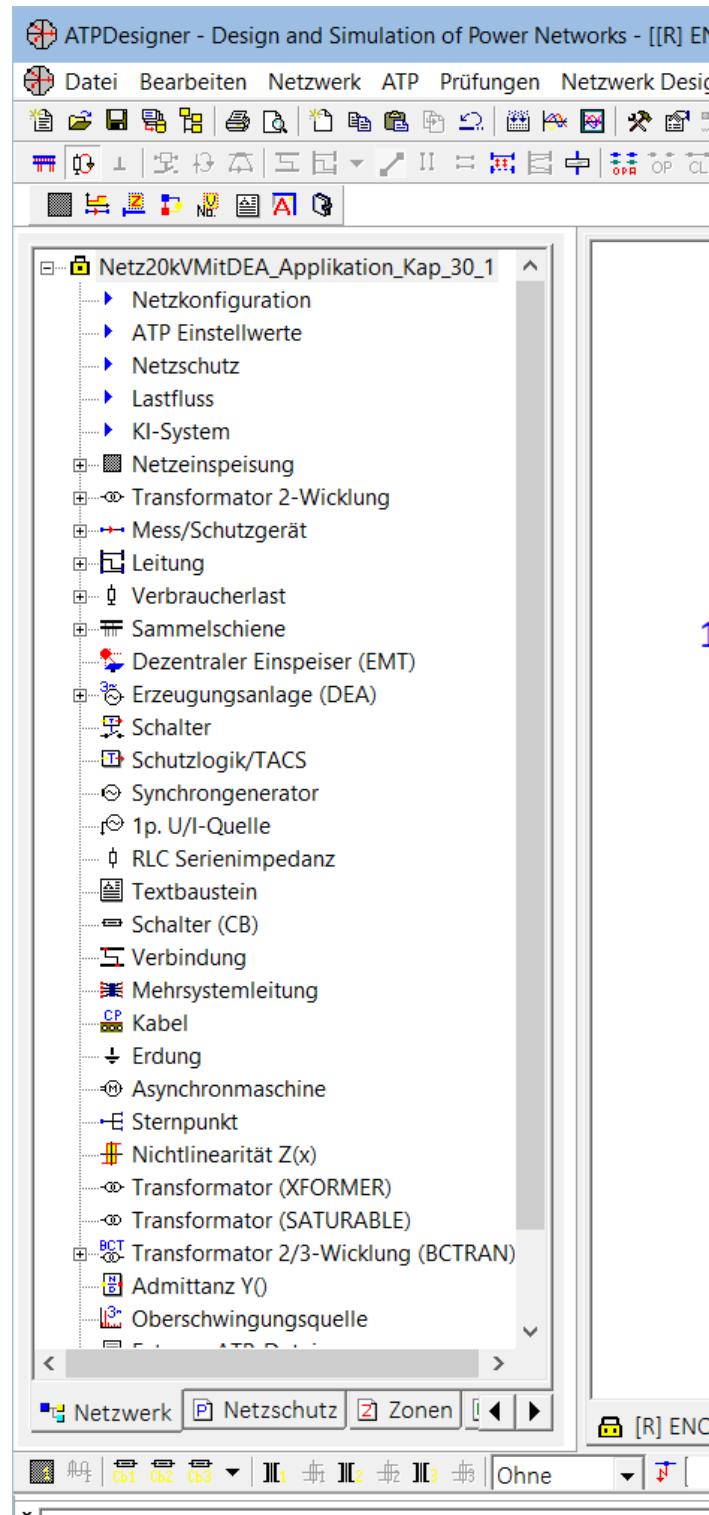


Abbildung 30: Drag&Drop von Netzwerkelementen – Registerkarte Netzwerk

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Stromnetz (**Netz24_20kVMitPVAnlage.BNET**).

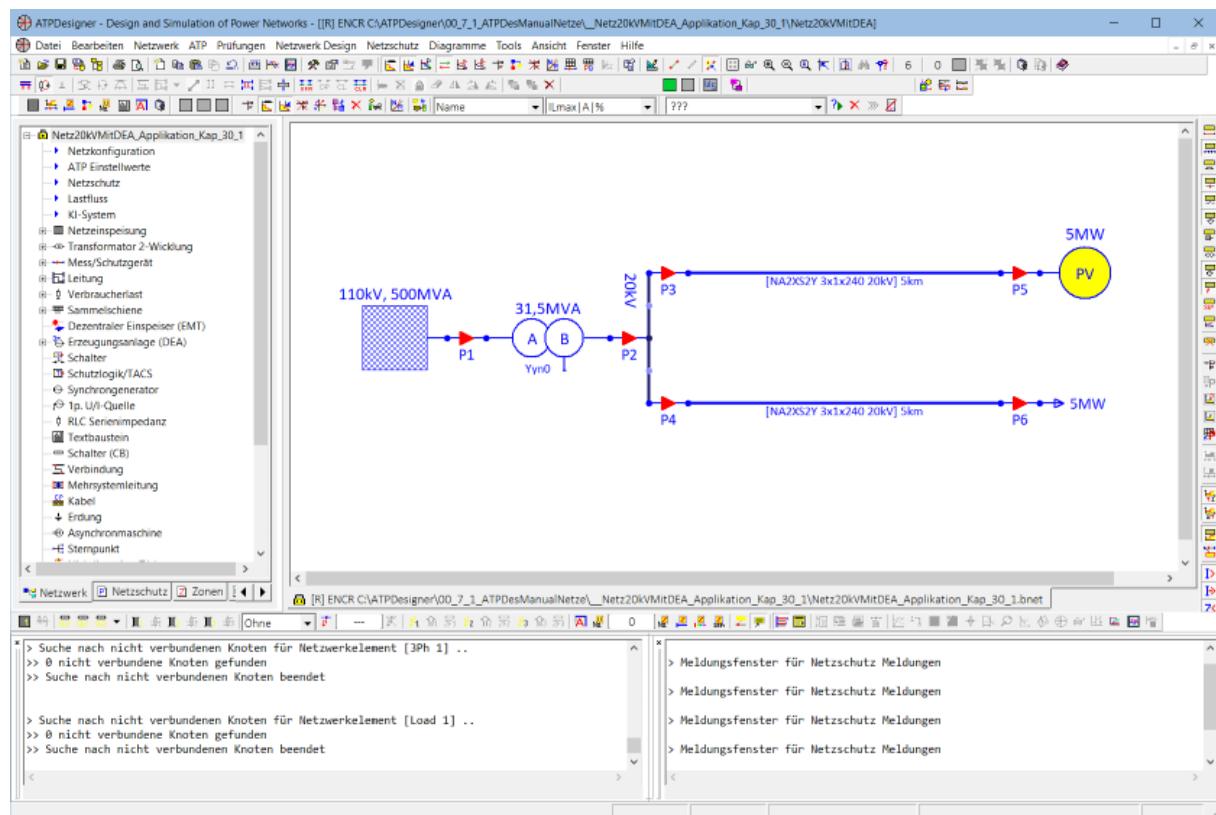


Abbildung 31: 20kV-Mittelspannungsnetz mit Bezugsanlage und Erzeugungsanlage

Im Folgenden wird der Aufbau des Mittelspannungsnetzes und die Einstellung der Betriebsmittel Schritt für Schritt erläutert.

- ⇒ Es werden nur die Einstellwerte erläutert, die ausgehend von der Grundeinstellung (Default-Werte) geändert werden müssen.
- ⇒ Die Grundeinstellung (Default) für den gesamten Einstelldialog wird durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Default** eingestellt. Sind mehrere Registerkarten in einem Einstelldialog vorhanden, so muss immer der Button **Default** der 1. Registerkarte dazu verwendet werden.

30.3.1 Erstellen des Stromnetzes im Zeichenbereich von ATPDesigner

Mit Drag&Drop werden mit der Maus je ein Netzwerkelement **Netzeinspeisung** und **Mess/Schutzgerät** in den Zeichenbereich gezogen.

1. Mauscursor über den Namen des Netzwerkelementes in der Registerkarte **Netzwerk** in den Projektinformationen positionieren
2. Mit gedrückter linker Maustaste ein Netzwerkelement in den Zeichenbereich schieben, linke Maustaste loslassen
3. Die **roten Knoten** zeigen an, dass diese Knoten mit einem anderen Netzwerkelement verbunden werden können. → **hellblaue Zeichenfarbe**

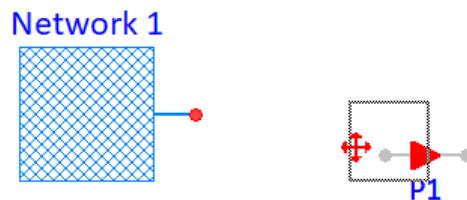


Im nächsten Schritt werden die beiden Netzwerkelemente miteinander verbunden.

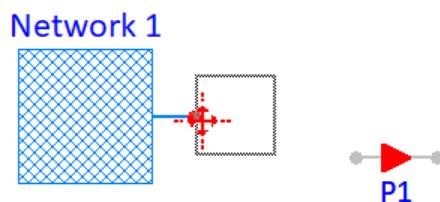
4. Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** mit einem **Left Mouse Button Click** auf das grafische Symbol markieren → **graue Zeichenfarbe**



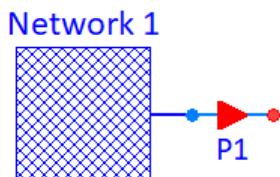
5. Mauscursor mit der Pfeilspitze über den linken roten Knoten des **Mess/Schutzgerät** positionieren, linke Maustaste drücken und gedrückt lassen. Beim Verschieben der Maus wird eine **rote Zieloptik** sichtbar.



6. Den Mauscursor bei weiterhin gedrückter linker Maustaste verschieben, bis die rote Zielloptik sich wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt vergrößert und über dem freien Knoten des Netzwerkelementes **Netzeinspeisung** liegt.

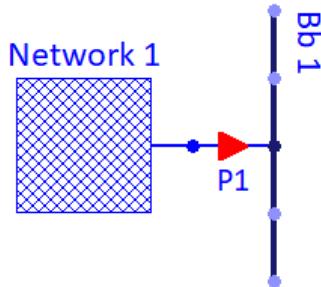


7. Dann die linken Maustaste loslassen. ATPDesigner „rastet“ automatisch die beiden Knoten ein und verbindet die Knoten der Netzwerkelemente intern elektrisch.

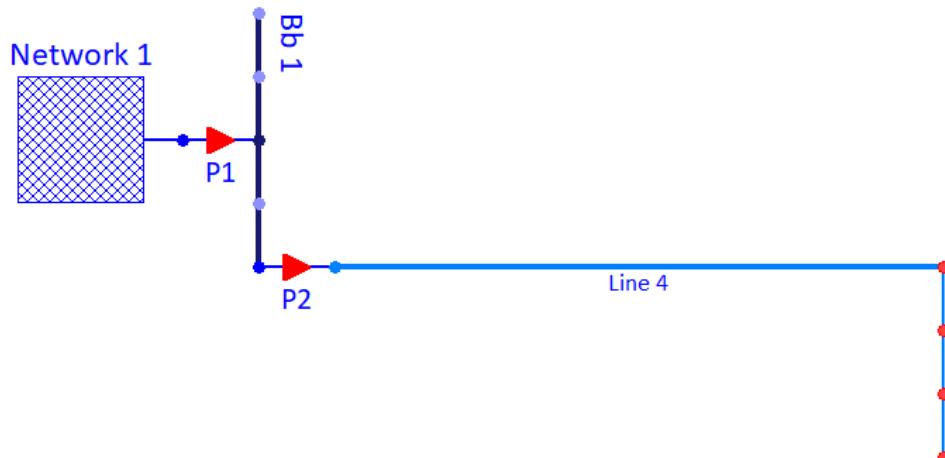


Die beschriebene Vorgehensweise wird für alle Netzwerkelemente fortgesetzt und Schritt für Schritt das Stromnetz aufgebaut. Folgendes ist zu beachten.

- Ein Knoten eines Netzwerkelementes kann nur ein Mal mit einem anderen Knoten eines anderen Netzwerkelementes verbunden werden.
- Muss ein Knoten eines Netzwerkelementes mit mehreren anderen Knoten verbunden werden, muss das Netzwerkelement **Sammelschiene** als Verbindelement verwendet werden.
- Das Netzwerkelement **Sammelschiene** stellt aus Sicht der Lastflussberechnung einen einzigen elektrischen Knoten dar, in der Netzgrafik kann dieser elektrische Knoten auf bis zu 20 grafische Knoten aufgeteilt werden. Es ist somit möglich, Knoten von bis zu 20 verschiedenen Netzwerkelementen elektrisch miteinander zu verbinden. Es sind **Einfach- und Doppelsammelschienen** mit Trennschaltern in den Leitungsabgängen und zwischen den Sammelschienen verwendbar.



- Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** mit einem **Left Maus Button Click** markiert (**grauer Zeichenfarbe**). Mit **STRG + C** wird das Netzwerkelement in die Zwischenablage kopiert und mit **STRG + P** eine Kopie des Netzwerkelementes in die Netzgrafik eingefügt. Der Referenzname des neuen Netzwerkelementes (in der Kopfzeile des Einstelldialogs in '...' zu erkennen) und der anwenderspezifische Name sind geändert, alle anderen Einstellwerte sind gleichgeblieben.
- Das Netzwerkelement **Leitung** kann an beiden Leitungsenden mit bis zu 3 Zusatzknoten parametriert werden. Diese Zusatzknoten bilden zusammen mit dem Hauptknoten eine **interne Sammelschiene** mit bis zu 4 Knoten.



- Netzwerkelemente können nach rechts und links gedreht werden. Dazu muss das Netzwerkelement an allen Knoten nicht verbunden sein.
 - Verbindung des Netzwerkelementes an allen Knoten zu allen anderen Netzwerkelementen trennen → **nicht verbundenes Netzwerkelement**
 - Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markieren (**graue Zeichenfarbe**)
 - Taste **r** oder  → nach **rechts** drehen
 - Taste **l** oder  → nach **links** drehen

30.3.2 Öffnen des Einstelldialogs eines Netzwerkelementes

Der Einstelldialog wird durch einen **Left Mouse Button Click** auf das grafische Symbol des Netzwerkelementes geöffnet.

30.3.3 Netzeinspeisung 110kV

Das vorgelagerte 110kV-Hochspannungsnetz wird mit dem Netzwerkelement **Netzeinspeisung** nachgebildet. Das Netzwerkelement kann per **Drag&Drop** mit der linken Maustaste in den Zeichenbereich gezogen werden. Das Netzwerkelement **Netzeinspeisung** ist in der Netzgrafik mit dem Bezeichner **Network 1** (Referenzname **Network 1**) gekennzeichnet.

- ⇒ Der Bezeichner eines Netzwerkelementes kann mit dem Einstellwert **Name** anwenderspezifisch eingestellt werden.
- ⇒ Der Referenzname eines Netzwerkelementes kann vom Anwender nicht geändert werden. Der Referenzname ist in der Kopfzeile des Einstelldialoges ‘...’ sichtbar.

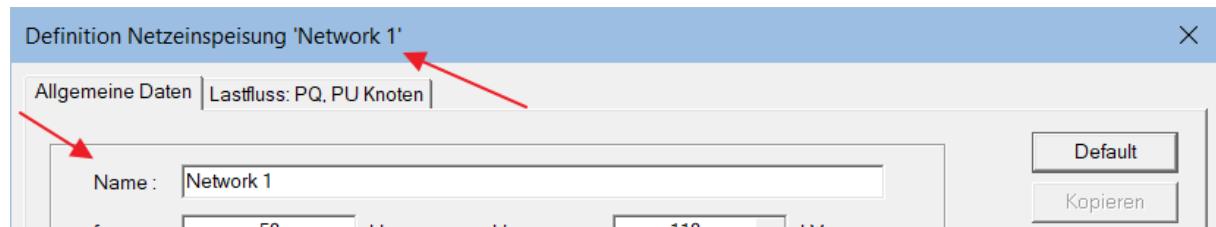


Abbildung 32: Anwenderspezifischer Name und Referenzname eines Netzwerkelementes

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung $U_n = 110\text{kV}$
fn	Netznennfrequenz $f_n = 50\text{Hz}$
Sk	Kurzschlussleistung $S_k = 500\text{MVA}$
Sk min	Minimale Kurzschlussleistung S_{kmin}
Sk max	Maximale Kurzschlussleistung S_{kmax}
Z0 = 2 Z1	Nullimpedanz $Z_0 = 2 \cdot Z_1$
Ik3	3-poliger Kurzschlussstrom $I_{k3} = 2,62\text{kA}$

ATPDesigner bildet die **Netzeinspeisung** in Anlehnung an VDE 0102 (IEC 60909) [2] mit einer 3-phasigen symmetrischen Spannungsquelle und einer Kurzschlussimpedanz als induktiv gekoppelte RL-Serienimpedanz nach. Wird die Option **Phi (Zk)** deaktiviert, kann der Impedanzwinkel **phi (Zk)** manuell eingestellt werden. Für ein 110kV-Hochspannungsnetze sind Impedanzwinkel $\varphi \approx 60^\circ \dots 80^\circ$ je nach verwendeten Freileitungen üblich.

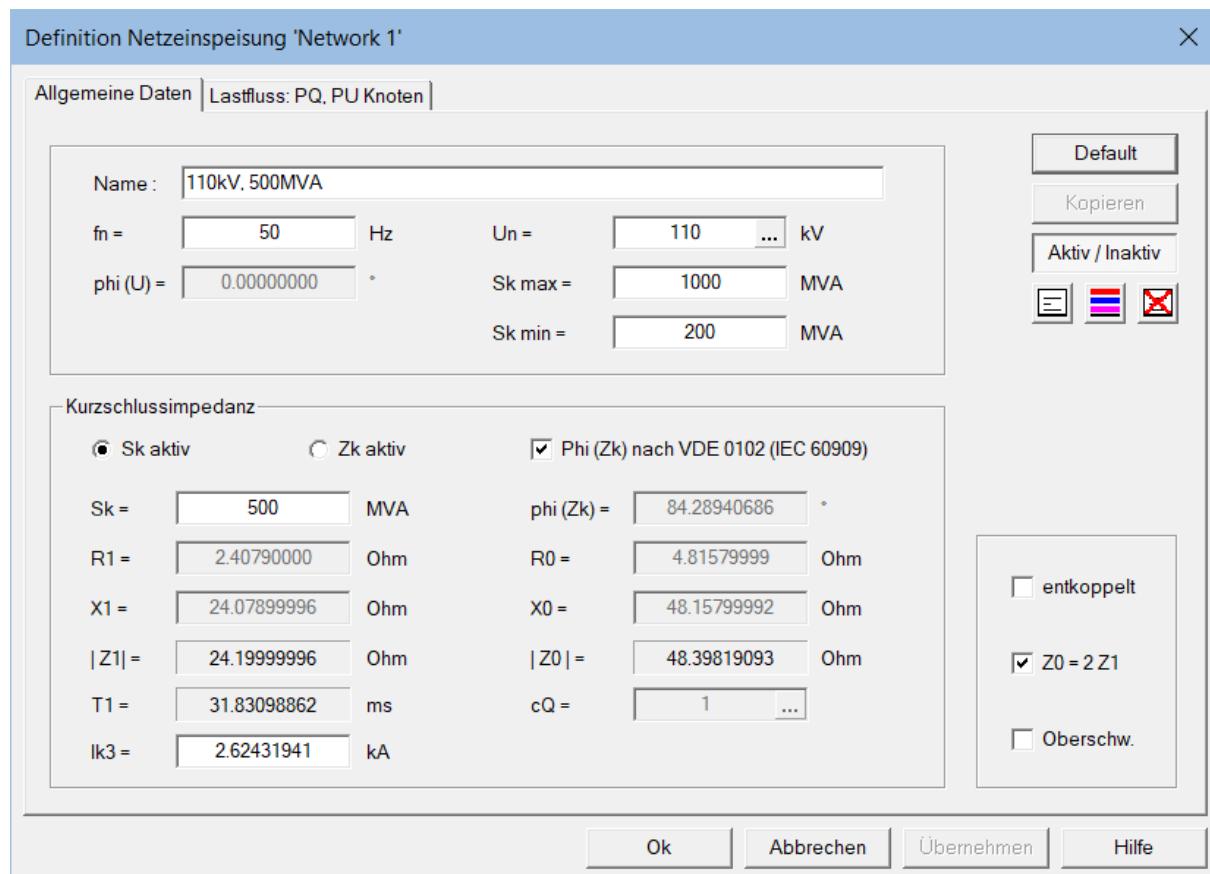


Abbildung 33: Einstelldialog für die 110kV-Netzeinspeisung

30.3.4 Einspeisetransformator 110/20kV

Der Einspeisetransformator vom 110kV-Hochspannungsnetz in das 20kV-Mittelspannungsnetz wird durch das Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung** nachgebildet. Das Netzwerkelement kann per **Drag&Drop** in den Zeichenbereich gezogen werden.

Einstellwert	Bedeutung
S_r	Bemessungsleistung S _r = 31,5MVA
UrA, UrB	Bemessungsspannungen U _{RTOS} = 110 und U _{RTUS} = 20kV
u_k	Kurzschlussspannung u _k = 12%
P_k	Kurzschlussverlustleistung P _k = 130kW
Schaltgruppe	Schaltgruppe Yyn0
Sternpunkt	Sternpunkt starr geerdet
X01	Verhältnis Nullreaktanz / Mitreaktanz X ₀ / X ₁ = 5
I_L	Leerlaufstrom I _L = 9,09A
i_L	Leerlaufstrom i _L = 1%
P_L	Leerlaufverlustleistung P _L = 20kW

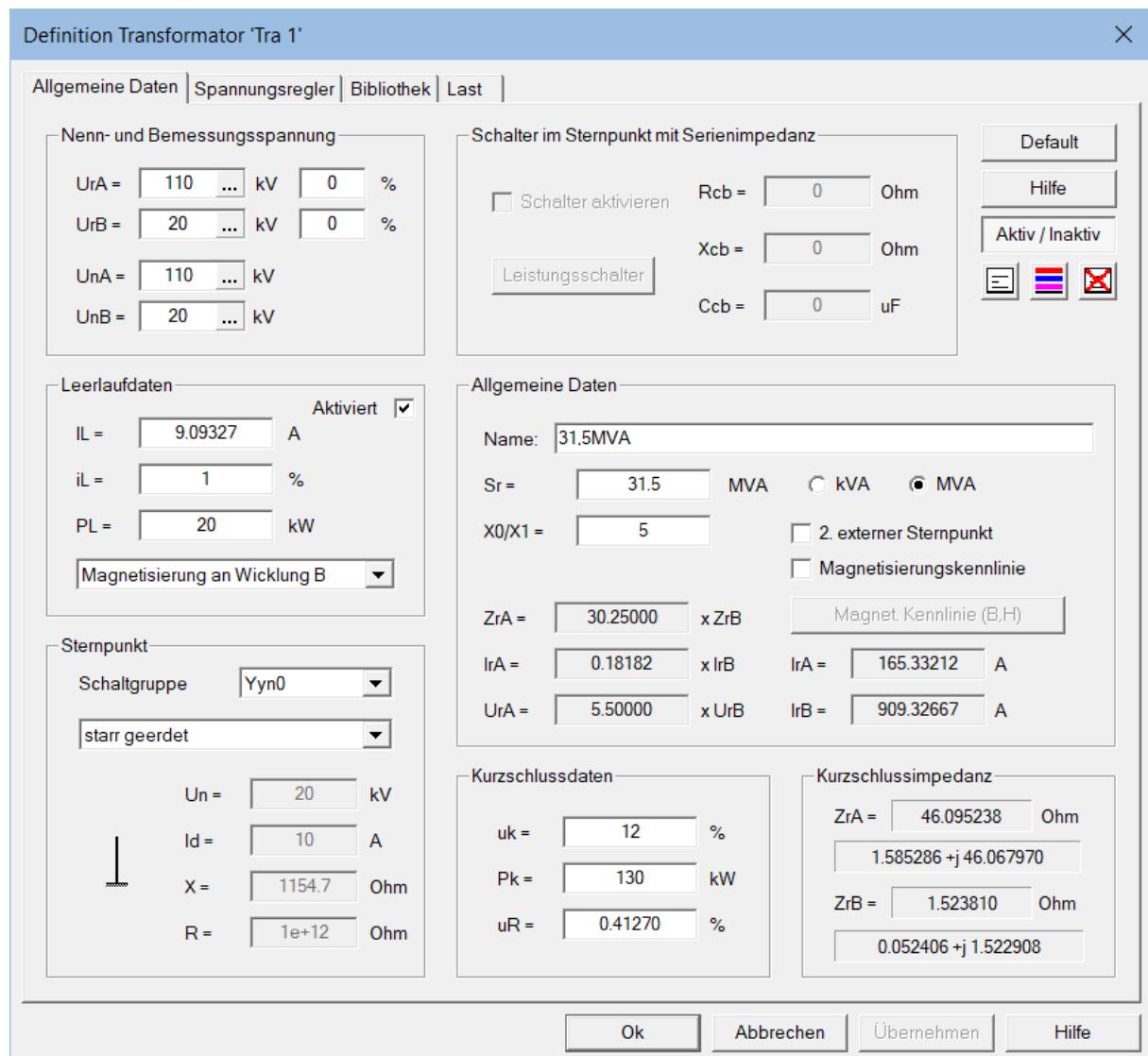
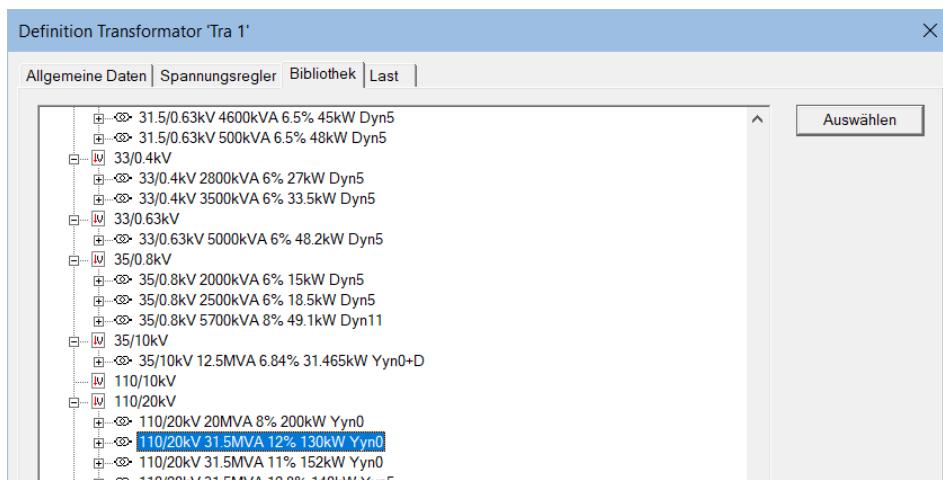


Abbildung 34: Einspeisetransformator 110/20kV, $S_T = 31,5\text{MVA}$, $u_k = 12\%$, $P_k = 130\text{kW}$

Das Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung** ist in der Netzgrafik mit dem Bezeichner **Tra 1** (Referenzname **Tra 1**) gekennzeichnet.

- In der Registerkarte **Bibliothek** kann ein Transformator ausgewählt werden.



Die Auswahl eines Transformatortyps erfolgt mit einem **Left Mouse Button Click** in der Baumstruktur. Die Auswahl muss mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Auswählen** bestätigt werden.

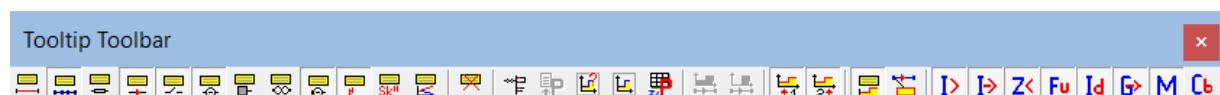
- In der Registerkarte **Spannungsregler** kann der Stufenschalter mit Spannungsregler aktiviert und eingestellt werden.
- In der Registerkarte **Last** kann eine interne Last an der Unterspannungswicklung (Wicklung B) des Transformators aktiviert und eingestellt werden. Es wird das Netzwerkelement **Verbraucherlast** als Teil des Transformators verwendet.

30.3.5 Mess- und Schutzgeräte im Stromnetz

Im nächsten Schritt wird das Hoch- und das Mittelspannungsnetz mit mehreren Netzwerkelementen **Mess/Schutzgerät** ausgestattet. Die Netzwerkelemente können per **Drag&Drop** in den Zeichenbereich gezogen werden. Auch ein Kopieren eines Netzwerkelementes mit **STRG + C** und Einfügen mit **STRG + V** in den Zeichenbereich ist möglich.

Die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** sind in der Netzgrafik mit dem Bezeichner **Px** (Referenzname **Prb x**) gekennzeichnet. Mit Hilfe der Netzwerkelemente können Spannungen, Ströme und Leistungen im natürlichen System L123, im 012-System der symmetrischen Komponenten und im 0αβ-System (Clarke-Komponenten) berechnet und in einem Tooltip angezeigt werden.

- ⇒ Der Tooltip eines Netzwerkelementes wird nur angezeigt, wenn eine konvergente Lastflussberechnung ausgeführt wurde. Um den Tooltip zu öffnen, muss der **Mauscursor über dem Symbol des Netzwerkelementes** positioniert werden.
- ⇒ Die Tooltips enthalten Messwerte und wichtige Einstellwerte.
- ⇒ Die Tooltips können mit den Tooltip Schaltern z.B.  der nachfolgenden Toolbar ein- und ausgeschaltet werden.



Schalter	Bedeutung
	Tooltip für Netzwerkelement Leitung
	Tooltip für Netzwerkelement Sammelschien
	Tooltip für Netzwerkelement Verbraucherlast
	Tooltip für Netzwerkelement Mess/Schutzgerät
	Tooltip für Leistungsschalter Schalter und Schalter (CB)
	Tooltip für Netzwerkelement Erzeugungsanlage (DEA)
	Tooltip für Netzwerkelement Netzeinspeisung
	Tooltip für Netzwerkelemente 2-Wicklungs-Transformer und 2/3-Wicklungs-Transformator BCTRAN

	Tooltip für Netzwerkelement Generatoren
	Tooltip für Netzwerkelement Kurzschluss
	Tooltip für Kurzschlussleistung Sk und Kurzschlussstrom Ik
	Tooltip für Spannungsfall an Sammelschienen
	Mit dem Toolbar-Button können die oben genannten Tooltips gemeinsam ein- oder ausgeschaltet werden.

Es ist zu beachten die Nennspannung **Un** korrekt einzustellen, damit der Prozentwert der berechneten Spannungen korrekt im Tooltip angezeigt wird. Darüber hinaus sollte auch ein Nennstrom **In** eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung $U_n = 20\text{kV}$
In	Nennstrom $I_n = 1200\text{A}, 600\text{A}, 400\text{A}, 200\text{A}$

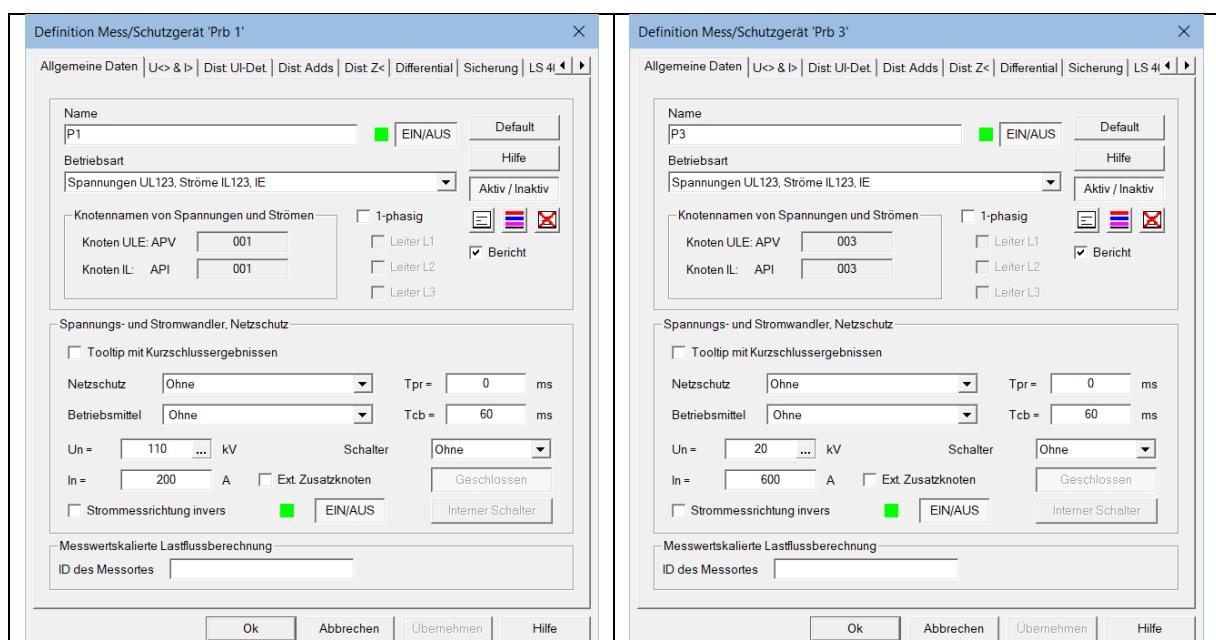


Abbildung 35: Einstelldialoge für die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**

30.3.6 Sammelschiene am Einspeisetransformator

Im nächsten Schritt wird eine **Sammelschiene** an das **Mess/Schutzgerät P1** angeschlossen. Das Netzwerkelement kann per **Drag&Drop** in den Zeichenbereich gezogen werden. Das Netzwerkelement **Sammelschiene** ist in der Netzgrafik mit dem Bezeichner **Bb 1** (Referenzname **Bb 1**) gekennzeichnet.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung $U_n = 400\text{V}$
Name	Bezeichner der Sammelschiene

Es können alternativ auch andere Sammelschienentypen ausgewählt werden.

⇒ Um den Sammelschienentyp zu ändern, muss die Sammelschiene zuerst von allen anderen Netzwerkelementen entkoppelt werden, d.h. es darf kein Knoten der Sammelschiene mit einem Knoten eines anderen Netzwerkelementes verbunden sein.

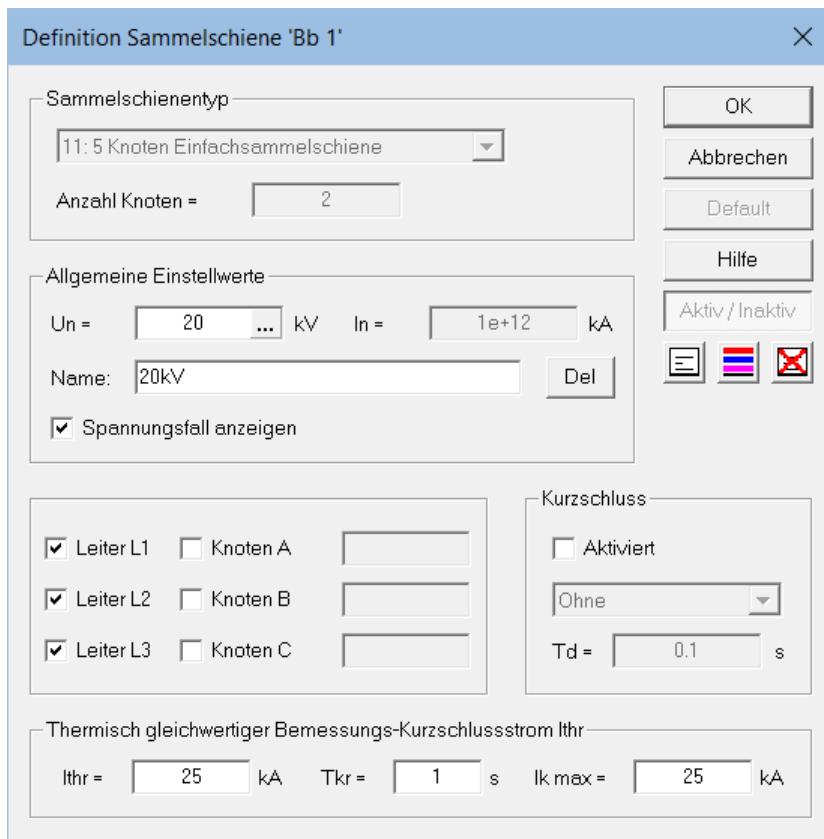


Abbildung 36: Einstelldialog der 20kV-Sammelschiene

30.3.7 Erzeugungsanlage (DEA) als PQ-Knoten

Solarstrom- und Windkraftanlagen werden durch eine 3-phasige symmetrische Stromquelle konstanter Wirkleistung P_n mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet. Die Blindleistungsbereitstellung kann mit einem konstanten Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ oder einer Kennlinie $Q(P)$ oder $Q(U)$ erfolgen. Das Netzwerkelement kann per **Drag&Drop** in den Zeichenbereich gezogen werden. Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** ist in der Netzgrafik mit dem Bezeichner **3Ph 1** (Referenzname **3Ph 1**) gekennzeichnet.

In dem vorliegenden Beispiel wird eine phasen- und leistungsgeregelte Stromquelle als Modell eines Netzstromrichters verwendet. Es werden die Einstellwerte des Einstelldialogs in der Registerkarte **Allgemeine Daten** verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
P_n	Nennwirkleistung $P_n = 5\text{MW}$
cosØn	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0,98$ unterlegt
Betriebsart	Betriebsart P_n (IL:3p) = const. d.h. symmetrische, 3-phasige Stromquelle mit konstanter Wirkleistungseinspeisung ins Mitsystem
Un init	Nennspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) $U_n = 20\text{kV}$

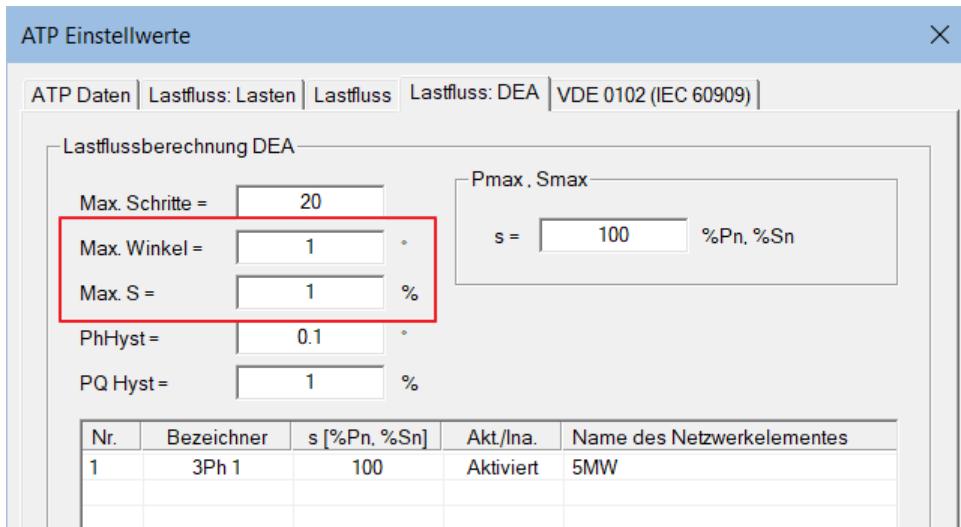
I_{max} = 120%	Strombegrenzung der Leiterströme 120% I _n
Betriebsart cos phi	In der Betriebsart cos phi = const. wird ein konstanter Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt (NAP) eingestellt.
Betriebsart IL	In der Einstellung IL=f(ULL) wird der Mittelwert der Leiter-Leiter-Spannungen, die am Netzanschlusspunkt (NAP) gemessen werden, zur Leistungsregelung verwendet.
Lastfluss DEA: (Phase Ad-adjusting)	Die Option muss aktiviert sein, um die Erzeugungsanlage in der Lastflussberechnung zu berücksichtigen.
U<> - Überwachung	Die Unter- und Überspannungsüberwachung U< und U> wird zur Überwachung der Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) der Erzeugungsanlage auf $\pm 2\% U_n$ (1,02p.u. und 0,98p.u.) und die Betriebsart ULL [p.u.] eingestellt. Die Staffelzeiten T< und T> werden nur dann bewertet, wenn eine Über- oder Unter spannung berechnet wird.
NAP Messort = DEA [...]	Der Messort der Spannungen und Ströme, der für die Lastflussberechnung verwendet wird, ist der Netzanschlusspunkt (NAP) der Erzeugungsanlage. Als Alternative kann ein beliebiges Mess/Schutzgerät verwendet werden.

Nachfolgend wird erläutert, wie das Modell der **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Lastflussberechnung verwendet wird.

1. Ausgehend von dem Initialisierungswert **Un init** der Nennspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) wird der Betrag der Leiterströme I_{L123} jeder aktiven Stromquelle berechnet und für die nachgelagerte Berechnung des stationären Netzzustandes verwendet.
2. In der Betriebsart **Pn (IL:3p) = const.** wird die Lastflussberechnung im Mitsystem durchgeführt. Vor jedem Iterationsschritt des Lastflussberechnung wird der Betrag der Leiterströme aus der vorgegebenen Wirkleistung P_n und dem Betrag der Mitsystemspannung U₁ berechnet. Der Betrag der Mitsystemspannung ist das Ergebnis des letzten Iterationsschrittes des Lastflussberechnung.

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

3. ATPDesigner kontrolliert den Iterationsprozess durch Bewertung der Genauigkeit des berechneten Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ und der berechneten Scheinleistung S für alle im Stromnetz vorhandenen Erzeugungsanlagen mit aktiver Option **Lastfluss DEA (Phase Adjusting)**. Die zu Genauigkeit kann im Einstelldialog **ATP Daten** Registerkarte **Lastfluss: DEA** eingestellt werden.
 - Hauptmenü **Netzwerk**
 - Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarten **Lastfluss: Lasten**, **Lastfluss: DEA**



Einstellwert	Bedeutung
Max. Winkel	Maximal zulässige Winkelabweichung der berechneten Phasenverschiebung φ zwischen Mitsystemspannung U_i und Mitsystemstrom I_i
Max. S	Maximal zulässige Abweichung zwischen der eingestellten und der berechneten Scheinleistung S

Weitere Details werden in [Bd. 2] im Kapitel z.B. des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** erläutert.

- Der Einstellwert des globalen Teillastfaktors s in der Gruppe **Pmax, Smax** wird für die Berechnung der eingespeisten Scheinleistung S für alle Netzwerkelemente **Erzeugungsanlagen (DEA)** des Stromnetzes mit aktiver Option **Lastfluss DEA (Phase Adjusting)** verwendet.

Füllfarbe und Kurzbezeichner des grafischen Symbols der Erzeugungsanlage wird mit dem Einstellwert **Betriebsart** in der Registerkarte **Lastprofil** eingestellt. Es muss darauf geachtet werden, dass die Option **Energieanalyse aktivieren** wie im nachfolgenden Abbildung dargestellt deaktiviert ist.

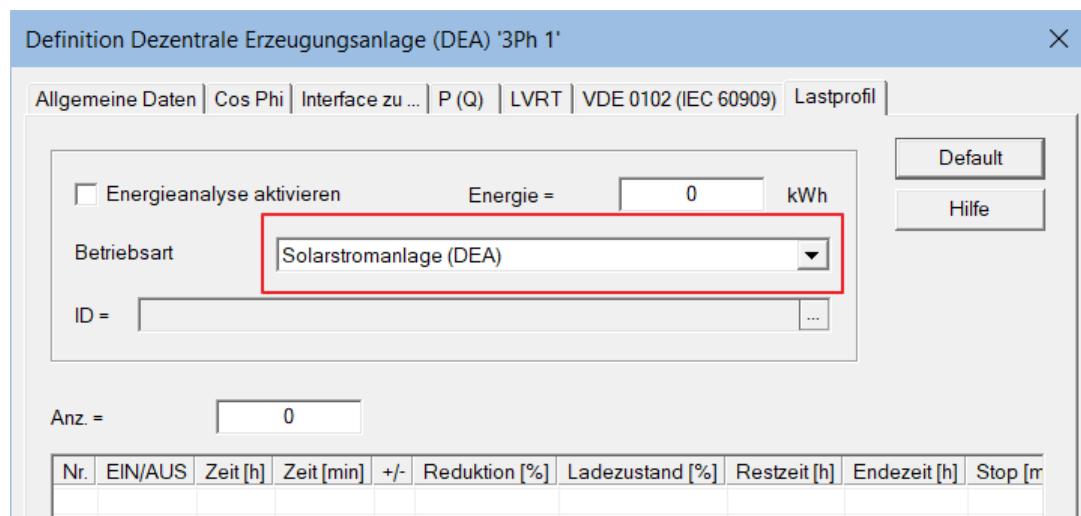


Abbildung 37: Einstellwert des grafischen Symbols

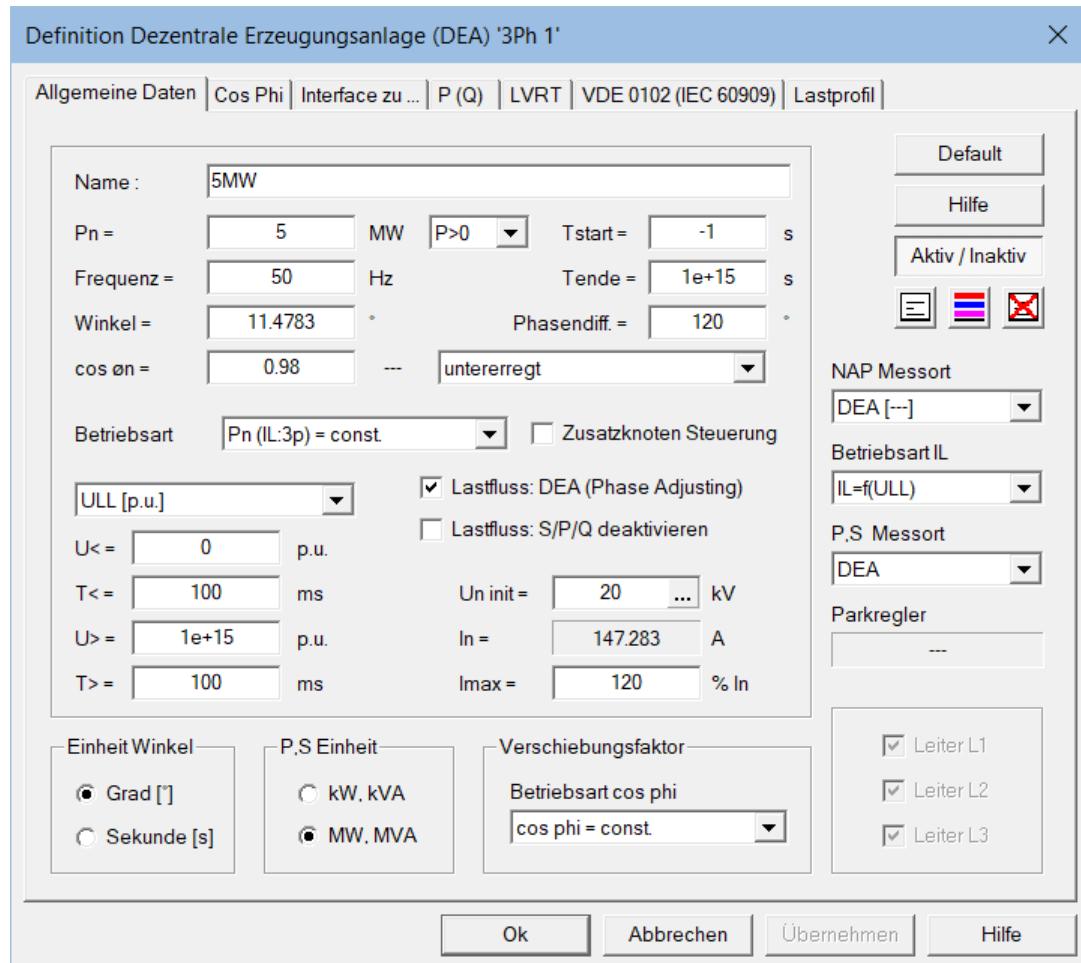


Abbildung 38: Einstelldialog Erzeugungsanlage (DEA)

Wie die Einstellwerte der **Erzeugungsanlage (DEA)** zeigen, ist eine Strombegrenzung des Netzstromrichters eingestellt.

$$I_{Lmax} = I_{max} \cdot I_n = 120\% \cdot 147,28A = 176,74A$$

Die Strombegrenzung ist im fehlerfreien Normalbetrieb des Stromnetzes eher ohne Bedeutung. Im Falle eines Netzkurzschlusses begrenzt die Strombegrenzung die Stromeinspeisung der **Erzeugungsanlage (DEA)**.

Als Phasenverschiebung **Winkel** bzw. **Verschiebungsfaktor cos φ = cosØn** kann ein beliebiger Wert [0...1] eingestellt werden. Zusätzlich muss die Betriebsart **untererregt** oder **übererregt** in der Auswahliste eingestellt werden. Als Ergebnis der Lastflussberechnung ergibt sich ein untererregter **Blindleistungsbezug** oder eine übererregte **Blindleistungseinspeisung**. Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS).

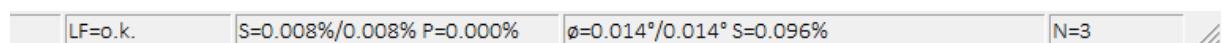


Abbildung 39: Genauigkeiten der Iteration bei Konvergenz

Grundsätzlich kann eine Divergenz der Lastflussberechnung nicht ausgeschlossen werden. Es ist daher nach Ende der Lastflussberechnung immer zu kontrollieren, ob die eingestellte Genauigkeit erreicht wurde.

Die Abbildung zeigt links in der Statuszeile die mittlere/maximale Genauigkeit **S=0.008%/0.008%** für die Netzwerkelemente der Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und die mittlere/maximale Phasenabweichung **ϕ=0.014°/0.014°** und die maximale Abweichung der als konstant definierten Einspeiseleistung **S=0.096%** für die Netzwerkelemente der Option **Lastfluss: DEA**. Zusätzlich wird die Anzahl Iterationsschritte **N=3** angezeigt.

30.3.7.1 Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb)

Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen nach Anforderung des Netzbetreibers und der Anwendungsrichtlinien VDE-AR-N 4xxx [4] im Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes Blindstrom zur Spannungsstützung und zur Sicherstellung des selektiven Kurzschlusschutzes einspeisen. Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann für die Berechnung stationärer Netzzustände so eingestellt werden, dass die Anforderungen für den LVRT-Betrieb grundsätzlich berücksichtigt werden. In der Grundeinstellung ist der LVRT-Betrieb für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** in dem vorliegenden Beispiel deaktiviert, d.h. **AUS** geschaltet.

- Gruppe **LVRT EIN/AUS: AUS**

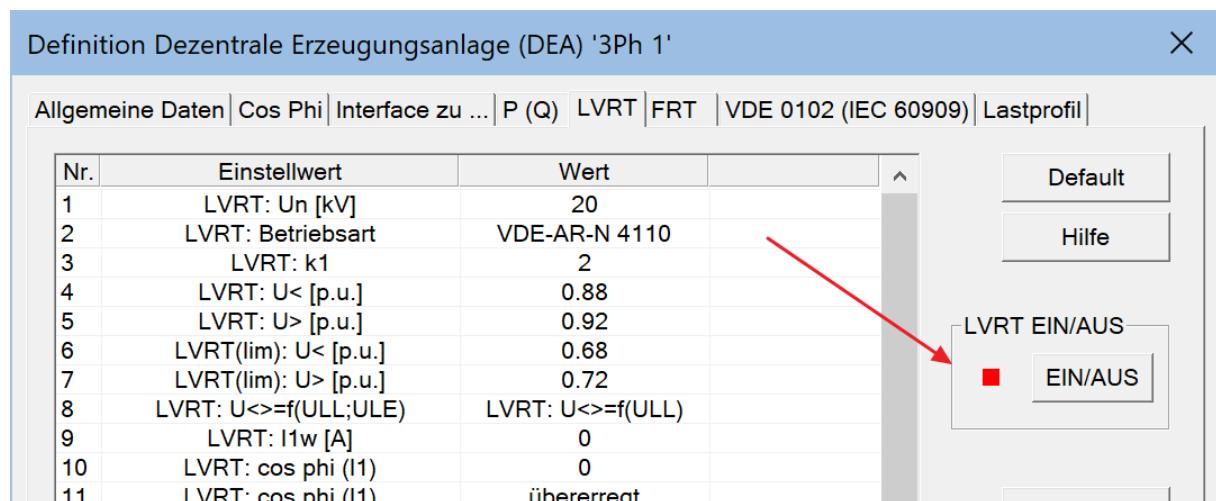


Abbildung 40: **Erzeugungsanlage (DEA) – Registerkarte LVRT**

30.3.8 Verbraucherlast als PQ-Knoten

Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** kann als PQ-Knoten in der Lastflussberechnung verwendet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung $U_n = 20\text{kV}$
P	Wirkleistung $P_n = 5\text{MW}$
cos phi	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0.98$ untererregt

Lastfluss EIN	Option Lastfluss EIN aktiv, d.h. das Netzwerkelement wird in der Lastflussberechnung als PQ-Knoten verwendet
starr geerdet	Sternpunkt starr geerdet
Betriebsart	Serienimpedanz (Y)

Eingabe der Daten in folgender Reihenfolge.

1. Nennspannung U_n
2. Verschiebungsfaktor $\cos \phi$
3. Betriebsart untererregt oder übererregt
4. Wirkleistung P

Durch die vorgegebene Reihenfolge berechnet ATPDesigner automatisch Scheinleistung und Blindleistung und die Lastimpedanz $Z = R + jX$. Werden Wirkleistung P oder Verschiebungsfaktor $\cos \phi$ geändert, werden die anderen Einstellwerte der **Verbraucherlast** automatisch neu berechnet.

Die Information rechts neben der Option **Lastfluss EIN** 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 Lastflussberechnung wird hier ein negativer Wert von -100% angezeigt.

Das grafische Symbol der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** kann mit dem Toolbar-Button  zwischen dem Pfeilsymbol und dem Widerstandssymbol umgeschaltet werden.

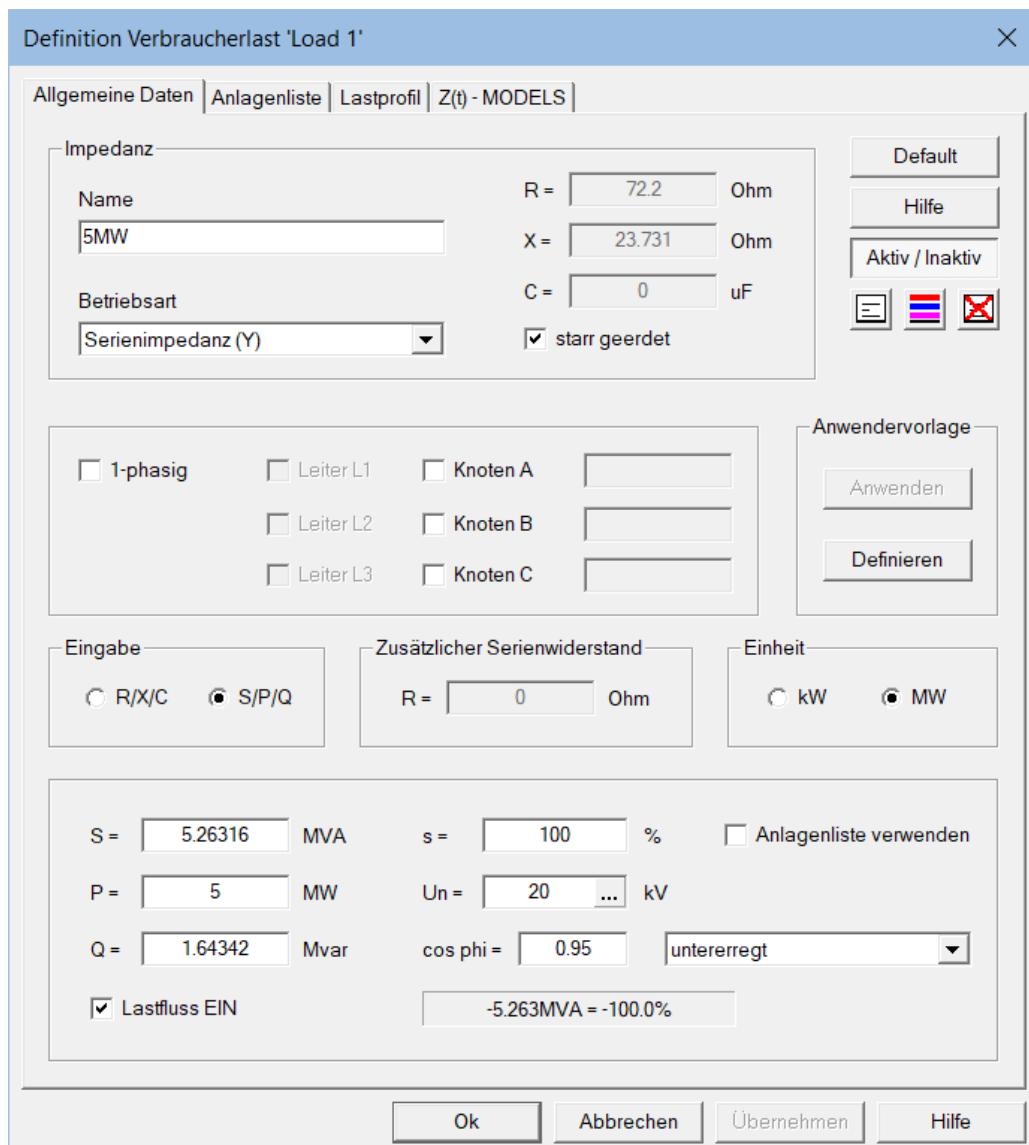


Abbildung 41: Einstelldialog Verbraucherlast als Bezugsanlage

30.3.9 Lastflussberechnung - Einstellwerte

Der Netzzustand eines Stromnetzes wird üblicherweise mit Hilfe der Netzberechnungsmethode **Lastflussberechnung** berechnet. Folgende Vorgehensweise ist üblich.

1. Erstellen des Stromnetzes mit den Betriebsmitteln im Zeichenbereich
2. Einstellwerte der Netzwerkelemente (Betriebsmittel) in den Einstelldialogen definieren
3. Einstellwerte der Lastflussberechnung definieren
4. Lastflussberechnung ausführen
5. Bericht der Lastflussberechnung öffnen und auswerten

Die Lastflussberechnung muss in den Einstelldialogen **ATP Einstellwerte** oder **Einstellung Lastflussberechnung** für die Netzwerkelemente (Betriebsmittel) aktiviert werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**
- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**
-  Option **Lastfluss: PQ, PU-Knoten** aktiv
-  Option **Lastfluss: DEA** aktiv
- Auswahlliste **1-Step**

Zusätzlich kann in den Registerkarten **Lastfluss: Lasten** und **Lastfluss: DEA** die Konvergenzgenauigkeit und eine maximale Anzahl von Iterationsschritten eingestellt werden.

- **Lastfluss: Lasten** : dS = 0.1%, dP = 1%
- **Lastfluss: DEA** : Max. Phase = 0.1°, Max S = 1%, PhHyst = 0.1°

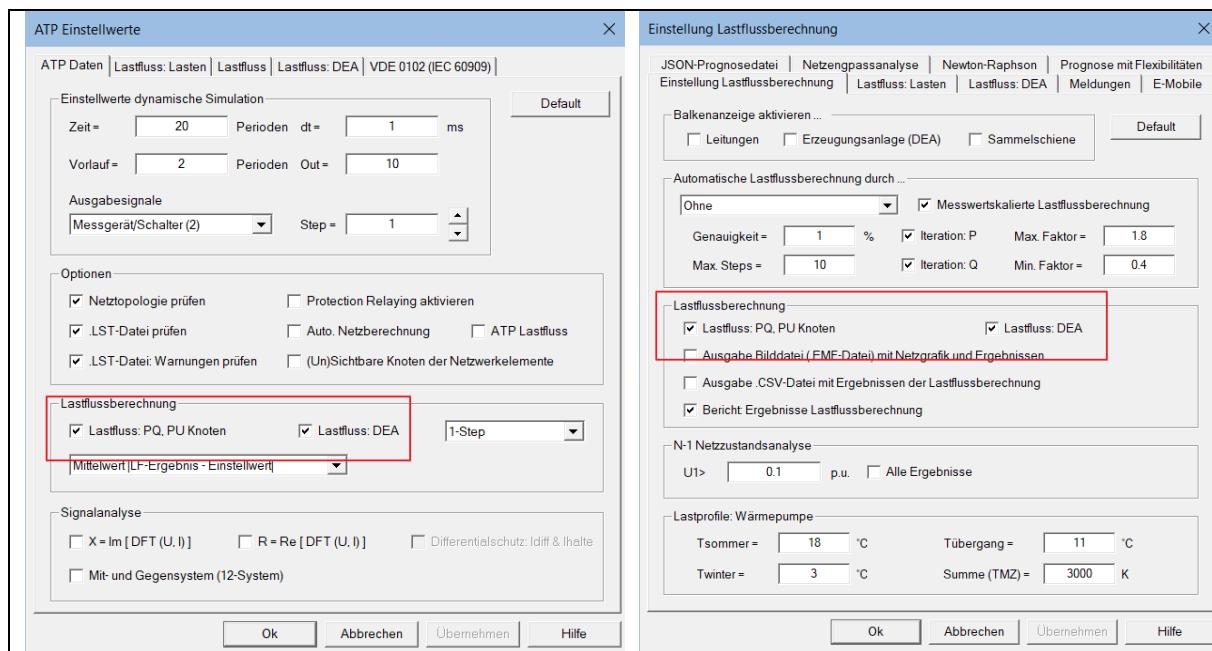


Abbildung 42: Einstellungen der Lastflussberechnung

30.3.10 Lastflussberechnung - Starten

Die Lastflussberechnung kann mit einem Toolbar-Button, mit einem Menüpunkt oder einem Tastenkürzel gestartet werden.

- Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **Netzberechnung starten**
- Toolbar-Button 
- Tastenkürzel **STRG + E**

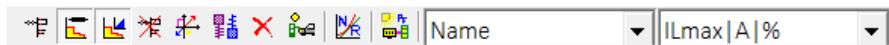


Abbildung 43: Toolbar zum Start einer Lastflussberechnung (Lastfluss-Toolbar)

Toolbar-Button	Bedeutung
	Start der Lastflussberechnung
	Lastflussberechnung für Netzwerkelemente (Betriebsmittel) aktivieren <ul style="list-style-type: none"> ▪ Verbraucherlast ▪ Netzeinspeisung ▪ Transformator 2-Wicklung (Stufenschalter mit Spannungsregler berücksichtigen, falls aktiviert)
	Lastflussberechnung für Netzwerkelemente (Betriebsmittel) aktivieren <ul style="list-style-type: none"> ▪ Erzeugungsanlage (DEA)
	Ergebnisse der Lastflussberechnung in der Netzgrafik entfernen
	Zeigerdiagramm für ein Netzwerkelement Mess/Schutzgerät in einem Diagramm anzeigen
<input type="text" value="Name"/> ▾	Anzeige von Textelementen an Leitungen Die ausgewählten Textelemente werden nur angezeigt, wenn keine Ergebnisse der Lastflussberechnung in der Netzgrafik angezeigt werden.
<input type="text" value="ILmax A %"/> ▾	Anzeige von Ergebnissen der Lastflussberechnung an Leitungen Die Ergebnisse werden nur angezeigt, wenn vorher eine konvergente Lastflussberechnung ausgeführt wurde..

30.3.11 Suchen von Netzwerkelementen in der Netzgrafik

Mit Hilfe der Toolbar können Texte und Bezeichner in der Netzgrafik gesucht werden. Netzwerkelemente, die gefunden wurden, werden mit einer **roten Markierungsfläche** markiert. Der Suchbegriff wird intelligent ausgewertet. So werden z.B. Leerzeichen und Groß-/Kleinschrift ignoriert.



Abbildung 44: Toolbar zur Suche eines Netzwerkelementes

Toolbar-Button	Bedeutung
<input type="text" value="Tra 1"/> ▾	Eingabe des Suchtextes Der Suchtext wird in der Auswahlliste gespeichert und kann beim nächsten Suchen wiederverwendet werden. Bei Programmende werden alle Suchbegriffe, die in der

	Auswahlliste gespeichert sind, in der Registrierungsdatenbank des Betriebssystems (Registry) gespeichert. Bei Programmstart wird die Registrierungsdatenbank des Betriebssystems (Registry) ausgelesen und in der Auswahlliste der Suchbegriffe gespeichert.
	Start der Suche Wenn das Netzwerkelement gefunden wurde, wird es mit einer roten Markierungsfläche markiert
	Die rote Markierungsfläche wird aus der Netzgrafik entfernt.
	Die Suche wird fortgesetzt.
	Die Auswahlliste der Suchtexte wird gelöscht. Bei Programmende werden daher auch die Suchtexte in der Registrierungsdatenbank des Betriebssystems (Registry) gelöscht.

In der nachfolgenden Abbildung ist der Transformator mit der **roten Markierungsfläche** markiert.

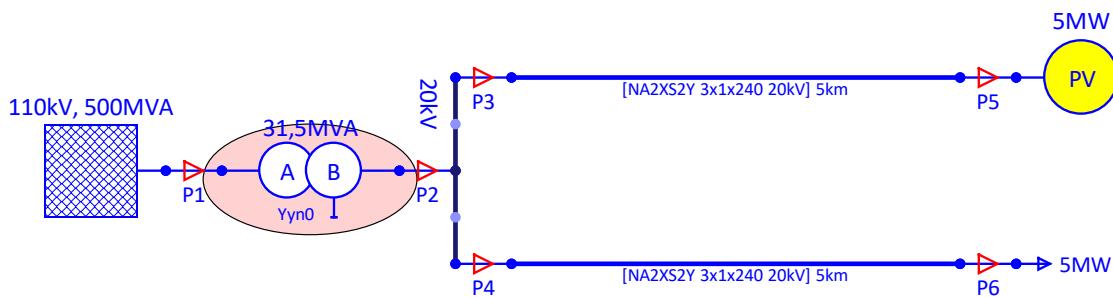


Abbildung 45: Ergebnis der Suche nach einem Transformator „Tra 1“

30.3.12 Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner

Die wichtigsten Ergebnisse einer Lastflussberechnung werden direkt in der Netzgrafik von ATPDesigner angezeigt. Die Ergebnisse werden nur angezeigt, wenn die Lastflussberechnung konvergent ist. Im Falle der **Konvergenz** der Lastflussberechnung wird in der Statuszeile die Kennung **LF=o.k.** angezeigt.



Die nachfolgende Abbildung zeigt das Stromnetz mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung in der Netzgrafik.

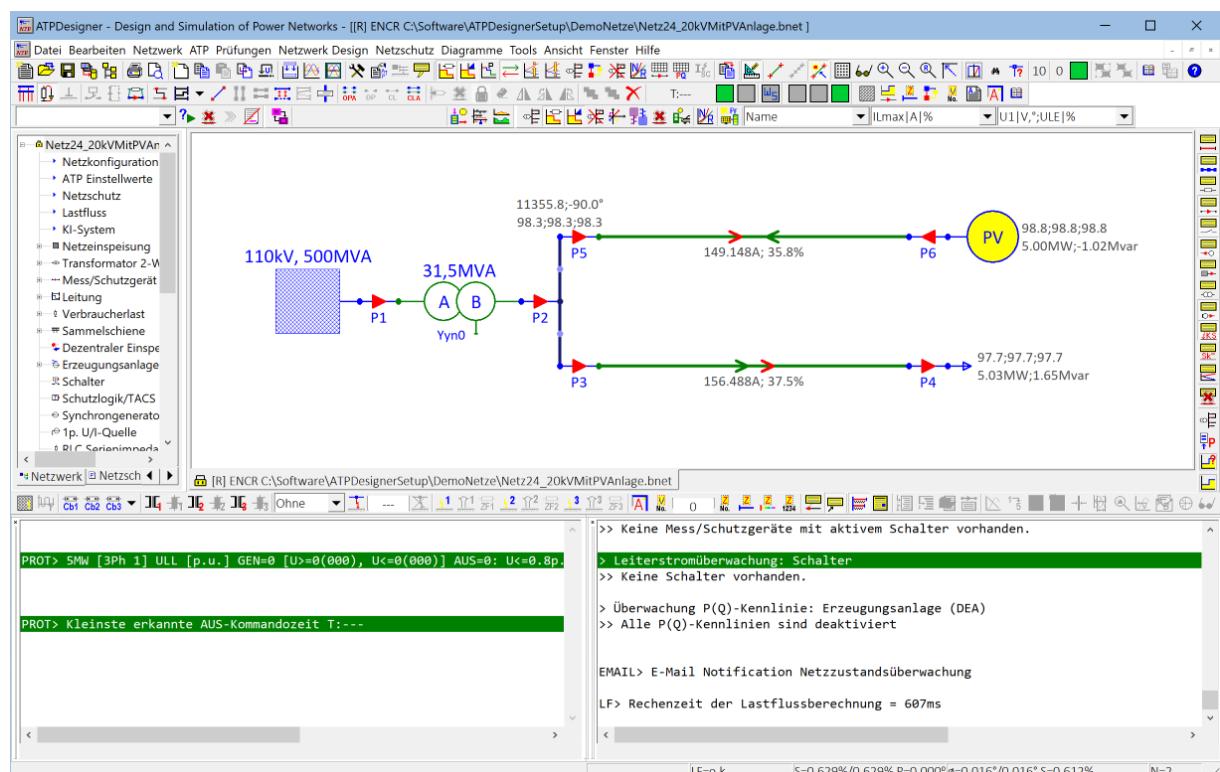


Abbildung 46: Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner in der Netzgrafik

Netzwerkelement Erzeugungsanlage (DEA)

- Betrag der Leiter-Erdspannungen in $\%U_n/\sqrt{3}$
- Wirkleistung P und Blindleistung Q (im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS))

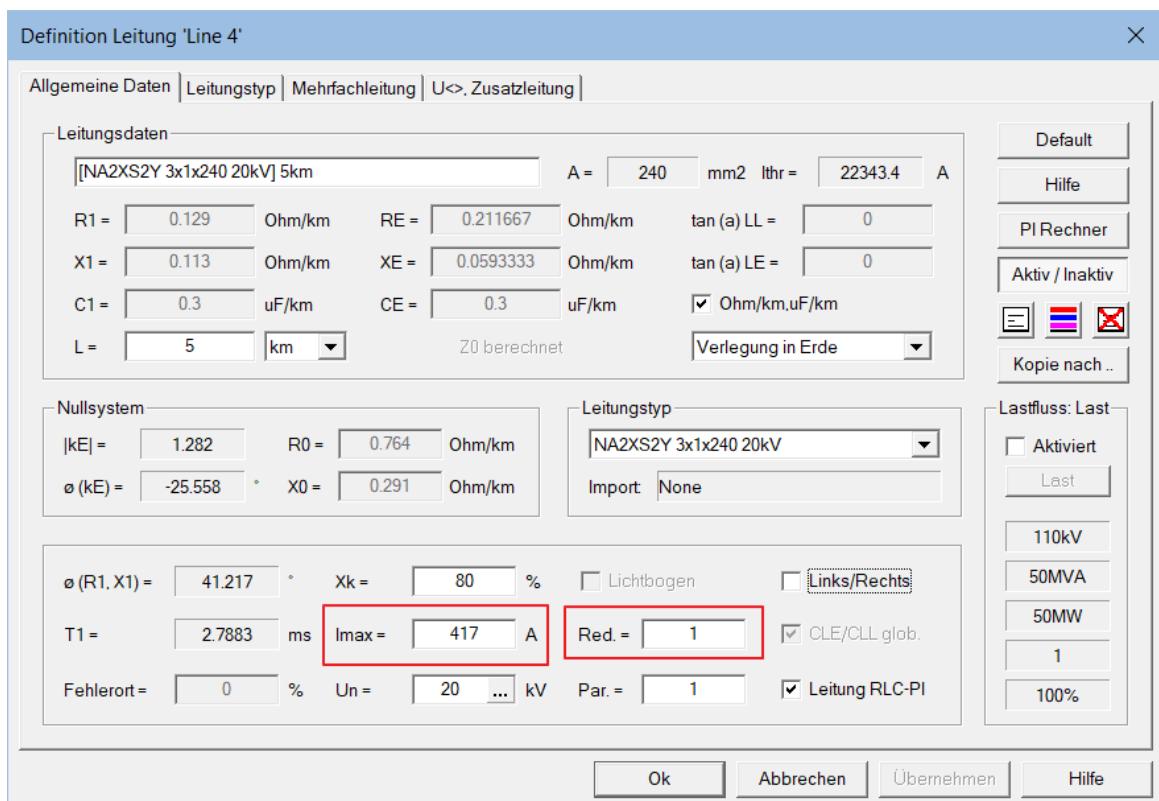
Netzwerkelement Sammelschiene

- Betrag der Mitsystemspannung in V
- Absoluter Phasenwinkel der Mitsystemspannung in °
- Beträge der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1} , U_{L2} und U_{L3} in $\%U_n/\sqrt{3}$

Netzwerkelement Leitung

- Betrag des maximalen Leiterstroms I_{L1} , I_{L2} oder I_{L3} in A
 - Betrag des maximalen Leiterstroms I_{L1} , I_{L2} oder I_{L3} in %
- Zur Berechnung des maximalen Leiterstroms in % werden die Einstellwerte **Imax** und **Red.** aus dem Einstelldialog des Netzwerkelementes verwendet.

$$I_{max} [\%] = \text{Imax} \cdot \text{Red.}$$



Der Wert des Einstellwertes **Imax** entspricht im Falle von Leitungstypen, die nach VDE 0276 [11] definiert sind, dem in der Norm angegebenen Bemessungsstrom I_r des Leitungstyps abhängig von Verlegeart, Querschnitt, etc.

Der Einstellwert **Red.** muss von dem Anwender ermittelt werden.

- ⇒ Es wird empfohlen, den Einstellwert **Red.** vor einer Lastflussberechnung für jede Leitung nach VDE 0276 [11] und mitgeltenden Normen zu ermitteln und in den Einstelldialogen der Netzwerkelemente **Leitung** einzustellen.

Netzwerkelement **Verbraucherlast**

- Betrag der Leiter-Erdspannungen in $\%U_n/\sqrt{3}$
- Wirkleistung P und Blindleistung Q (im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS))

Darüber hinaus können für Netzwerkelemente die Ergebnisse der Lastflussberechnung in Tooltips angezeigt werden. Dazu muss der Mauscursor über dem Netzwerkelement positioniert werden. In einem gelb eingefärbten Tooltip werden Ergebnisse und ausgewählte Einstellwerte angezeigt.

Weitere Informationen zur Anzeige der Ergebnisse einer Lastflussberechnung z.B. in Tooltips sind in [Bd. 3] Teil 1 enthalten, z.B. in Kapitel:

- **Lastfluss- und Kurzschlussberechnung: Berechnungsergebnisse**

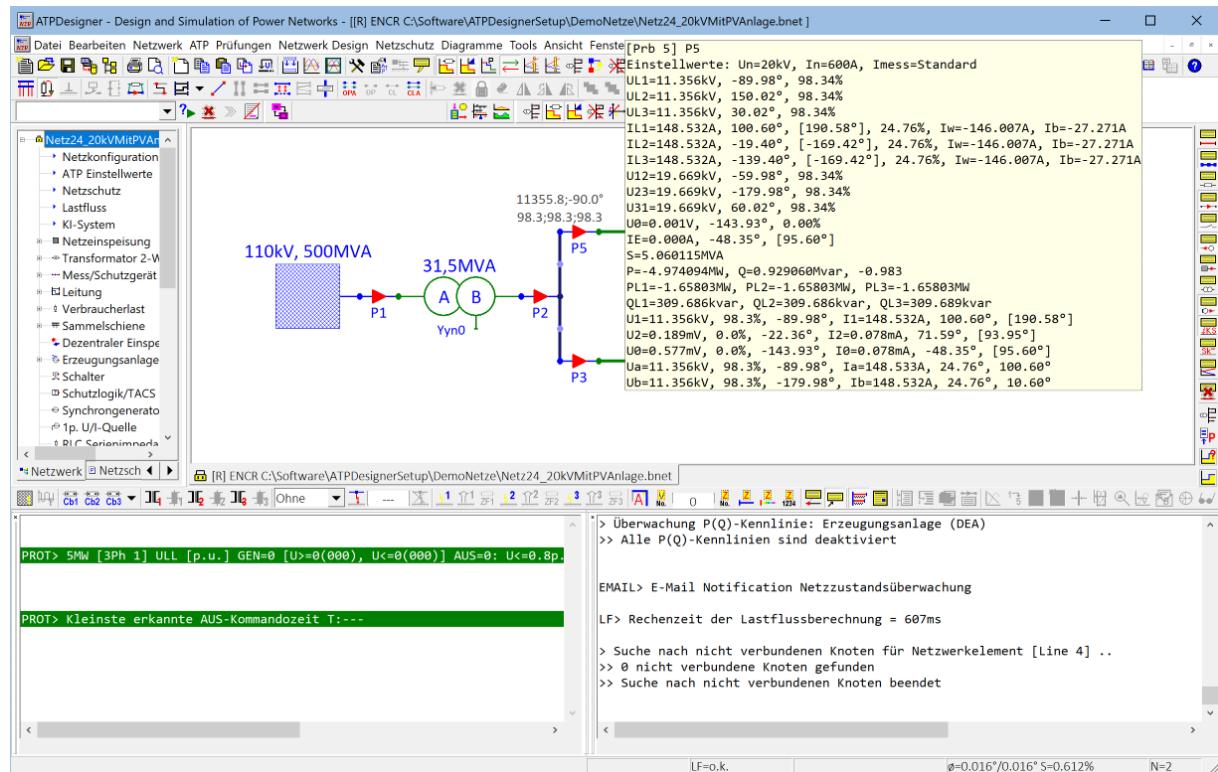


Abbildung 47: Ergebnisse der Lastflussberechnung im Tooltip Mess/Schutzgerät

Ergebnisse der Lastflussberechnung werden auch im Meldungsfenster ausgegeben. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel. Das Meldungsfenster kann wie nachfolgend erläutert aktiviert werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Meldungsfenster, Ausgabefenster EIN/AUS**

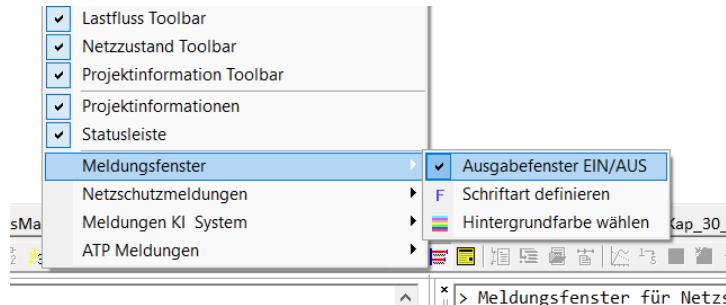
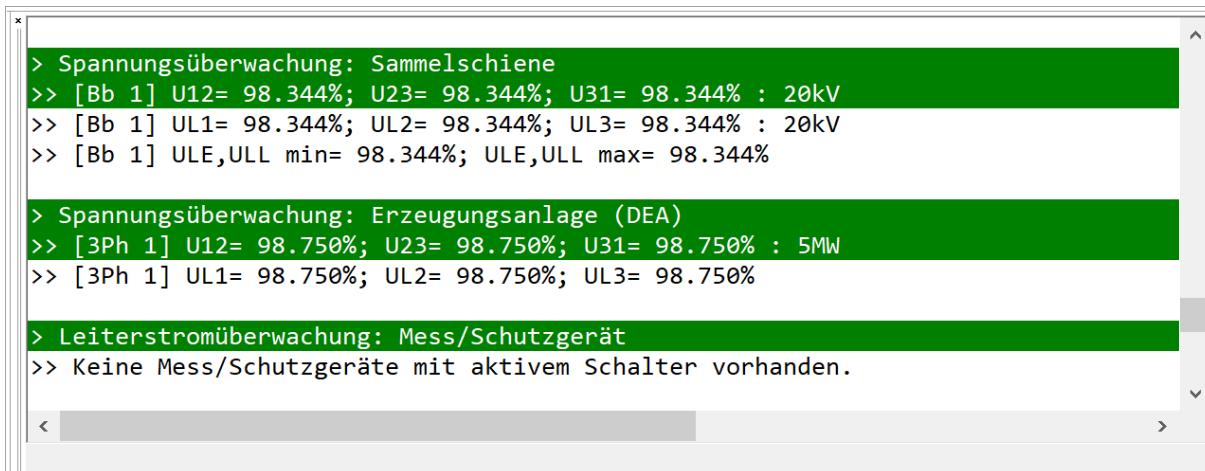


Abbildung 48: Aktivierung des Meldungsfensters für Ergebnisse der Lastflussberechnung



```

> Spannungsüberwachung: Sammelschiene
>> [Bb 1] U12= 98.344%; U23= 98.344%; U31= 98.344% : 20kV
>> [Bb 1] UL1= 98.344%; UL2= 98.344%; UL3= 98.344% : 20kV
>> [Bb 1] ULE,ULL min= 98.344%; ULE,ULL max= 98.344%

> Spannungsüberwachung: Erzeugungsanlage (DEA)
>> [3Ph 1] U12= 98.750%; U23= 98.750%; U31= 98.750% : 5MW
>> [3Ph 1] UL1= 98.750%; UL2= 98.750%; UL3= 98.750%

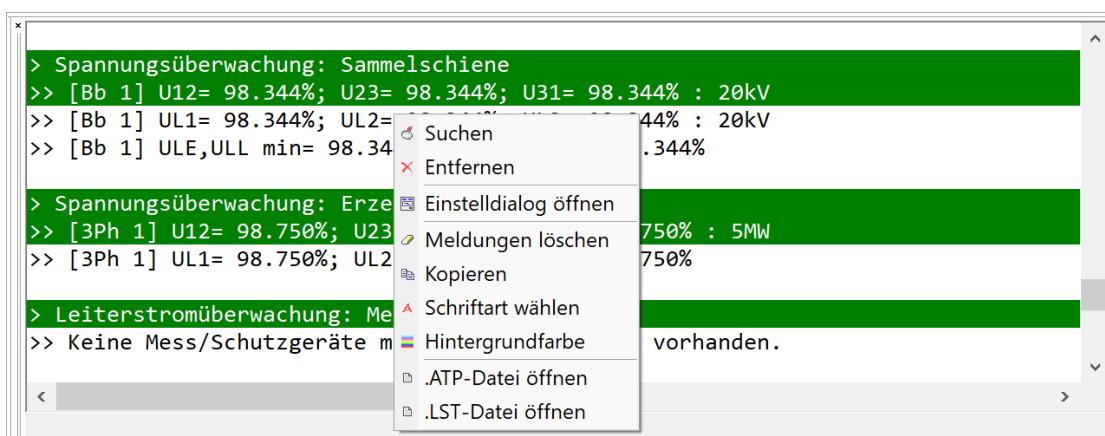
> Leiterstromüberwachung: Mess/Schutzgerät
>> Keine Mess/Schutzgeräte mit aktivem Schalter vorhanden.

```

Abbildung 49: Ergebnisse der Lastflussberechnung (Beispiel)

Die im **Meldungsfenster** enthaltenen Ergebnisse der Lastflussberechnung sind weitgehend selbsterklärend. Um das Netzwerkelement, das zu dem Ergebnis der Lastflussberechnung gehört, in der Netzgrafik zu suchen, wird der **Referenzname** des Netzwerkelementes in jeder Zeile mit einem Ergebnis der Lastflussberechnung verwendet. Der **Referenzname** ist in jeder Zeile in eckigen Klammern „[..]“ angegeben, z.B. **[Bb 1]**.

- Suchen mit Hilfe der [Suchen-Toolbar](#)
- Suchen mit Hilfe des **Right Mouse Button Click** kontextsensitiven Menüs
 - Mit einem **Left Mouse Button Click** auf eine Zeile des Meldungsfensters wird die Zeile markiert, nach dessen Netzwerkelement (Betriebsmittel) gesucht werden soll.
 - Mit einem **Right Mouse Button Click** wird ein kontextsensitives Menü geöffnet.
 - Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Menüpunkt **Suchen** wird das Netzwerkelement gesucht und mit einer **roten Markierungsfläche** in der Netzgrafik markiert.



Die Ergebnisse der Lastflussberechnung der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** können als Zeigerdiagramm dargestellt werden. Der Dialog kann parallel zum Hauptprogramm ATPDesigner geöffnet bleiben.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Zeigerdiagramm für Lastflussberechnung**

- Lastfluss-Toolbar, Button 

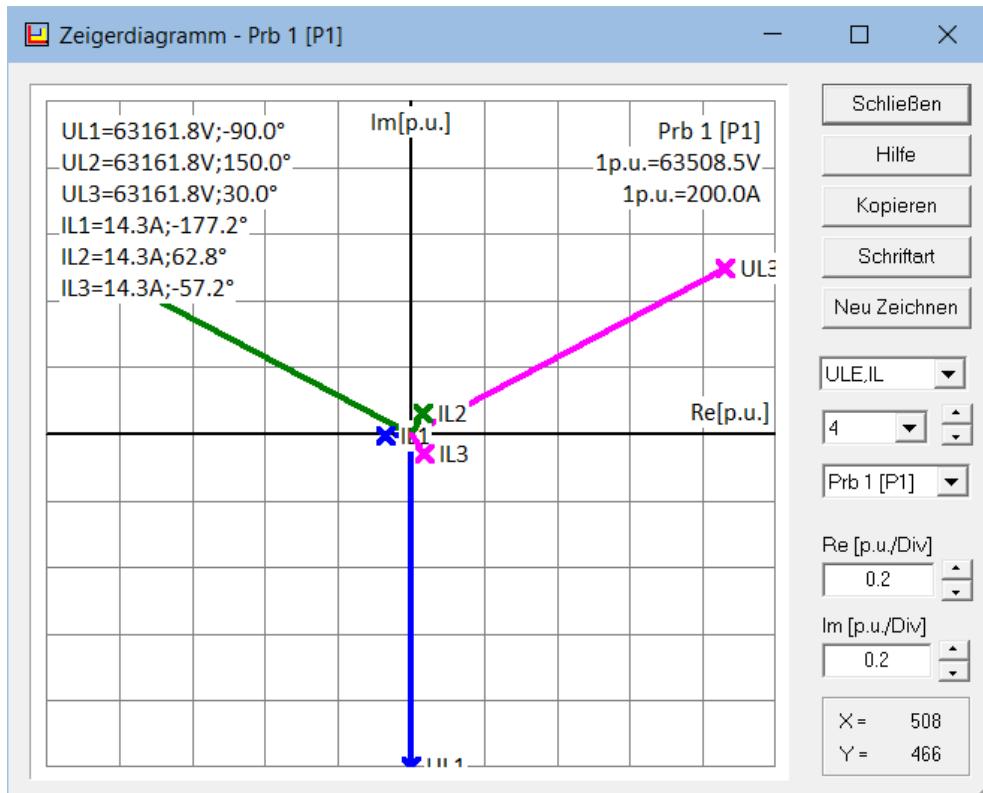


Abbildung 50: Ergebnisse der Lastflussberechnung als Zeigerdiagramm

Bedienelement	Bedeutung
Prb 1 [P1]	Auswahlliste zur Auswahl eines Mess/Schutzgerät z.B. „ Prb 1 [P1] “ aus dem Stromnetz
ULE,IL	Auswahlliste der Signale, die als Zeiger angezeigt werden sollen
4	Linienbreite der Zeiger im Diagramm
Kopieren	Das Diagramm wird als Bild (Erweiterte Metadatei) in die Zwischenablage kopiert.
Schriftart	Schriftart der Textelemente einstellen
Neu Zeichnen	Diagramm neu zeichnen
Schließen	Dialog schließen

30.3.13 Ergebnisse der Lastflussberechnung in einem Bericht

ATPDesigner dokumentiert die Ergebnisse der Lastflussberechnung in einem [Bericht](#) (.XML-Datei) [21], der im [Projektverzeichnis](#) abgelegt wird. **Das Projektverzeichnis** ist das Verzeichnis, in dem die .NET-Datei bzw. die .BNET-Datei (Stromnetzdatendatei) gespeichert ist. Das [Projektverzeichnis](#) einer .NET-Datei kann aus der Kopfzeile von ATPDesigner entnommen werden:

⇒ C:\ATPDesignerManualNetze\...

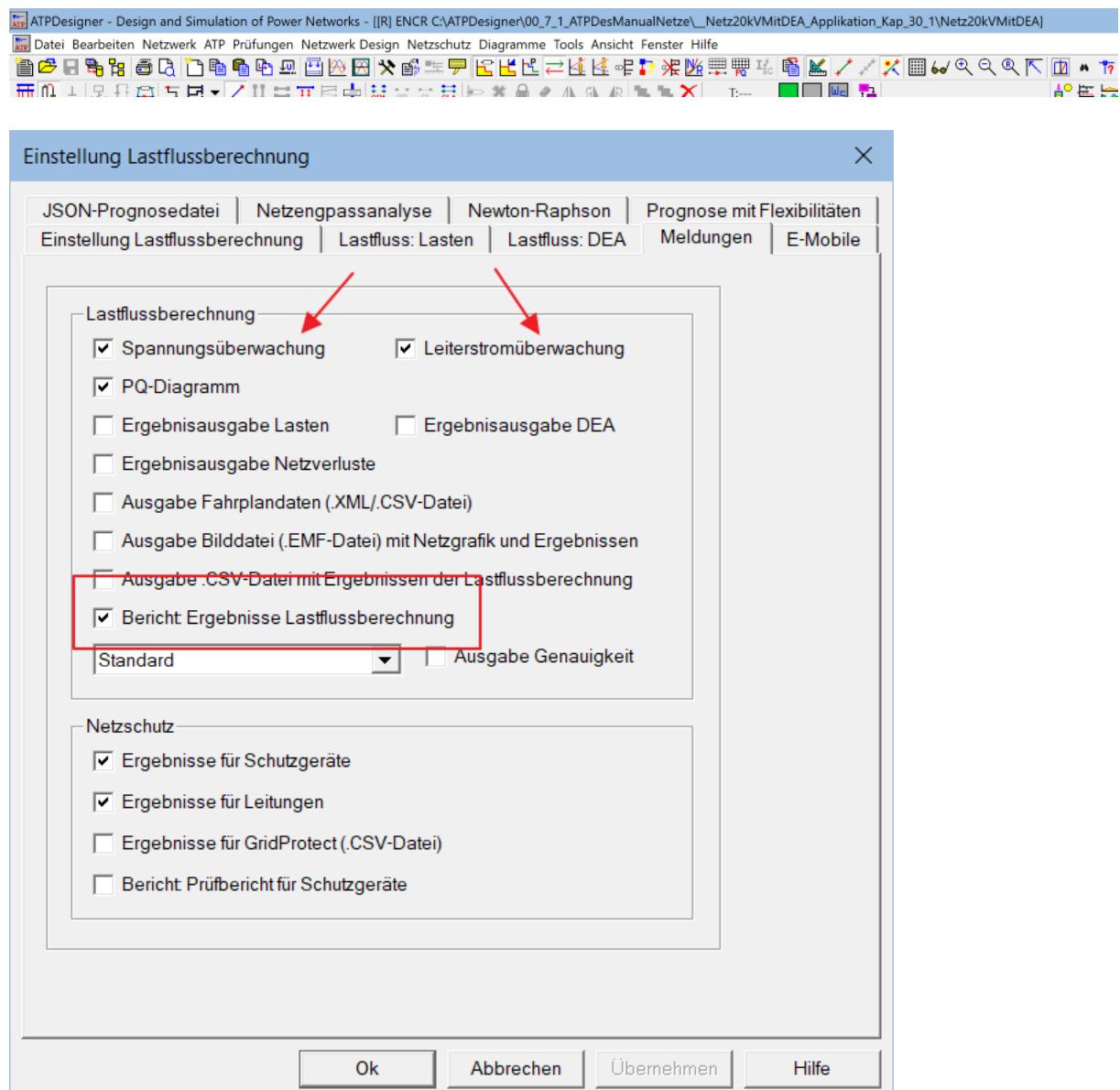
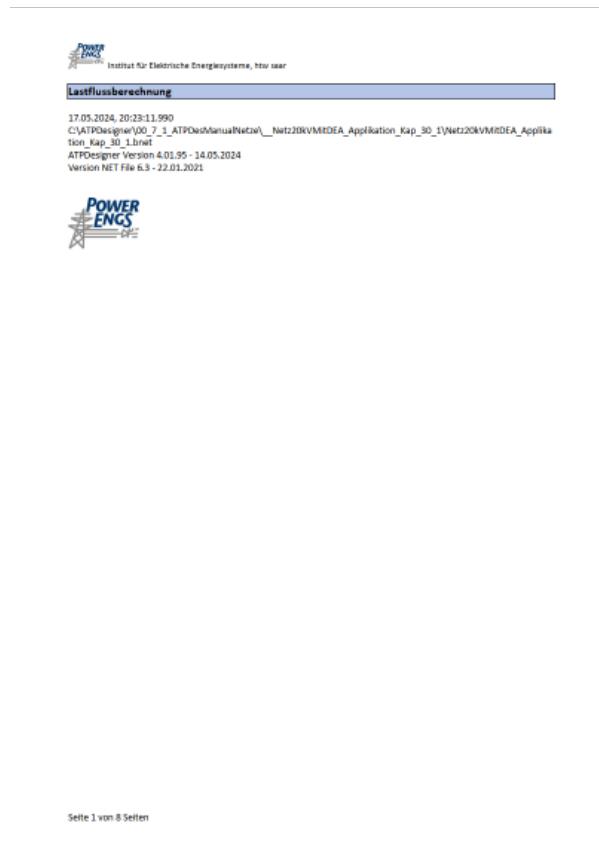


Abbildung 51: Aktivierung der Ausgabe von Ergebnissen in einem Bericht

Die Ausgabe des [Berichtes](#) muss wie in der vorangehenden Abbildung dargestellt mit dem Einstellwert **Bericht: Ergebnisse der Lastflussberechnung aktiviert** werden. Die Aktivierung muss vor der Ausführung der Lastflussberechnung erfolgen. Der **Bericht** wird im [Projektverzeichnis](#) abgelegt.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen beispielhaft Teile des Berichtes. Der Dateiname des Berichtes ist wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

YYYYMMTThhmmss_NetDateiname_LF.xml



Bezeichner und Erläuterungen	
U11, U12, U13 [V, [Hz]]	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V und %Un/V3
U12, U23, U31 [V, [Hz]]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V und %Un
Umin, Umax [V, [Hz]]	Betrag der kleinsten und größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung U1123 in V und %Un
UL, ULE [V, [Hz]]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen U12, U23 und U31 in V und %Un
UL1, UL2, UL3 [A, [Hz]]	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen U11, U12 und U13 in V und %Un/V3
UL1, UL2, UL3 [A, [Hz]]	Betrag der Leiterströme in A und %Un
UL1, UL2, UL3 [V, [Hz]]	Betrag der Mittystem-, Gegenstrom- und Nullsystemspannung in V und %Un/V3
I1, I2, I3 [A, [%]]	Betrag des Mittistem-, Gegenstrom- und Nullsystemstroms in A und %Un
I1max [A, [%]]	Betrag des größten der Leiterströme I1123 in A und %Un
I2max [A, [%]]	Betrag des größten der Leiterströme I1123 in %Un
S [VA]	Betrag der Scheinleistung in VA
P [W]	Betrag der Wirkleistung in W
Q [var]	Betrag der Blindleistung in var
Correl	Versorgungsgrad der Leiterleitung A/B = P7 / S
Auslastung [%]	Auslastung der Windungen A und B in %Un
S11, S12, S13 [VA]	Einphasige Scheinleistung der drei Leiter 1, 2, 3 in VA
P11, P12, P13 [W]	Einphasige Wirkleistung der drei Leiter 1, 2, 3 in W
Q11, Q12, Q13 [var]	Einphasige Blindleistung der drei Leiter 1, 2, 3 in var
HB	Handlungsbefehl
I1max [%]	Maximaler Leiterstrom I1123 in %Un
fN [%]	Netzfaktor (Grid Health) in %
m [p.u.]	Belastungsgrad nach VDE 0276
LF	Status Lastflussberechnung: Konvergenz=1, Divergenz=0, Abbruch=2, ungültig=1
TRIP	Netzschutz: AUS-Kommando ->gehend, L-Akkommend
GDN	Netzschutz: Generatorenbegrenzung ->gehend, L-Akkommend
OLZ	Netzschutz: Differentialschutz mit abgeschrägtem Handlungsbefehl
R1k	Netzschutz: Resistenz der Kurzschlussimpedanz im Mittystem
X1k	Netzschutz: Reaktanz der Kurzschlussimpedanz im Mittystem
DST	Daylight Saving Time: Sommerzeit = 1, Winterzeit = 0

Seite 1 von 8 Seiten

Seite 2 von 8 Seiten

Abbildung 52: Auszug aus einem Bericht zu einer Lastflussberechnung

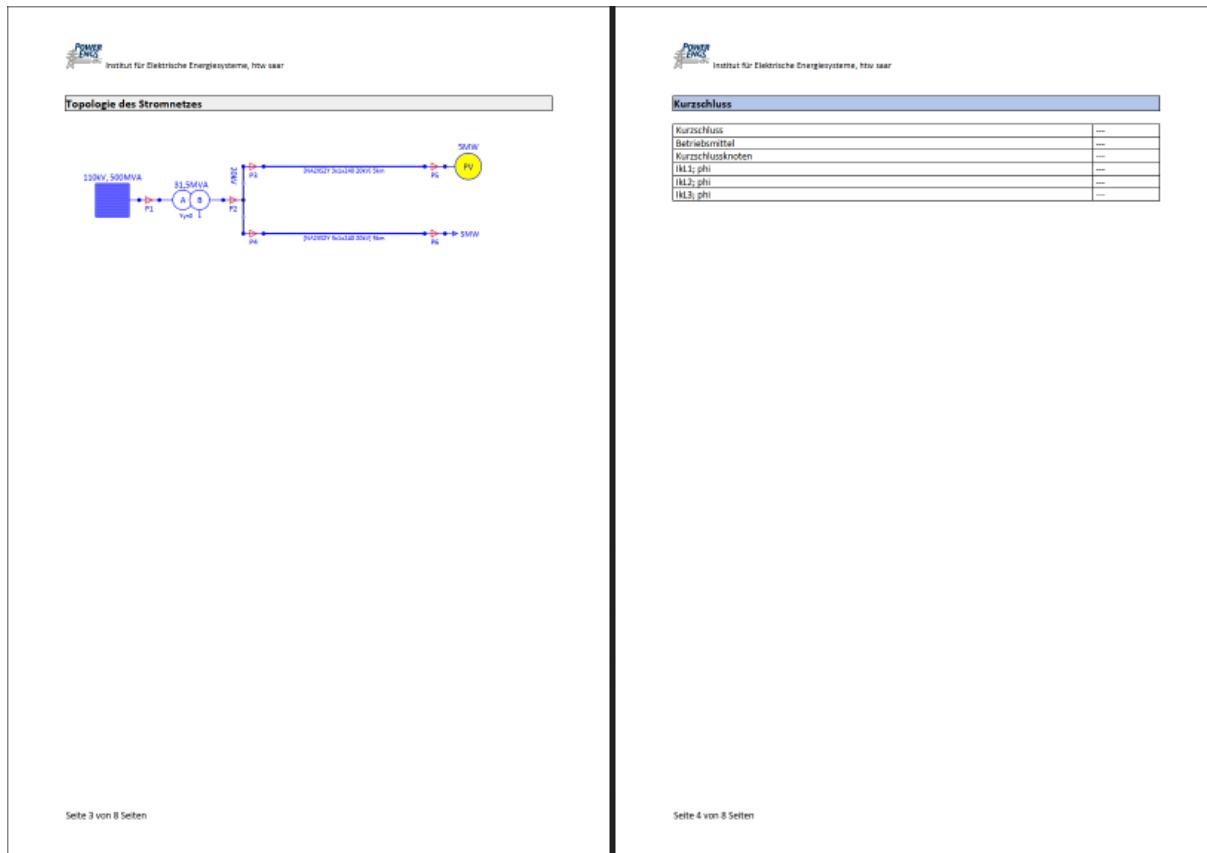


Abbildung 53: Auszug aus einem Bericht zu einer Lastflussberechnung

Zusammenfassung

Name	Netzstatus
Sammelschiene: [Bb 1] 20kV	Grün
Transformator 2-Wicklung: [Trx 1] 33.5MVA	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 1] P1	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 1] P2	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 1] P3	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 1] P4	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 1] P5	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 1] P7	Grün
Einspeisung: [Dn] 110kV 500MVA	Grün
Leitung: [Line 4] (N42432) 3x1x140 20kV Skew	Grün
Leitung: [Line 5] (N42432) 3x1x140 20kV Skew	Grün
Verbraucherbel.: [Load 1] 5MW	Grün
Netzeinspeisung: [Network 1] 110kV, 500MVA	Grün

Spannungsoverwachung: Sammelschiene

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U+/- [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1] 20kV	20.0	99.10	99.10	99.10	90% - 100%	0	Grün

Name	Un [kV]	U11 [%]	U12 [%]	U13 [%]	U+/- [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1] 20kV	20.0	99.10	99.10	99.10	90% - 100%	0	Grün

Name	Un [kV]	U11 [%]	U12 [%]	U13 [%]	phU11 [%]	phU12 [%]	phU13 [%]	Zustand
[Bb 1] 20kV	20.0	99.10	0.00	0.00	-93.35	-29.26	-154.54	Grün

Häufigkeiten der Sammelschienspannungen

Klasse	U1L	U1E	U1I
<90%	0	0	0
92% - 92%	0	0	0
92% - 94%	0	0	0
94% - 96%	0	0	0
96% - 98%	0	0	0
98% - 100%	1	1	1
100% - 102%	0	0	0
102% - 104%	0	0	0
104% - 106%	0	0	0
106% - 108%	0	0	0
108% - 110%	0	0	0
>110%	0	0	0

Spannungsoverwachung: Erzeugungsanlage (DEA)

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U+/- [%]	Zustand
[Spf 1] 5MW	20.0	100.70	100.70	100.70	U<0%, U>=1e+17%	Grün

Name	Un [kV]	U11 [%]	U12 [%]	U13 [%]	U+/- [%]	Zustand
[Spf 1] 5MW	20.0	100.70	100.70	100.70	U<0%, U>=1e+17%	Grün

Einspeisung: Erzeugungsanlage (DEA)

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CostPhi
[Spf 1] 5MW	10.001196	10.001196	0.000000	1.000

Einspeisung: Verbraucherlast

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CostPhi
[Load 1] 5MW	5.224215	4.980005	1.831261	0.999

Einspeisung: Transformator 2-Wicklung

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CostPhi
------	---------	--------	----------	---------

Einspeisung: Leitung

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CostPhi
------	---------	--------	----------	---------

Spannungsoverwachung: Mess/Schutzgerät

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	Zustand
[Prb 1] P1	110.0	99.7225	99.7225	99.7225	Grün
[Prb 1] P2	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 1] P3	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 1] P4	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 1] P5	20.0	100.705	100.705	100.705	Grün
[Prb 1] P6	20.0	98.0589	98.0589	98.0589	Grün

Name	Un [kV]	U11 [%]	U12 [%]	U13 [%]	Zustand
[Prb 1] P1	110.0	99.7225	99.7225	99.7225	Grün
[Prb 1] P2	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 1] P3	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 1] P4	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 1] P5	20.0	100.705	100.705	100.705	Grün
[Prb 1] P6	20.0	98.0589	98.0589	98.0589	Grün

Genaugkeit der Lastflussberechnung: Erzeugungsanlage (DEA)

Mr.	Name	dPhi [°]	dθ [%]
1	[Spf 1] 5MW	0.056237	-0.363051

Verlustleistung

Anzahl 2-Wicklungs-Transformatoren	1
Anzahl Leitungen	2
Anzahl 2/3-Wicklungs-Transformatoren (SCTRAN)	0

Name	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CostPhi
------	---------	--------	----------	---------

Abbildung 54: Auszug aus einem Bericht zu einer Lastflussberechnung

Version 4.8

Seite 350 von 455 Seiten

Prof. Dr.-Ing. Michael Igel, 09.02.2025

Der Bericht kann direkt in ein Textverarbeitungsprogramm wie z.B. Word eingelesen und weiterverarbeitet werden. Nachfolgend sind beispielhaft zwei Tabellen näher erläutert.

Netzzustandsanalyse: Leitungen

Leitung: Bewertung nach	uneingeschränkt zulässig	eingeschränkt zulässig	unzulässig
VDE 0276	2	---	0
BDEW Ampelkonzept	2	0	0
EN 50160	2	---	0

Abbildung 55: Tabelle mit Ergebnissen der Netzzustandsanalyse der Leitungen

Zur Bewertung des Netzzustandes der Leitungen werden die VDE 0276 [11], EN 50160 [27] und das BDEW-Ampelkonzept [22] verwendet.

- **uneingeschränkt zulässig**
Die Leitungen erfüllen die Kriterien der Normen und Empfehlungen.
- **eingeschränkt zulässig**
Die Leitungen erfüllen die Kriterien der Normen, die befinden sich aber nach BDEW-Ampelkonzept in der gelben Ampelphase.
- **unzulässig**
Die Leitungen erfüllen die Kriterien der Normen und Empfehlungen nicht.

Ergebnisse Lastflussberechnung: Leitung

Name	IL1 [A]	IL2 [A]	IL3 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]	I1 [A]	I2 [A]	I0 [A]	Zustand
[Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 5km	286.71	286.71	286.71	286.71	68.75	286.71	0.00	0.00	Grün
[Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 5km	153.80	153.80	153.80	153.80	36.88	153.80	0.00	0.00	Grün

Name	Un [kV]	ULEmin [%]	ULEmax [%]	Zustand
[Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 5km	20.0	99.10	100.70	Grün
[Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 5km	20.0	98.06	99.10	Grün

Abbildung 56: Tabelle mit Ergebnissen der Netzzustandsanalyse der Leitungen

30.4 Netzauslastungsanalyse mit Lastprofilen einer JSON-Prognosedatei

Um Netzauslastungsanalysen von Stromnetzen über definierte Zeitbereiche durchzuführen, werden in aller Regel Zeitreihenberechnungen ausgeführt.

- ⇒ Eine **Zeitreihenberechnung** ist eine zeitlich i.a. Regel lückenlose Folge von Lastflussberechnungen mit einer zeitlichen Unterteilung in zeitlich äquidistante 15min-Intervalle.

Für eine Zeitreihenberechnung wird angenommen, dass der Leistungsfluss in jedem der 15min-Intervalle der Zeitreihe konstant ist und sich nur zu Beginn des nächsten 15min-Intervalls sprungartig ändern kann. Insofern wird für das 15min-Intervall ein (quasi)stationärer Netzzustand vorausgesetzt, dessen Spannungen, Ströme und Leistungsflüsse mit einer Lastflussberechnung berechnet werden können. Der Netzzustand innerhalb eines 15min-Intervalls wird als symmetrisch und fehlerfrei angenommen, definiert also den Normalbetrieb des Stromnetzes. Grundsätzlich sind Zeitreihenberechnungen auch für den Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes erweiterbar.

Die zeitliche Kennzeichnung der 15min-Intervalle erfolgt in Anlehnung an die Definition der Standardlastprofile nach VDEW [23]. Es wird zur Kennzeichnung immer der Zeitstempel des Endes des 15min-Intervalls verwendet. So wird nach VDEW [23] z.B. das letzte 15min-Intervall eines Tages mit dem Zeitstempel 00:00 Uhr gekennzeichnet, das erste 15min-Intervall eines Tages mit dem Zeitstempel 00:15 Uhr.

Netzauslastungsanalysen mit Zeitreihenberechnungen können mit dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner z.B. mit der Netzberechnungsfunktion [Lastfluss: Lastprofile](#) durchgeführt werden. Es werden in aller Regel Standardlastprofile nach VDEW [23] oder davon abgeleitete Lastprofile für die Definition der Bezugs- oder Einspeiseleistungen der Betriebsmittel je 15min-Intervall einer Zeitreihe verwendet. Die Bezugs- und Einspeiseanlagen werden als PQ-Knoten mit einer innerhalb des 15min-Intervalls konstanten Bezugs- oder Einspeiseleistung, getrennt nach Wirkleistung P und Blindleistung Q definiert angenommen.

Als Lastprofildateien werden vom Netzberechnungsprogramm ATPDesigner [Textdateien im .CSV-Format](#) ff. nach VDEW [23] verwendet.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Lastprofile**

Alternativ zu den Lastprofilen im .CSV-Format können im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner Lastprofile in Textdateien im [JSON-Format](#) gespeichert, mit den Netzwerkelementen **Verbraucherlast** und **Erzeugungsanlage (DEA)** durch eindeutige **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) verbunden und für Netzauslastungsanalysen mit Zeitreihenberechnungen z.B. mit der Netzberechnungsfunktion [Lastfluss: Lastprofile](#) verwendet werden.

- ⇒ Im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner wird die [JSON-Prognosedatei](#) als Textdatei im [JSON-Format](#) verwendet. Das Format der [JSON-Prognosedatei](#) ist in [JSON-Prognosedatei](#) erläutert. Um die [JSON-Prognosedatei](#) als Lastprofildatei zu verwenden, ist minimal die Verwendung der Sektionen **Header** und **15min-Zeitreihe als Prognose** (JSON-Array **timeseries**) ausreichend.

Die Exportfunktion **Export: Prognose (JSON)** [Bd. 1] kann verwendet werden, um die o.g. Sektionen einer **JSON-Prognosedatei** unter Verwendung von Lastprofilen wie z.B. Standardlastprofilen nach VDEW [23] zu generieren und in einer einzigen Textdatei im JSON-Format (nachfolgend auch als .JSON-Datei bezeichnet) zu speichern. Damit ist eine Hilfsfunktion vorhanden, eine syntaktisch korrekte und inhaltlich sinnvolle **JSON-Prognosedatei** im Sinne einer Vorlage zu generieren, die dann manuell an spezielle Anforderungen angepasst werden kann.

Die Exportfunktion erzeugt in der **JSON-Prognosedatei** für jedes Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** eine eigene Zeitreihe als Folge von 15min-Intervallen (JSON-Array **timeseries**) mit Zeitstempel (JSON-Element **timestamp_s**), Wirk- und Blindleistung (JSON-Element **value_1**, **value_2**) und einem eindeutigen **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**). Die so generierte **JSON-Prognosedatei** kann dazu verwendet werden, um die darin enthaltenen Zeitreihen (JSON-Array **timeseries**) mit Hilfe des **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) mit Netzwerkelementen des o.g. Typs datentechnisch zu verbinden. Im Rahmen einer Zeitreihenberechnung werden von ATPDesigner aus der so verbundenen Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) die Leistungswerte P und optional Q für jedes 15min-Intervall entnommen und als PQ-Knoten nachgebildet.

Am Beispiel des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** wird die Vorgehensweise erläutert, wie eine **JSON-Prognosedatei** mit Zeitreihen von 15min-Intervallen (JSON-Array **timeseries**) mit Hilfe der Lastprofildateien nach VDEW [23] erstellt werden kann.

Um eine Zeitreihe als Folge von Leistungswerten P und Q für 15min-Intervalle zu generieren, wird für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** das Standardlastprofil für Solarstromanlagen in Anlehnung an VDEW [23] als Datengrundlage verwendet. Das Lastprofil besteht aus den drei .CSV-Dateien **LoadProfile_PV_(S,U,W).CSV** im Unterordner ...**Exe\\LoadProfiles** des **Projektverzeichnis**.

Im ersten Schritt wird wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt die Betriebsart **Solarstromanlage (DEA) nach SLP** für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** eingestellt und die Option **Energieanalyse aktivieren** aktiviert.

- ⇒ Es muss darauf geachtet werden, dass der Einstellwert **ID** wie nachfolgend dargestellt keinen Wert besitzt, das Editierfeld also leer ist. Ist dort ein Wert vorhanden, wird dieser beim Export verwendet. In allen anderen Fällen wird für die Zeitreihe der **JSON-Prognosedatei** (JSON-Array **timeseries**) automatisch ein Ersatzwert erzeugt.

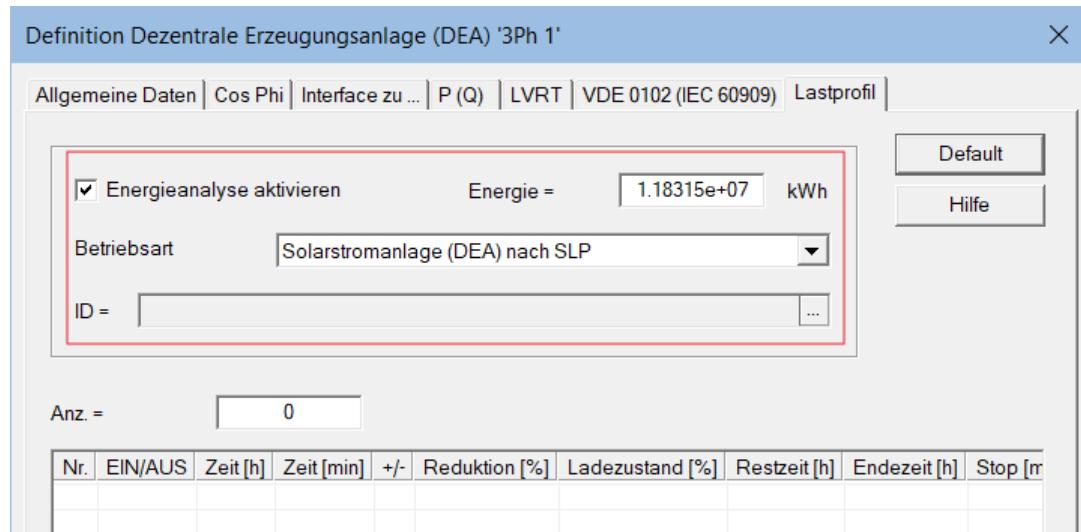


Abbildung 57: Einstelldialog Erzeugungsanlage (DEA)

Durch die Wahl der Betriebsart wird die Kennung **PLP** (Photovoltaic Load Profile) im Symbol des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** wie nachfolgend dargestellt angezeigt.

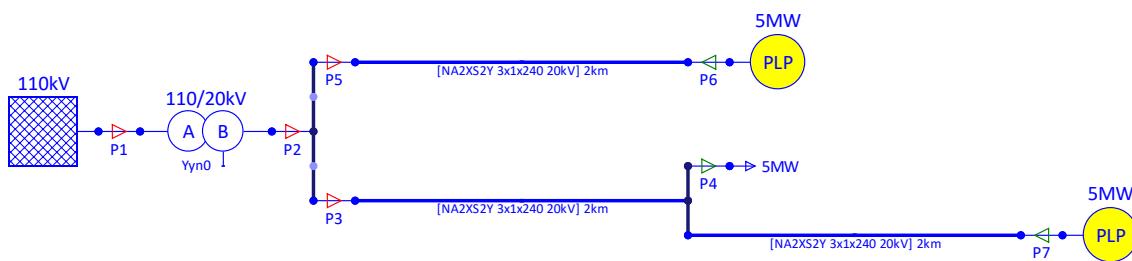


Abbildung 58: 20kV-Referenznetz für Zeitreihenberechnungen mit Lastprofilen

Ziel ist es, eine Zeitreihe für einen Tag bestehend aus 96 15min-Intervallen zu generieren, die als maximale Wirkleistung eine Nennwirkleistung P_n einspeist. Diese Nennwirkleistung wird nicht direkt als Einstellwert im Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)**, sondern indirekt mit Hilfe des Einstellwertes **Energie** eingestellt. Dazu müssen folgende Schritte ausgeführt werden.

1. Festlegung des Datums in dem Beispiel des Tages, für den die Zeitreihe generiert werden soll. Im Beispiel wird Sonntag, der 21.04.2024 gewählt.
2. Identifikation des Zeitbereiches Sommer, Winter oder Übergang nach VDEW [23]. Im Beispiel muss der Zeitbereich Übergangszeit für das Datum verwendet werden. Die auf eine Jahresenergiemenge 1000kWh bezogenen Wirkleistungswerte p_{SLP} sind in der .CSV-Datei **LoadProfile_PV_U.CSV** enthalten.
3. Es muss das 15min-Intervall mit der maximalen bezogenen Wirkleistung p_{SLP} in der .CSV-Datei identifiziert werden. Wie nachfolgend dargestellt wird der maximale Wirkleistungswert in kW an einem Sonntag im 15min-Intervall 13:15 Uhr eingespeist. Es muss hier angemerkt werden, dass speziell für die Lastprofile einer PV-Anlage

kein Unterschied der Profile für Werktag, Samstag und Sonntag bzgl. der bezogenen Wirkleistung gegeben ist.

```
(Kunde-)Name: ;
(Kanal-)Beschreibung: ;Mittelwert 2020,2021,2022
(Kanal-)Ident3: ;PV
Summe (kWh): ;1000
Uebergangszeit; kW
...
Sonntag 12:15;0,412987377
Sonntag 12:30;0,419444388
Sonntag 12:45;0,423040341
Sonntag 13:00;0,423582957
Sonntag 13:15;0,422604069
Sonntag 13:30;0,421015688
Sonntag 13:45;0,419017188
Sonntag 14:00;0,414648579
Sonntag 14:15;0,408174768
Sonntag 14:30;0,400289097
...
```

Die Berechnung des Einstellwertes **Energie** wird wie nachfolgend dargestellt aus der bezogenen Wirkleistung p_{SLP} durchgeführt.

$$P_{DEA} [kW] = p_{SLP} [kW] \cdot \frac{Energie [kWh]}{1000kWh}$$

Für eine Nennwirkleistung $P_{DEA} = 5\text{MW}$ ergibt sich.

$$Energie [kWh] = \frac{P_{DEA} [kW] \cdot 1000kWh}{p_{SLP} [kW]}$$

$$Energie = \frac{5000kW \cdot 1000kWh}{0,4226kW} = 11.831.519kWh$$

Durch die Verwendung des so berechneten Einstellwertes **Energie** wird im Verlaufe der Zeitreihenberechnung für jedes 15min-Intervall entsprechend der nachfolgenden Gleichung der Wert der eingespeisten Wirkleistung P berechnet.

$$P_{DEA, hh:mm Uhr} [kW] = p_{SLP, hh:mm Uhr} [kW] \cdot \frac{11.831.519kWh}{1000kWh}$$

Für die Uhrzeit 13:15 Uhr ergibt sich wie definiert der maximale Wert der Wirkleistungseinspeisung.

$$P_{DEA, 13:15 Uhr} [kW] = 0,4226kW \cdot \frac{11.831.519kWh}{1000kWh} = 5\text{MW}$$

Mit Hilfe der Netzberechnungsfunktion [Lastfluss: Lastprofile](#) kann eine Validierung des Einstellwertes erfolgen. Dazu wird in dem nachfolgend dargestellten Einstelldialog gezeigt Datum und Uhrzeit eingestellt. Durch die Auswahl der Betriebsart **Eine definierte**

Uhrzeit wird nur eine einzige Lastflussberechnung für das eingestellte 15min-Intervall durchgeführt. Die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden sowohl in der Netzgrafik als auch in den Tooltips der Netzwerkelemente angezeigt.

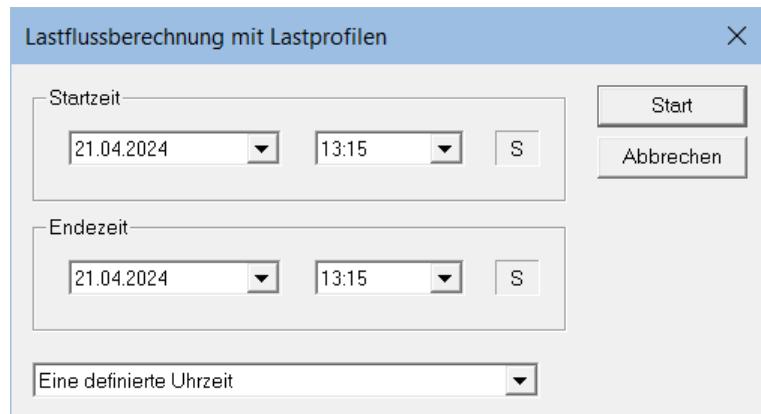


Abbildung 59: Einstellung des 15min-Intervall mit maximaler Wirkleistungseinspeisung

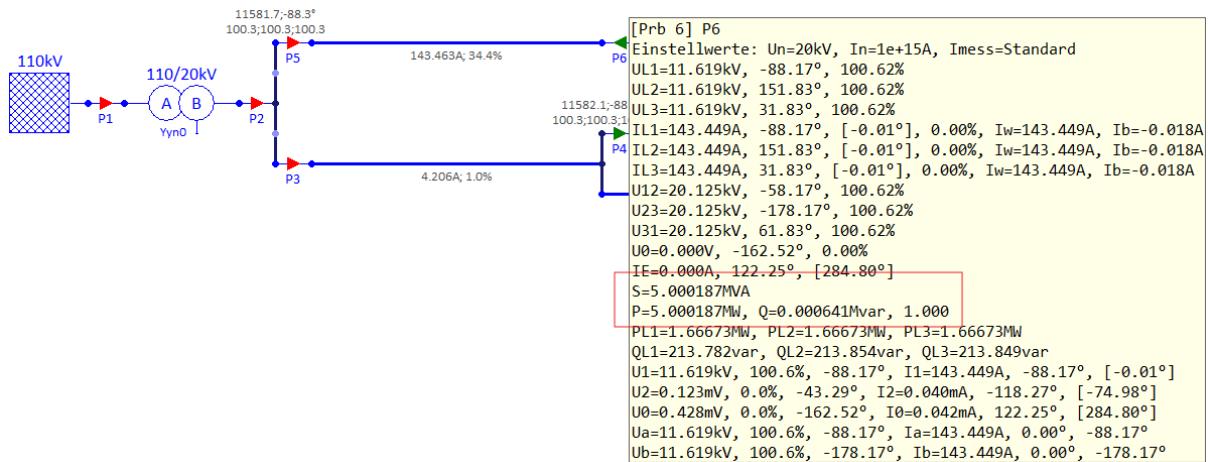


Abbildung 60: Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt (NAP): ca. 5MW um 13:15Uhr

Wird das **Mess/Schutzgerät** P6 am Netzanschlusspunkt (NAP) der **Erzeugungsanlage (DEA)** wie oben dargestellt als Fahrplanmessgerät verwendet (erkennbar an der **grünen** Zeichenfarbe des Pfeils des **Mess/Schutzgerätes**), so kann der Leistungsfluss je 15min-Intervall der Zeitreihe in einer **.CSV-Fahrplandatei** gespeichert und wie nachfolgend dargestellt als Diagramm angezeigt werden. Die Ausgabe der .CSV-Fahrplandatei **Ausgabe Fahrplandaten** muss im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Meldungen** aktiviert werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Meldungen**

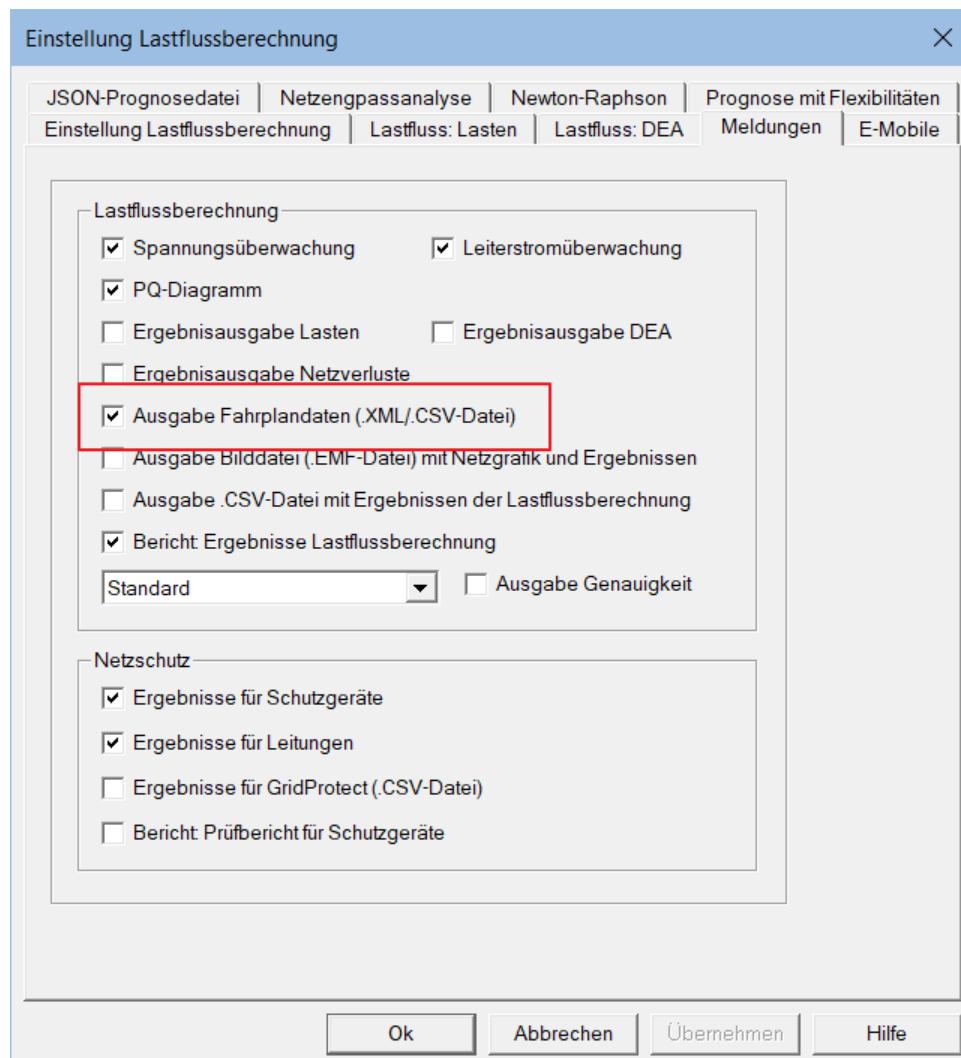


Abbildung 61: Ausgabe der .CSV-Fahrplandatei aktivieren

Im nächsten Schritt wird der Zeitbereich gewählt, für den Lastprofile als Zeitreihe von 15min-Intervallen mit Leistungswerten in der [JSON-Prognosedatei](#) (JSON-Array **timeseries**) generiert werden soll. Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button Start wird die Zeitreihenberechnung [Lastfluss: Lastprofile](#) gestartet.

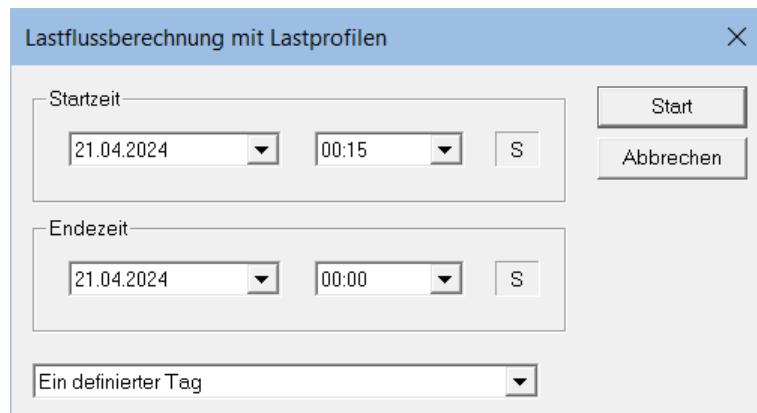


Abbildung 62: Einstellung des gewünschten Zeitbereiches

Die **.CSV-Fahrplandatei** ist nach erfolgreicher Durchführung der Zeitreihenberechnung [Lastfluss: Lastprofile](#) im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** gespeichert und ist durch die Kennung **_PPFORC** erkennbar. Sie wird zusätzlich als .XML-Datei im Office Open XML Format [21] gespeichert, das mit einer Tabellenkalkulationssoftware wie z.B. Excel geöffnet werden kann. Dem Dateinamen der .NET-Datei ist das Erstellungsdatum mit Uhrzeit vorangestellt.

YYYYMMTThmmss_NetDateiname_PPFORC.CSV
YYYYMMTThmmss_NetDateiname_PPFORC.XML

⇒ Verzeichnis: **Projektverzeichnis \ Results**

Die **.CSV-Fahrplandatei** kann mit **Drag&Drop** in den Zeichenbereich von ATPDesigner gezogen oder als Datei z.B. mit **Datei, Öffnen ...** eingelesen und als **Diagramm** dargestellt werden. Die Zuordnung der Signale zu einem **Mess/Schutzgerät** erfolgt mit dem Namen z.B. **P6**.

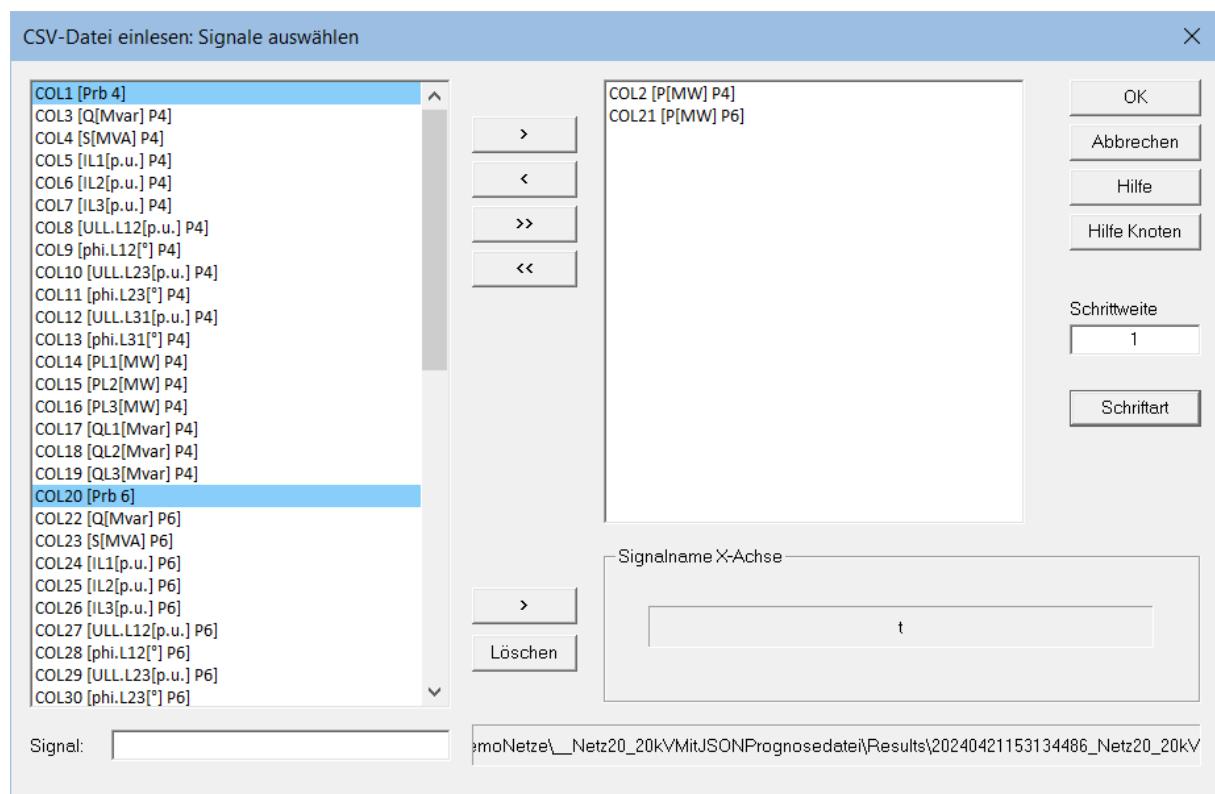


Abbildung 63: Auswahl der Signale für das Diagramm

In dem Diagramm ist zu erkennen, dass die maximale Leistungseinspeisung der **Erzeugungsanlage (DEA)** am Messort **P6** zur Mittagszeit ca. 5MW beträgt. Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** bezieht am Messort **P4** eine zeitlich konstante Leistung von ca. 5MW. Mit dieser Einstellung kann im nächsten Schritt der Export der [JSON-Prognoseda-tei](#) durchgeführt werden.

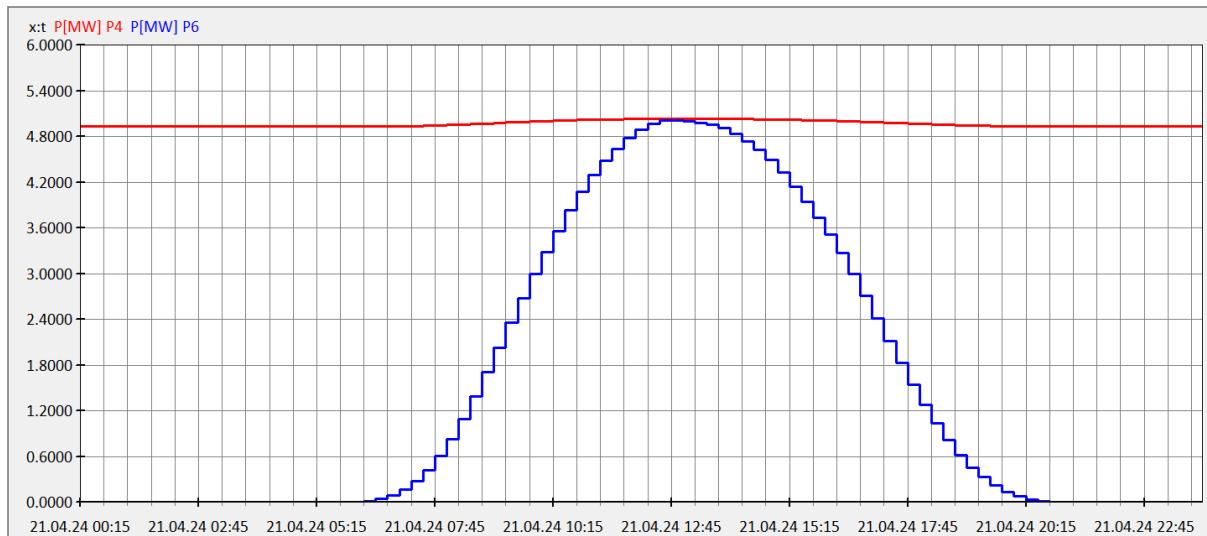


Abbildung 64: .CSV-Fahrplandatei - Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt P6

Auszug aus der .CSV-Fahrplandatei

```
##Fahrplan
## Zeitstempel[s];Prb 6;P[MW] P6;Q[Mvar] P6;S[MVA] P6;IL1[p.u.] P6;IL2[p.u.]
P6;IL3[p.u.] P6;ULL.L12[p.u.] P6; ...
1713438900;16;5.00099;0.00192359;5.00099;1.46035e-13;1.46035e-13;1.46035e-
13;0.988571;151.172;0.988571;31.1717;0.988571;-88.8283; ...
```

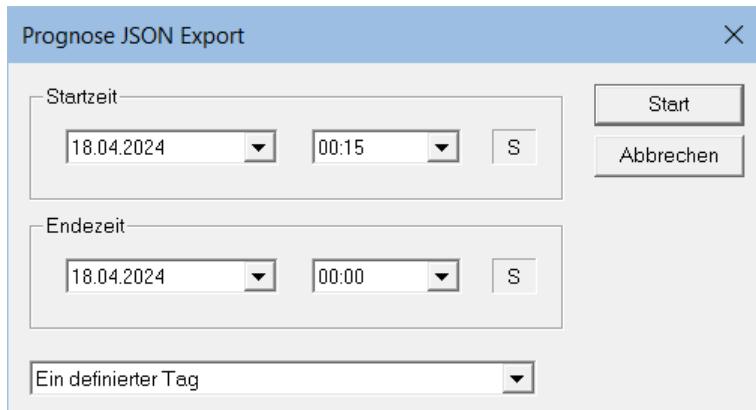
Auszug aus der .XML-Fahrplandatei

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L										
1	## Zeitstempel[s]	Prb	P[MW]	P4	Q[Mvar]	P4	S[MVA]	P4	IL1[p.u.]	P4	IL2[p.u.]	P4	IL3[p.u.]	P4	ULL.L12[p.u.]	P4	phi.L12[""]	P4	ULL.L23[p.u.]	P4	phi.L23[""]	P4
2	1713651300	4	4,93029	-4,13326E-06	4,93029	1,43328E-13	1,43328E-13	1,43328E-13	0,993004	-61,8682	0,993004	178,132										
3	1713652200	4	4,93029	-4,13326E-06	4,93029	1,43328E-13	1,43328E-13	1,43328E-13	0,993004	-61,8682	0,993004	178,132										
4	1713653100	4	4,93029	-4,13326E-06	4,93029	1,43328E-13	1,43328E-13	1,43328E-13	0,993004	-61,8682	0,993004	178,132										
5	1713654000	4	4,93029	-4,13326E-06	4,93029	1,43328E-13	1,43328E-13	1,43328E-13	0,993004	-61,8682	0,993004	178,132										
6	1713654900	4	4,93029	-4,13326E-06	4,93029	1,43328E-13	1,43328E-13	1,43328E-13	0,993004	-61,8682	0,993004	178,132										

Im nächsten Schritt wird mit der so gefundenen Einstellung des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** eine **JSON-Prognosedatei** exportiert. Dazu wird die Exportfunktion

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export, Prognose (JSON)**

aufgerufen. Es wird das Datum und die Uhrzeit 00:15 Uhr als Startzeit eingestellt und die Betriebsart **Ein definierter Tag** ausgewählt. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button Start wird der Export der **JSON-Prognosedatei** gestartet.



Sollte im Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnis** eine [JSON-Prognosedatei](#) gespeichert sein, so wird die nachfolgende Fehlermeldung ausgegeben. Ursache der Fehlermeldung ist, dass aktuell nur Lastprofildateien im .CSV-Format nach VDEW [23] als Eingangsdateien mit Lastprofile für die Netzwerkelemente verwendet und ausgewertet werden können.

```
* Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM1_U - o.k.
Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM2_W - o.k.
Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM2_S - o.k.
Lastprofile>> Einlesen Lastprofil EM2_U - o.k.

>> Fehler beim Einlesen der JSON-Prognosedatei erkannt
>> Es sollte geprüft werden ob es sich bei der zeitlich jüngsten Datei um eine Prognosedatei handelt
>> Exportdatei wird ohne Prognosewerte erzeugt

>> Dateiname: C:\ATPDesigner\00_7_ATPDesignerDemoNetze\_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei\2024-4-21-0-15_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_PROG.JSON
```

Die [JSON-Prognosedatei](#) ist durch die Kennung **_PROG** erkennbar.

2024-4-21-0-15_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_PROG.JSON

Nachfolgend ist ein Auszug aus der [JSON-Prognosedatei](#) mit der Sektion **Header** und einer 15min-Zeitreihe (**JSON-Array timeseries**) dargestellt.

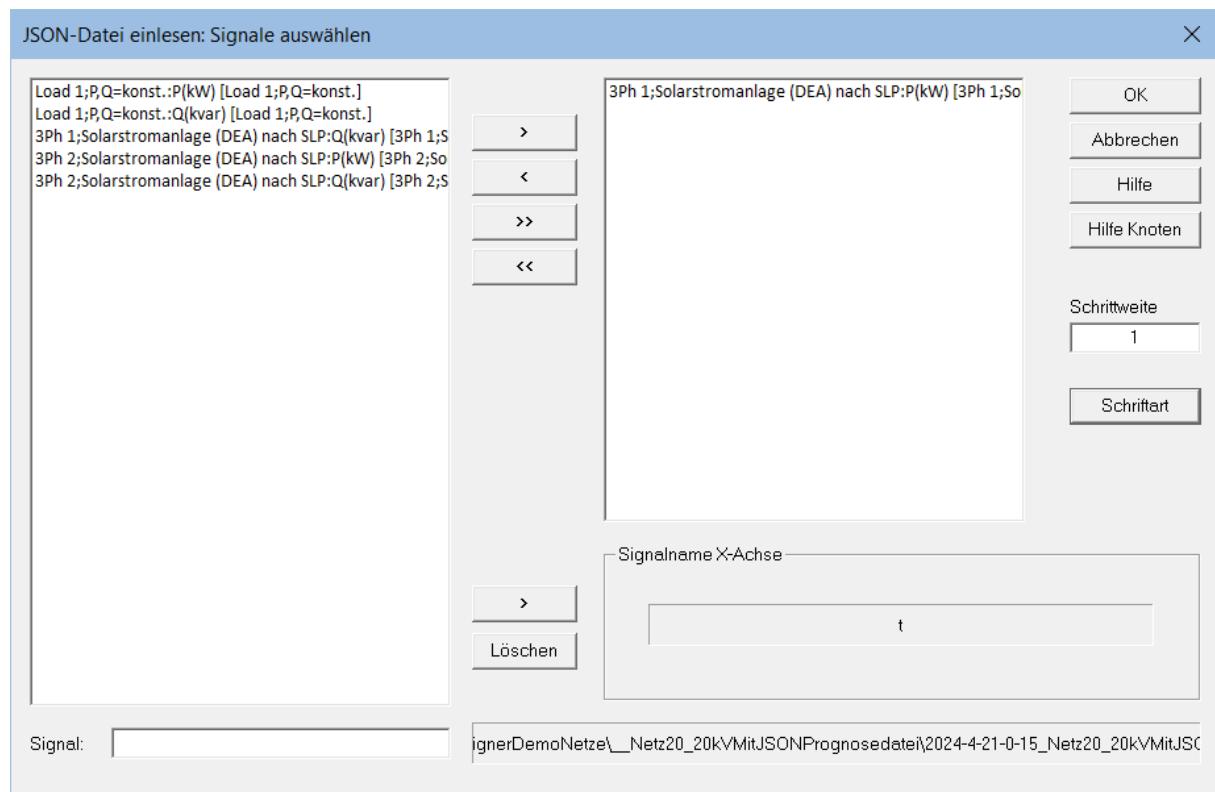
```
[
  {
    "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
    "date": "21.04.2024",
    "time": "16:11:36",
    "description": "Export JSON-Prognosedatei _PROG",
    "filetype": "Prognose",
    "fileversion": "1",
    "fileformat": "1",
    "status": "JSON-Prognosedatei erfolgreich exportiert",
    "process_id": "1",
    "simulationtime": "21.04.2024 00:15 DST=1 - 21.04.2024 00:00 DST=1",
    "operationmode": "Ein definierter Tag",
    "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.95 - 19.04.2024",
    "datafile": "C:\\...\\Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei.bnet"
  },
  {
    "id": "3Ph 1;Solarstromanlage (DEA) nach SLP",
    "label": "3Ph 1;Solarstromanlage (DEA) nach SLP",
    "unit_1": "P[kW]",
    "unit_2": "Q[kvar]"
  }
]
```

```

"timeseries": [
    {
        "timestamp_s": 1713651300,
        "value_1": 0.000000,
        "value_2": 0.000000
    },
    {
        "timestamp_s": 1713652200,
        "value_1": 0.000000,
        "value_2": 0.000000
    },
    {
        "timestamp_s": 1713653100,
        "value_1": 0.000000,
        "value_2": 0.000000
    }
],

```

Die exportierte [JSON-Prognosedatei](#) kann direkt als Diagramm in ATPDesigner eingelesen und dargestellt werden. Dazu wird die Datei aus dem Windows-Datei-Explorer mit **Drag&Drop** in den Zeichenbereich gezogen oder als Datei geöffnet werden. Nach dem Einlesen wird der nachfolgend dargestellte Dialog mit den in der [JSON-Prognosedatei](#) enthaltenen Signalen geöffnet. Die Signalnamen werden aus den JSON-Elementen **id** und **label** des JSON-Array **timeseries** abgeleitet,



Im nachfolgenden Diagramm ist eine darin enthaltene Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) dargestellt, die am Netzanschlusspunkt der **Erzeugungsanlage (DEA)** die Wirkleistungseinspeisung in absoluten Werten definiert.

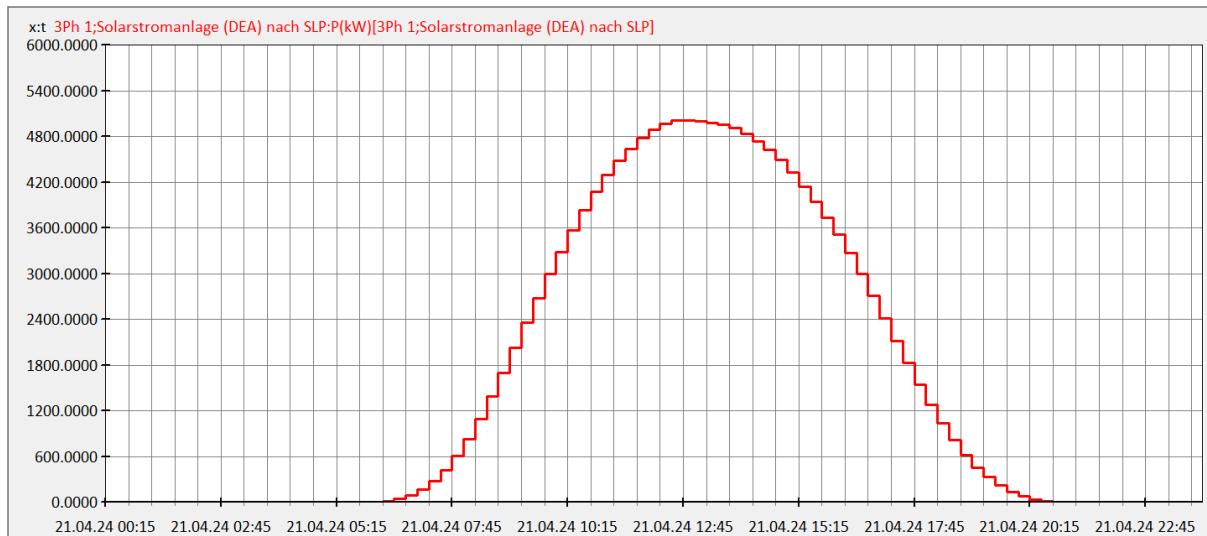


Abbildung 65: Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt (JSON-Prognosedatei)

Mit Hilfe des **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) kann jetzt die Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) der [JSON-Prognosedatei](#) mit einer **Erzeugungsanlage (DEA)** verbunden werden.

- ⇒ Im Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Lastprofil** wird der Einstellwert **ID=1** eingestellt. Dieser Wert muss ebenfalls in der [JSON-Prognosedatei](#) als **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) verwendet werden.

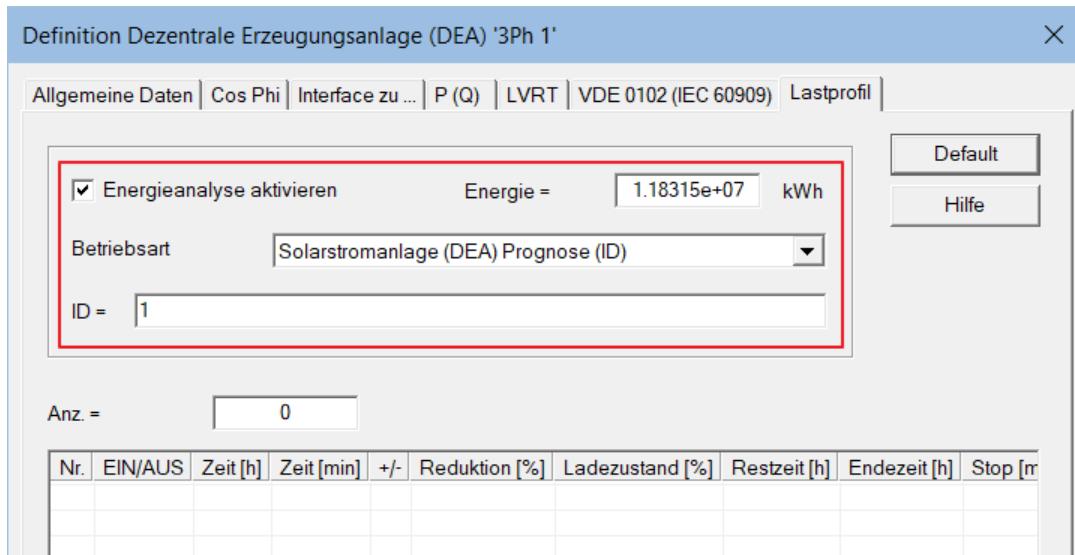
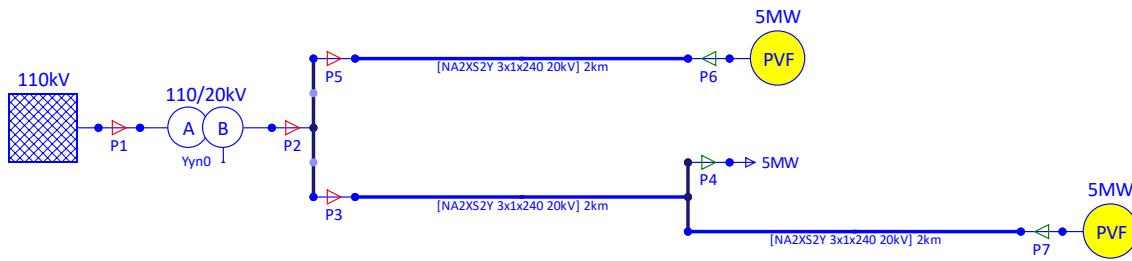


Abbildung 66: Verwendung der Zeitreihe der exportierten JSON-Prognosedatei

Die Option **Energieanalyse aktivieren** muss weiter in dem Einstelldialog ausgewählt, d.h. aktiviert bleiben. Durch die Auswahl der Betriebsart **Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID)** wird die Kennung **PVF (PhotoVoltaic Forecast)** im Symbol des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** wie nachfolgend dargestellt verwendet.



Folgende Aspekte müssen in der Betriebsart **Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID)** sowie für alle anderen Betriebsarten mit **ID** beachtet werden.

- Der Einstellwert **Energie** wird in den Betriebsarten mit **ID** nicht verwendet, da die Werte der Wirkleistung und ggfs. Blindleistung in der [JSON-Prognosedatei](#) als absolute Werte in kW bzw. kvar wie nachfolgend in dem Ausschnitt dargestellt gespeichert sind.

```
"unit_1": "P[kW]",
"unit_2": "Q[kvar]",
```

- Eine in der [JSON-Prognosedatei](#) enthaltene Zeitreihe von Leistungswerten in 15min-Intervallen (JSON-Array **timeseries**) kann mit Hilfe des **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) mit beliebig vielen Netzwerkelementen verbunden werden.

Die Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) der [JSON-Prognosedatei](#) muss nun an den Einstellwert **ID=1** angepasst werden. Dazu wird in der [JSON-Prognosedatei](#) der Bezeichner **3Ph 1** aus dem JSON-Element "**id": "3Ph 1;Solarstromanlage (DEA) nach SLP"** in der Datei gesucht. Der Wert des JSON-Elementes **id** wird wie nachfolgend dargestellt geändert.

```
{
  "id": "1",
  "label": "3Ph 1;Solarstromanlage (DEA) nach SLP",
  "unit_1": "P[kW]",
  "unit_2": "Q[kvar]",
  "timeseries":
  [
    {
      "timestamp_s": 1713651300,
      "value_1": 0.000000,
      "value_2": 0.000000
    },
    {
      "timestamp_s": 1713652200,
      "value_1": 0.000000,
      "value_2": 0.000000
    }
  ]
}
```

Um eine Zeitreihenberechnung mit der exportierten [JSON-Prognosedatei](#) durchzuführen, muss diese in das Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnis** kopiert werden. Falls das Verzeichnis noch nicht existiert, muss das Verzeichnis **Monitoring** manuell angelegt werden.

- ⇒ Es muss unbedingt darauf geachtet werden, dass die [JSON-Prognosedatei](#), die für die Zeitreihenberechnung verwendet werden soll, die zeitlich jüngste JSON-Datei im Unterverzeichnis **Monitoring** ist. ATPDesigner verwendet für eine Zeitreihenberechnung mit [JSON-Prognosedatei](#) immer nur die zeitlich jüngste JSON-Datei aus dem im Unterverzeichnis **Monitoring**.

Die Verarbeitung der [JSON-Prognosedatei](#) durch die Zeitreihenberechnung muss wie nachfolgend dargestellt aktiviert werden.

- Hauptmenü ATP
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte [JSON-Prognosedatei](#)

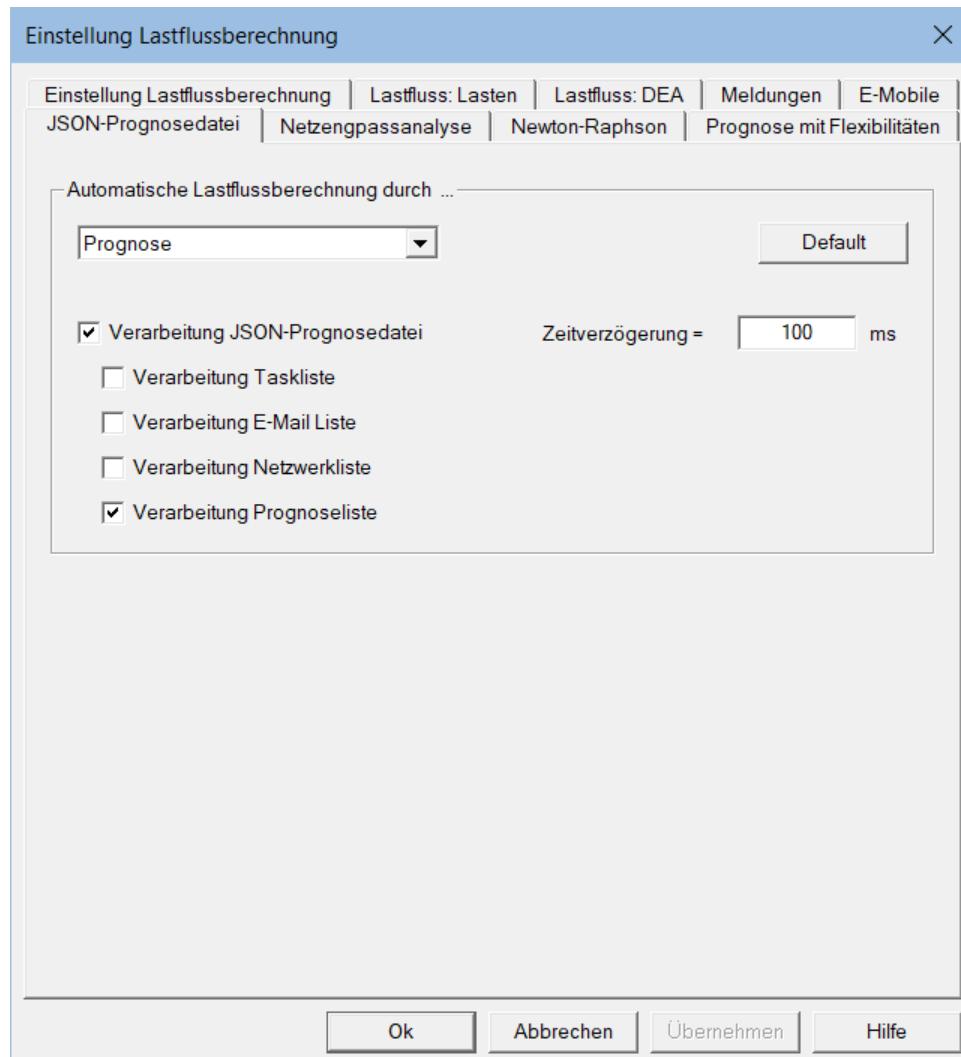
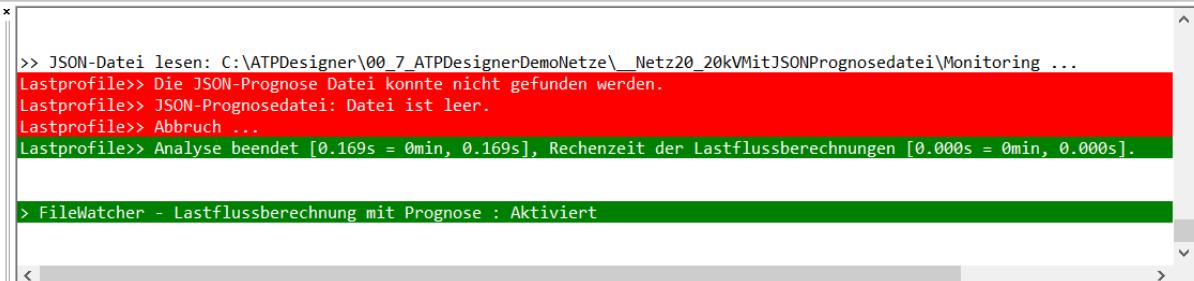


Abbildung 67: Aktivierung der Verarbeitung der JSON-Prognosedatei

Die Zeitreihenberechnung mit [JSON-Prognosedatei](#) kann wie folgt gestartet werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Prognose**

Es wird kein Einstelldialog für die Definition des Zeitbereiches geöffnet, da ATPDesigner den Zeitbereich aus der Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) der [JSON-Prognosedatei](#) automatisch ermittelt und verwendet. Wird im Unterverzeichnis **Monitoring** von ATPDesigner keine [JSON-Prognosedatei](#) gefunden, so wird eine Fehlermeldung ausgegeben.

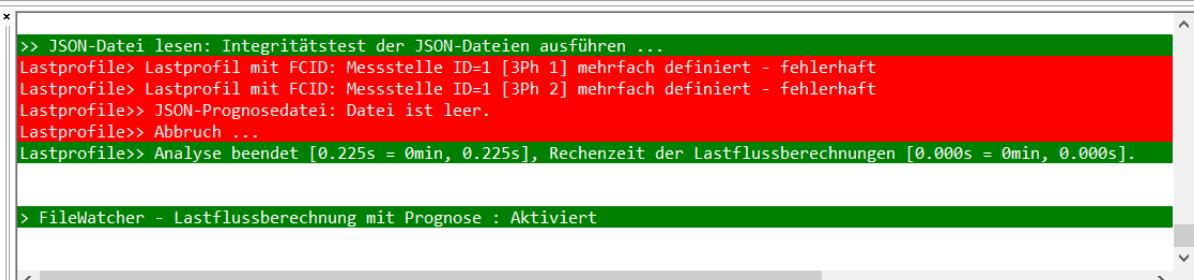


```
>> JSON-Datei lesen: C:\ATPDesigner\00_7_ATPDesignerDemoNetze\Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei\Monitoring ...
Lastprofile>> Die JSON-Prognose Datei konnte nicht gefunden werden.
Lastprofile>> JSON-Prognosedatei: Datei ist leer.
Lastprofile>> Abbruch ...
Lastprofile>> Analyse beendet [0.169s = 0min, 0.169s], Rechenzeit der Lastflussberechnungen [0.000s = 0min, 0.000s].
```

> FileWatcher - Lastflussberechnung mit Prognose : Aktiviert

Abbildung 68: JSON-Prognosedatei nicht im Verzeichnis Monitoring gefunden

Eine weitere mögliche Fehlerursache ist nachfolgend dargestellt. ATPDesigner führt nach dem Einlesen der [JSON-Prognosedatei](#) ein Integritätstest der Datei durch. Wie an der Fehlermeldung zu erkennen ist, wird das **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) **ID=1** für mehrere Zeitreihen (JSON-Array **timeseries**) verwendet.



```
>> JSON-Datei lesen: Integritätstest der JSON-Dateien ausführen ...
Lastprofile>> Lastprofil mit FCID: Messstelle ID=1 [3Ph 1] mehrfach definiert - fehlerhaft
Lastprofile>> Lastprofil mit FCID: Messstelle ID=1 [3Ph 2] mehrfach definiert - fehlerhaft
Lastprofile>> JSON-Prognosedatei: Datei ist leer.
Lastprofile>> Abbruch ...
Lastprofile>> Analyse beendet [0.225s = 0min, 0.225s], Rechenzeit der Lastflussberechnungen [0.000s = 0min, 0.000s].
```

> FileWatcher - Lastflussberechnung mit Prognose : Aktiviert

Das Ergebnis der Zeitreihenberechnung mit der [JSON-Prognosedatei](#) wird als **Bericht** in der Datei

- **20240421165047719_NetZ20_20kVMitJSONPrognosedatei_LFFORC.XML**

gespeichert. Die Fahrplandateien werden im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** gespeichert. Nachfolgend sind die Wirkleistungseinspeisungen für die beiden Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** als Diagramm dargestellt. Da beide Netzwerkelemente mit dem gleichen **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) **ID=1** verbunden sind, ist die Fahrplankurve der Wirkleistungseinspeisung identisch.

- **20240421165047568_NetZ20_20kVMitJSONPrognosedatei_FPFORC.CSV**
- **20240421165047568_NetZ20_20kVMitJSONPrognosedatei_FPFORC.XML**

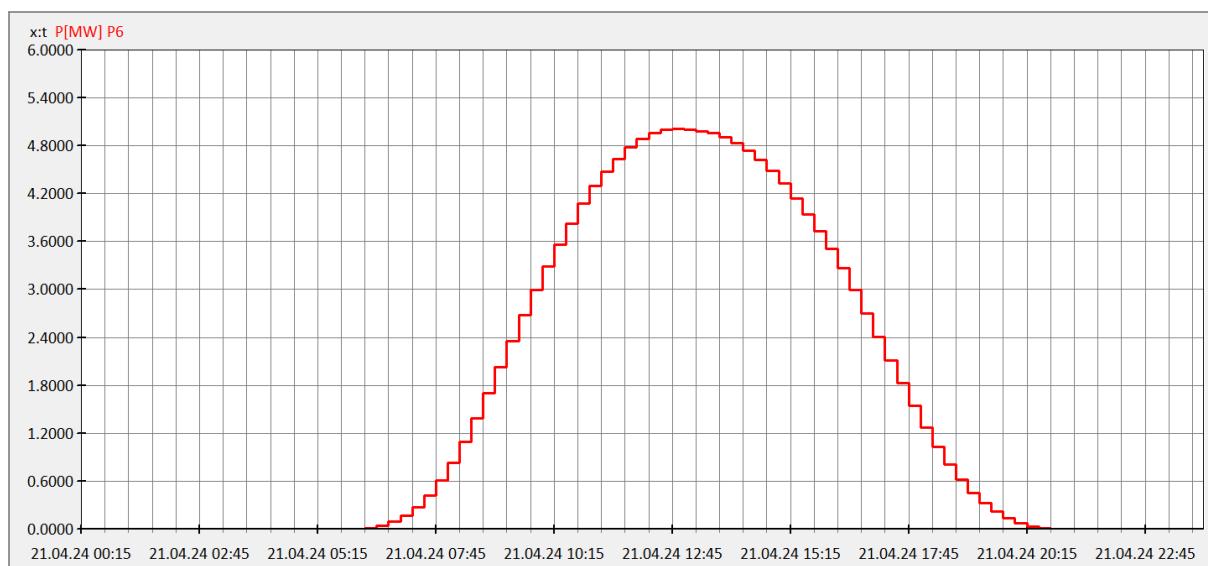


Abbildung 69: Fahrplan der Erzeugungsanlage (DEA) am Messort P6

30.5 Web basierte Lastflussberechnung mit dem Webserver mit REST-API

Der in ATPDesigner integrierte [Webserver mit REST-API](#) bietet die Möglichkeit, einen Webserver für Lastflussberechnungen einzurichten. Mit Hilfe eines http-basierten REST-API können Daten von einem Webclient zum ATPDesigner Webserver gesendet oder von diesem abgerufen werden.

- ⇒ Im Folgenden wird der in ATPDesigner integrierte **Webserver mit REST-API** als Webserver bezeichnet.

Folgende http-Befehle werden von dem ATPDesigner **Webserver mit REST-API** unterstützt und sind im Kapitel [Webserver mit REST-API](#) näher erläutert.

- **POST**

Mit dem http-Request **POST** werden Daten von einem Webclient an einen Webserver gesendet. Der Typ des http-Request wird durch den Header **content-type** angegeben.

- **GET**

Mit dem http-Request **GET** fordert ein Webclient Daten von einem Webserver an. Der Typ des http-Request wird durch den Header **content-type** angegeben.

Das REST-API verwendet in den http-Befehlen den **URL-Parameter ID1**, um den Request (Auftrag) zu definieren.

- ⇒ Ein **URL-Parameter** ist ein Datenpaar Bezeichner-Wert, welches an einen **Uniform Resource Locator (URL)** z.B. die IP-Adresse angehängt wird. Als Trennzeichen zwischen der IP-Adresse und dem Datenpaar wird ein Fragezeichen verwendet.

Nachfolgend wird beispielhaft die Verwendung des **URL-Parameters ID1** für die http-Befehle dargestellt.

- **GET** 255.255.255.255/?**ID1=1**
- **POST** 255.255.255.255/?**ID1=4**

Der in ATPDesigner integrierte Webserver verwendet für den http-Request **POST** die [JSON-Prognosedatei](#) zur Datenübertragung, die den Auftrag (JSON-Objekt **task**) und die dazu gehörende Daten enthält.

Die vom Webserver an den Webclient nach einem http-Request **GET** übertragenen Daten können verschiedene Datenformate verwenden.

- Es werden vom Webserver an den Webclient **Berichte** im Office Open XML Format [21] übertragen.
- Es werden vom Webserver an den Webclient Daten im Format der [JSON-Prognosedatei](#) übertragen, z.B. der Netzzustand (Grid State) als Ergebnis des BDEW-Ampelkonzeptes im Falle einer konvergenten Lastflussberechnung.

Als proprietäre Programmierschnittstellen-Plattform (API) und Testumgebung für den Webserver mit REST-API kann das Softwaretool Postman¹⁵ empfohlen werden, auf der Softwareentwickler ihre APIs entwerfen, erstellen, testen und weiterentwickeln können.

30.5.1 Aktivieren des Webservers

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte des in ATPDesigner integrierten Webservers in der Registerkarte **Webserver** des Einstelldialogs **Programmeinstellungen**.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Webserver, Einstellwerte Webserver**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Webserver**

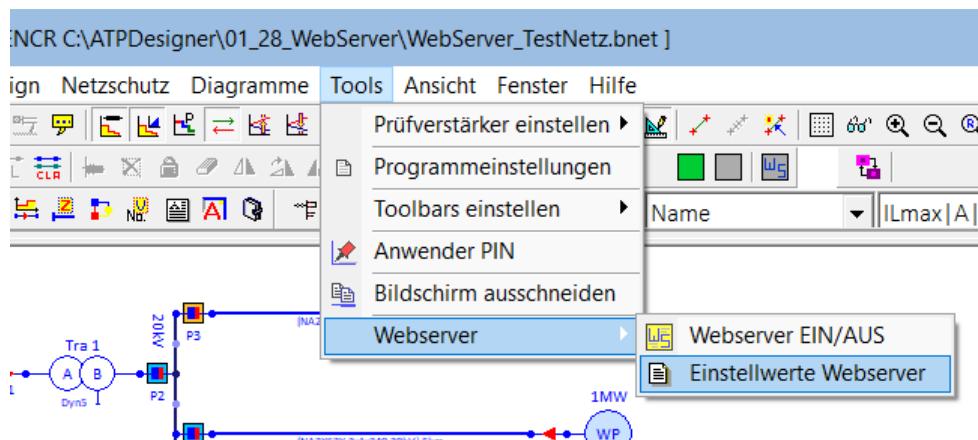


Abbildung 70: Aktivieren des Webservers

- ⇒ Der Einstelldialog **Webserver** ist mit den zugehörigen Einstellwerten in [Bd. 2] näher erläutert.

Der Webserver kann mit dem Menüpunkt **Webserver EIN/AUS** ein- oder ausgeschaltet werden. Zusätzlich ist das Ein- und Ausschalten des Webservers mit dem Toolbar-Button  möglich.



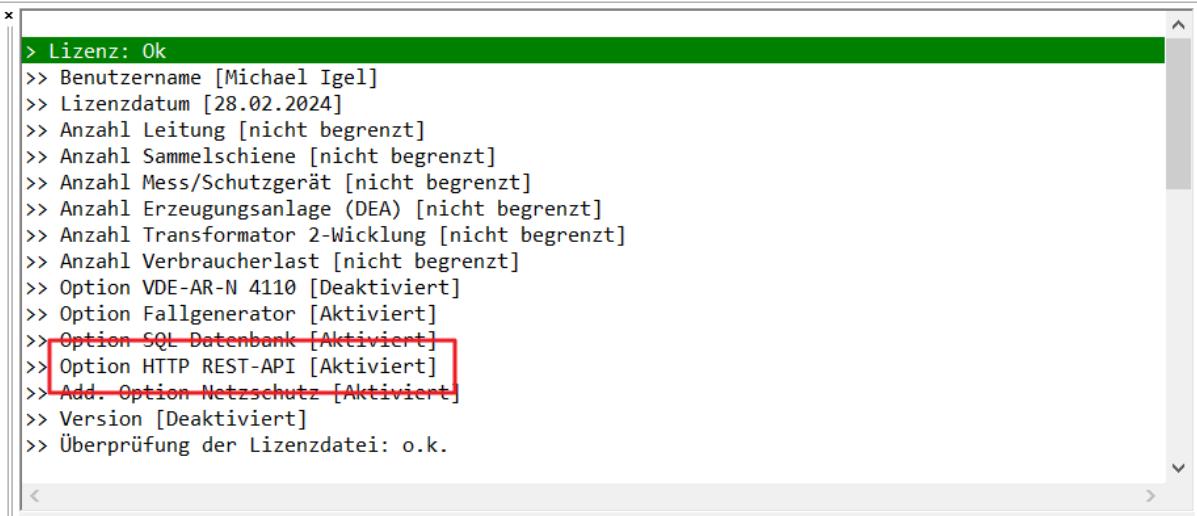
30.5.2 Webserver parametrieren

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog des Webservers. Im Folgenden wird beispielhaft erläutert, wie der Webserver eingestellt wird.

- ⇒ Sind alle Einstellwerte des Webservers gleichzeitig deaktiviert, so ist die aktuelle Lizenz für das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner nicht für die Freischaltung des Webservers vorgesehen.

Die Lizenzierung des Webservers kann direkt nach dem Programmstart von ATPDesigner im **Meldungsfenster** kontrolliert werden. In der nachfolgenden Abbildung wird im **Meldungsfenster** die Option **HTTP REST-API** als aktiviert angezeigt.

¹⁵ www.postman.com



```

> Lizenz: Ok
>> Benutzername [Michael Igel]
>> Lizenzdatum [28.02.2024]
>> Anzahl Leitung [nicht begrenzt]
>> Anzahl Sammelschiene [nicht begrenzt]
>> Anzahl Mess/Schutzgerät [nicht begrenzt]
>> Anzahl Erzeugungsanlage (DEA) [nicht begrenzt]
>> Anzahl Transformator 2-Wicklung [nicht begrenzt]
>> Anzahl Verbraucherlast [nicht begrenzt]
>> Option VDE-AR-N 4110 [Deaktiviert]
>> Option Fallgenerator [Aktiviert]
>> Option SQL Datenbank [Aktiviert]
>> Option HTTP REST-API [Aktiviert] (highlighted)
>> Add. Option Netzschutz [Aktiviert]
>> Version [Deaktiviert]
>> Überprüfung der Lizenzdatei: o.k.

```

Abbildung 71: Überprüfung der Lizenzierung des Webservers mit REST-API

Die nachfolgende Vorgehensweise wird zur Parametrierung des Webservers empfohlen.

1. Option **Kommunikation verschlüsseln** deaktivieren
2. Option **Timeout** deaktivieren
3. Die **Speichergröße** des Empfangsspeichers sollte falls erforderlich an den vom Webclient zu empfangenen maximalen Datenumfang angepasst werden.
4. **IP-Adresse** und **Port** des Webservers einstellen
Die IP-Adressen und die MAC-Adressen des Webservers können mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **IP-Adresse** in das **Meldungsfenster** ausgegeben werden.

Im nächsten Schrittmüssen die IP-Adressen der zugelassenen Webclients in die **Whitelist der zulässigen IP-Adressen** eingetragen werden. Dazu wird für jede zulässige IP-Adresse mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Anhängen** eine neue Zeile in der Tabelle geöffnet.

- ⇒ Wurden Einstellwerte in dem Einstelldialog der Registerkarte **Webserver** geändert, muss der Webserver deaktiviert und wieder aktiviert werden, um die geänderten Einstellwerte zu übernehmen und zu verwenden.

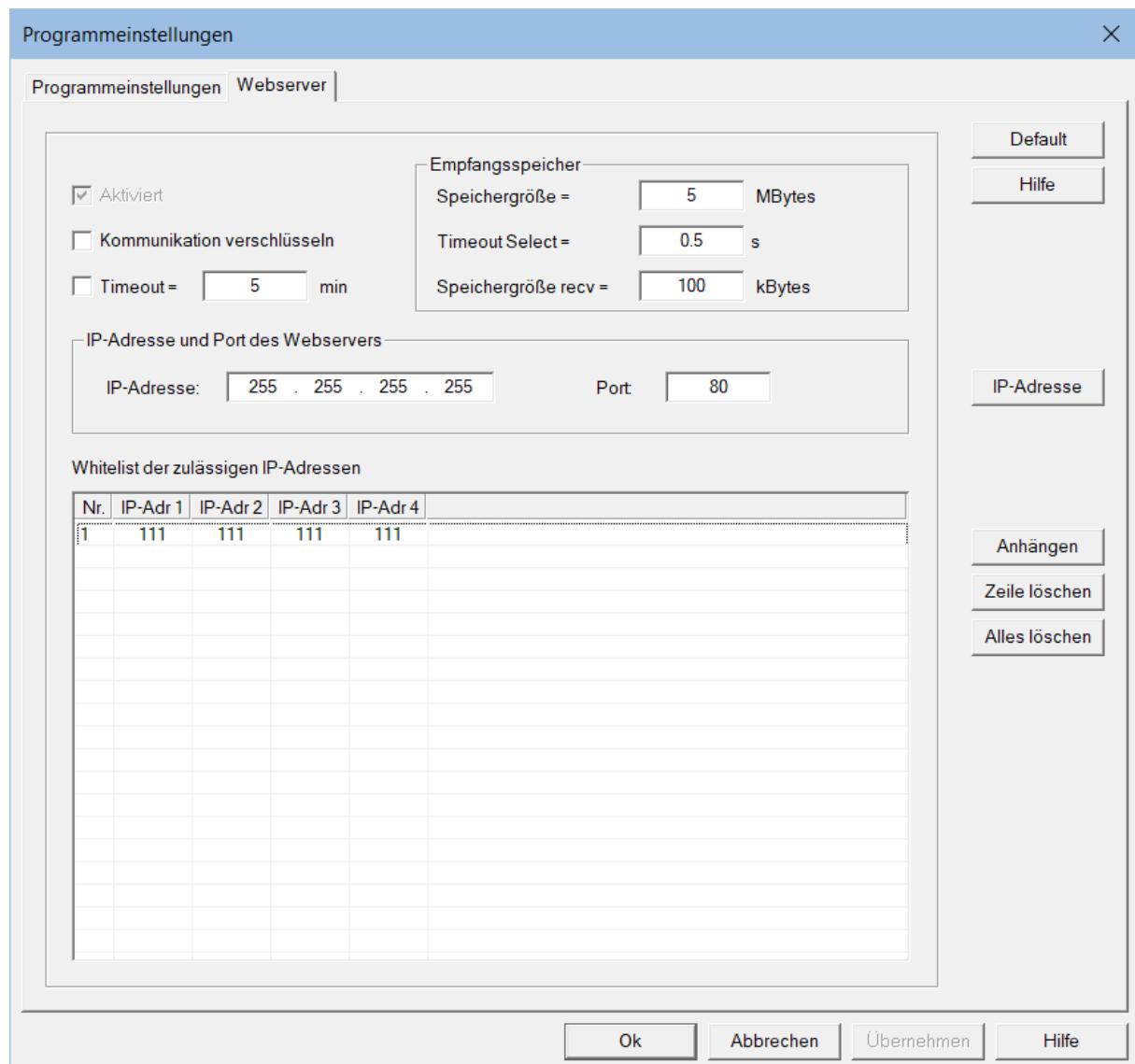


Abbildung 72: Einstelldialog des in ATPDesigner integrierten Webserver

30.5.3 Start des Webservers mit REST-API

Der Webserver kann wie folgt gestartet werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Webserver, Webserver EIN/AUS**

mit dem Toolbar-Button



Konnte der Webserver erfolgreich gestartet werden, so werden die nachfolgend dargestellten Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben. Wie zu erkennen ist, konnte der Webserver erfolgreich parametriert, initialisiert und gestartet werden. In der letzten Zeile wird angezeigt, dass der Webserver auf einen http-basierten Request (Anfrage) eines Webclients wartet.

```
x > Webserver starten ...
>> Webserver: IP-Address:
>> Webserver: Port: 80
>> Webserver: Receive Buffer Size: 5000000 Bytes
>> Webserver: Buffer Size (recv): 100000 Bytes
>> Webserver: Timeout (select): 0 s, 500000 µs
>> Webserver: WSAStartup erfolgreich
>> Webserver: IP-Adresskonvertierung erfolgreich
>> Webserver: TCP Server Socket Erstellung erfolgreich
>> Webserver: Binden erfolgreich
>> Webserver: Abhören erfolgreich
>> Webserver: Warte auf Client zum Verbindungsaufbau ...
```

Abbildung 73: Meldung des erfolgreichen Startes, warten auf einen Request

Konnte der Webserver nicht gestartet werden, weil z.B. die IP-Adresse des Webservers im Einstelldialog fehlerhaft eingestellt ist, so werden z.B. die nachfolgend dargestellten Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben.

```
x > Webserver starten ...
>> Webserver: IP-Address:
>> Webserver: Port: 80
>> Webserver: Receive Buffer Size: 5000000 Bytes
>> Webserver: Buffer Size (recv): 100000 Bytes
>> Webserver: Timeout (select): 0 s, 500000 µs
>> Webserver: WSAStartup erfolgreich
>> Webserver: IP-Adresskonvertierung erfolgreich
>> Webserver: TCP Server Socket Erstellung erfolgreich
>> Webserver: Binden fehlgeschlagen, Error 10049
```

Abbildung 74: Meldung falls kein Start des Webservers möglich ist

Wird der Webserver deaktiviert, so werden die nachfolgend dargestellten Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben.

```
>> Webserver: Timeout (select): 0 s, 500000 µs
>> Webserver: WSAStartup erfolgreich
>> Webserver: IP-Adresskonvertierung erfolgreich
>> Webserver: TCP Server Socket Erstellung erfolgreich
>> Webserver: Binden erfolgreich
>> Webserver: Abhören erfolgreich
>> Webserver: Warte auf Client zum Verbindungsaufbau ...

> Web Server beenden ...
>> Socket schließen erfolgreich
>> Webserver - Deaktiviert
>> Webserver: Eingehende Anfrage IP-Adresse [] ist ungültig
>> Webserver: Fehler beim Empfang eines Auftrages erkannt
```

Abbildung 75: Meldung der Deaktivierung des Webservers

Sendet ein Webclient mit einer unzulässigen IP-Adresse, die nicht in der Whitelist enthalten ist, einen Request (Anfrage) an den Webserver, so wird der Request zurückgewiesen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Meldungen im **Meldungsfenster**.

```

>> Webserver: Buffer Size (recv): 100000 Bytes
>> Webserver: Timeout (select): 0 s, 500000 µs
>> Webserver: WSAStartup erfolgreich
>> Webserver: IP-Adresskonvertierung erfolgreich
>> Webserver: TCP Server Socket Erstellung erfolgreich
>> Webserver: Binden erfolgreich
>> Webserver: Abhören erfolgreich
>> Webserver: Warte auf Client zum Verbindungsaufbau ...
>> Webserver: Eingehende Anfrage IP-Adresse [ ] ist ungültig
>> Webserver: Akzeptieren eines eingehenden Verbindungsaufbaus fehlgeschlagen, Error 0
>> Webserver: Fehler beim Empfang eines Auftrages erkannt
>> Webserver: Warte auf Client zum Verbindungsaufbau ...

```

Abbildung 76: Anfrage eines Webclient mit unzulässiger IP-Adresse

Wird vom Webserver ein Request (Anfrage) eines Webclients mit einer zulässigen IP-Adresse empfangen, so werden Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft Meldungen des Webservers.

```

> Webserver starten ...
>> Webserver: IP-Address:
>> Webserver: Port: 80
>> Webserver: Receive Buffer Size: 5000000 Bytes
>> Webserver: Buffer Size (recv): 100000 Bytes
>> Webserver: Timeout (select): 0 s, 500000 µs
>> Webserver: WSAStartup erfolgreich
>> Webserver: IP-Adresskonvertierung erfolgreich
>> Webserver: TCP Server Socket Erstellung erfolgreich
>> Webserver: Binden erfolgreich
>> Webserver: Abhören erfolgreich
>> Webserver: Warte auf Client zum Verbindungsaufbau ...
>> Webserver: Eingehende Anfrage IP-Adresse
>> Webserver: Eingehenden Verbindungsaufbau akzeptiert
>> Webserver: HTTP-Daten 100000/100000 Bytes empfangen
>> Webserver: HTTP-Daten 100000/200000 Bytes empfangen
>> Webserver: HTTP-Daten 70401/270401 Bytes empfangen
>> Webserver: HTTP-Daten 0/270401 Bytes empfangen
>> Webserver: HTTP-Daten (270401 Bytes) empfangen

>> Webserver: HTTP-Anfrage [POST /?ID1=3 HTTP/1.1Content-Length: 270320Content-Type: application/
>> Webserver: HTTP-Anfrage Inhalt [[ { "author": "Institut fuer elektrische Ener
>> Syntax der JSON-Datei analysieren: o.k.
>> WebClient: Auftrag [Task=opennetfile][Betriebsart=][Start=:][Ende=:][Netdatei=]
>> WebClient: Dateiname der Base64 NET-Datei [c:\test\test.bnet]
>> WebClient: Institut fuer elektrische Energiesysteme
>> WebClient: ATPDesigner Version 4.01.91 - 23.11.2023
>> WebClient: Export JSON-Forecast File
>> Webserver: .NET-Datei speichern c:\test\test_B64DEC.bnet
>> Webserver: .NET-Datei einlesen

> Suche nach nicht verbundenen Knoten für alle Netzwerkelemente ..
>> 0 nicht verbundene Knoten gefunden
>> Suche nach nicht verbundenen Knoten beendet

```

Abbildung 77: Meldungen nach einem zulässigen http-basierter Request POST

Der Empfang eines zulässigen http-basierten **Request** (Anfrage) wird als eingehende Anfrage mit der IP-Adresse des Webclient gemeldet. Ist die IP-Adresse in der **Whitelist** als zulässig definiert, so wird der Verbindungsaufbau und damit der http-basierte **Request** des Webclient akzeptiert. Danach empfängt der Webserver ggfs. in mehreren Paketen unterschiedlicher Länge die vom Webclient gesendeten Daten.

Im nächsten Schritt wird vom Webserver geprüft, ob es sich um einen http-basierte **Request** gemäß der Spezifikation des **REST-API** von ATPDesigner handelt. Die empfangenen Daten werden im **Meldungsfenster** ausgegeben. Es wird eine ggfs. im Request enthaltene **JSON-Prognosedatei** isoliert und die Syntax überprüft. Ist die **JSON-Prognosedatei** syntaktisch oder gemäß der Spezifikation des **REST-API** fehlerhaft, wird die weitere Verarbeitung der Daten des http-basierten **Request** abgebrochen.

Im Weiteren werden der Inhalt der JSON-Prognosedatei sowie ausgewählte Inhalte von darin enthaltenen JSON-Objekten im **Meldungsfenster** ausgegeben. Die Textelemente im **Meldungsfenster** können per **Left Mouse Button Click** markiert und mit **Strg + C** in die Zwischenablage kopiert werden. Der vollständige Inhalt des Meldungsfensters kann mit **Strg + A** in die Zwischenablage kopiert werden.

30.5.4 Beispiel: Lastflussberechnung ausführen und Netzzustand ermitteln

Mit dem http-Request **POST** kann ein Webclient einen **Auftrag** (Request) an ATPDesigner senden, der einen Verarbeitungsprozesses startet, der wiederum neue Daten generiert. Teil des http-Request **POST** ist als Inhalt (**Content**) eine **JSON-Datei**. Die neuen Daten können mit dem http-Request **GET** angefordert werden. Weitere Informationen zum http-Request **POST** des **REST-API** sind im nachfolgenden Kapitel erläutert.

- ⇒ [Webservice: http-Webserver mit REST-API zur Netzberechnung](#)
- ⇒ [REST-API: POST – Auftrag \(Task\) ausführen mit einer JSON-Datei](#)

Um eine Lastflussberechnung durch einen http-Request **POST** des **REST-API** zu starten, muss zuerst die .NET-Datei des Stromnetzes eingelesen werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Öffnen ...** oder **Strg + O**

Als nächster Schritt wird kontrolliert, ob eine konvergente Lastflussberechnung für das Stromnetz ausgeführt werden kann. Erst danach ist es sinnvoll, den in ATPDesigner integrierten Webserver zu parametrieren und zu aktivieren. Um den http-Request **POST** an den in ATPDesigner integrierten Webserver zu senden, wird ein Webclient wie z.B. die Webclient-API **Postman**¹⁵ zu verwenden.

„Postman is an API platform for building and using APIs. Postman simplifies each step of the API lifecycle and streamlines collaboration so you can create better APIs—faster.“

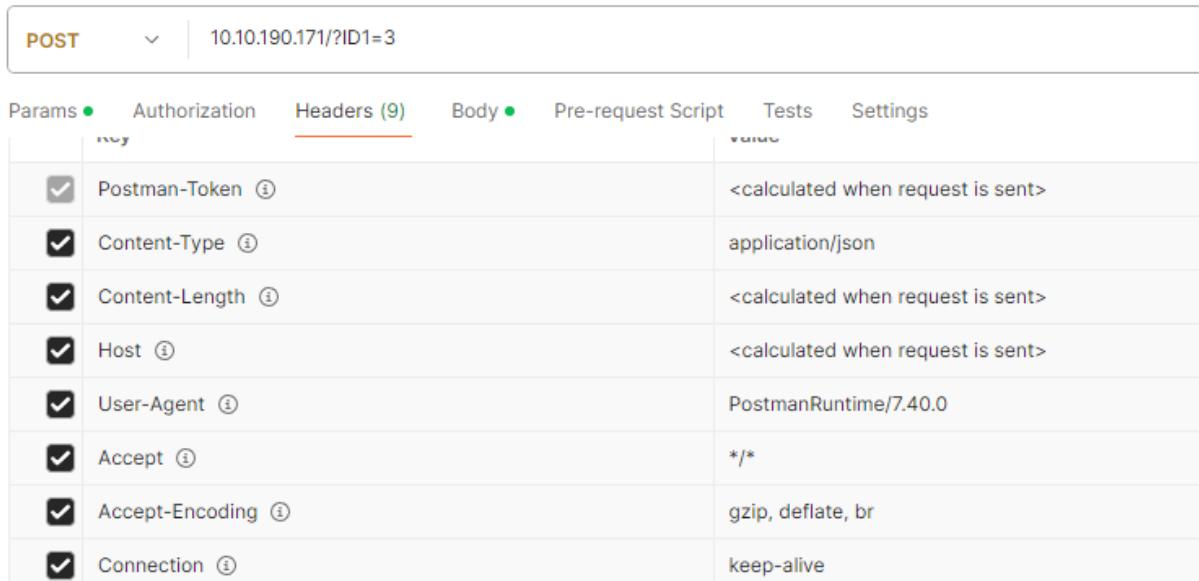
Mit Hilfe des Webclient kann der http-Request **POST** an die IP-Adresse des in ATPDesigner integrierten Webservers gesendet werden. Der http-Request **POST** muss u.a. folgende Informationen beinhalten.

- URL-Parameter: **?ID1=3**
- Content-Type: **application/json**
- Content: [JSON-Prognosedatei](#)

Um den http-Request **POST** mit dem Webclient-API **Postman** ausführen zu können, müssen nach erstmaligem Start des Webclient-API **Postman**¹⁵ die nachfolgenden Schritte beachtet werden.

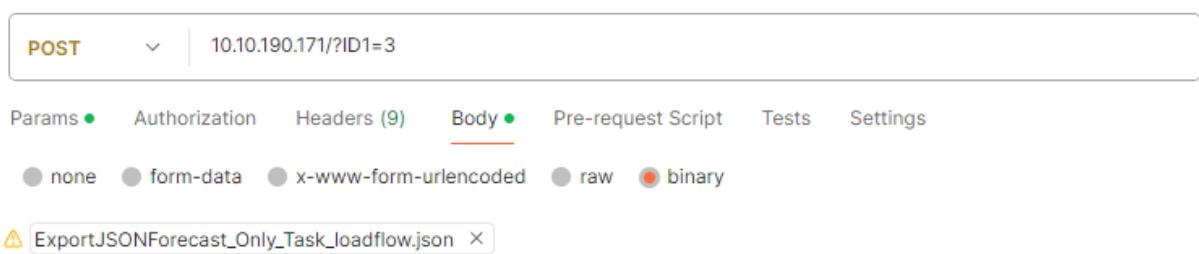
1. Im ersten Schritt muss unter **Headers** der **Content-Type application/json** aktiviert werden. Hierzu kann im Feld **Key** der Begriff **Content-Type** eingegeben und in einer Auswahlliste ausgewählt werden. Im Feld **Value** kann dann mit gleicher Vorgehensweise der gewünschte Typ ausgewählt werden.
2. Als Wert des Einstellwertes **Body** muss **binary** ausgewählt werden.
3. Es muss unter **Body** eine **JSON-Prognosedatei** eingelesen und mitgesendet werden.

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft die WebClient-API **Postman** dargestellt. Die JSON-Datei als **Content** ist unter dem Menüpunkt **Body** parametriert.



Header	Value
Postman-Token	<calculated when request is sent>
Content-Type	application/json
Content-Length	<calculated when request is sent>
Host	<calculated when request is sent>
User-Agent	PostmanRuntime/7.40.0
Accept	*/*
Accept-Encoding	gzip, deflate, br
Connection	keep-alive

Abbildung 78: Parametrierung des WebClient-API Postman (Beispiel)



Header	Value
Postman-Token	<calculated when request is sent>
Content-Type	application/json
Content-Length	<calculated when request is sent>
Host	<calculated when request is sent>
User-Agent	PostmanRuntime/7.40.0
Accept	*/*
Accept-Encoding	gzip, deflate, br
Connection	keep-alive

Abbildung 79: Parametrierung der JSON-Prognosedatei als Body

In der nachfolgenden Abbildung wird beispielhaft eine minimale [JSON-Prognosedatei zum Start einer Lastflussberechnung](#) dargestellt. Zum Start einer Lastflussberechnung muss für das JSON-Objekt **task** der Wert **loadflow** verwendet werden.

```
[
  {
    "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
    "date": "23.11.2023",
    "time": "12:24:48",
    "description": "Export JSON-Forecast File",
    "filetype": "forecast",
    "fileversion": "1",
    "fileformat": "1",
    "simulationtime": "23.11.2023 00:15 DST=0 - 23.11.2023 00:30 DST=0",
    "operationmode": "User defined",
    "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 23.11.2023",
    "datafile": "C:\\\\ATPDesigner\\\\01_28_WebServer\\\\network_15.bnet"
  },
  {
    "tasklist": [
      {
        "task": "loadflow"
      }
    ]
  }
]
```

Abbildung 80: JSON-Prognosedatei zum Start einer Lastflussberechnung

Wurde eine konvergente Lastflussberechnung ausgeführt, können mit dem http-Request **GET** die Ergebnisse der Lastflussberechnung durch den Webclient ausgelesen werden, z.B.

- Der Netzzustand **rot**, **grün** oder **gelb** in Anlehnung an das dem BDEW-Ampelkonzept [22].
- Der Bericht zur Lastflussberechnung (Office Open XML [21]).

Der http-Request **GET** zum [Auslesen des berechneten Netzzustandes](#) muss u.a. folgende Informationen beinhalten.

- URL-Parameter: `/?ID1=4`
- Content-Type: **text/plain**

Um den http-Request **GET** mit dem Webclient-API **Postman** ausführen zu können, müssen nach erstmaligem Start des Webclient-API **Postman** die nachfolgenden Schritte beachtet werden.

1. Im ersten Schritt muss unter **Headers** der **Content-Type text/plain** aktiviert werden.
2. Im zweiten Schritt muss unter **Body** der Typ **none** ausgewählt werden.

In der http-Response sendet der in ATPDesigner integrierte Webserver die nachfolgend dargestellte **JSON-Prognosedatei** als Inhalt (**Content**) an den Webclient zurück.

```
[
  {
    "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
    "date": "22.12.2023",
    "time": "12:10:35",
    "description": "Meldung an den Web Client",
    "filetype": "Lastflussberechnung",
    "fileversion": "1",
    "fileformat": "1",
    "program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.91 - 22.12.2023",
    "datafile": "C:_ATPDesigner_01_28_WebServer_WebServer_TestNetz.bnet"
  },
  {
    "lfresults": [
      {
        "gridstate": 0
      }
    ]
  }
]
```

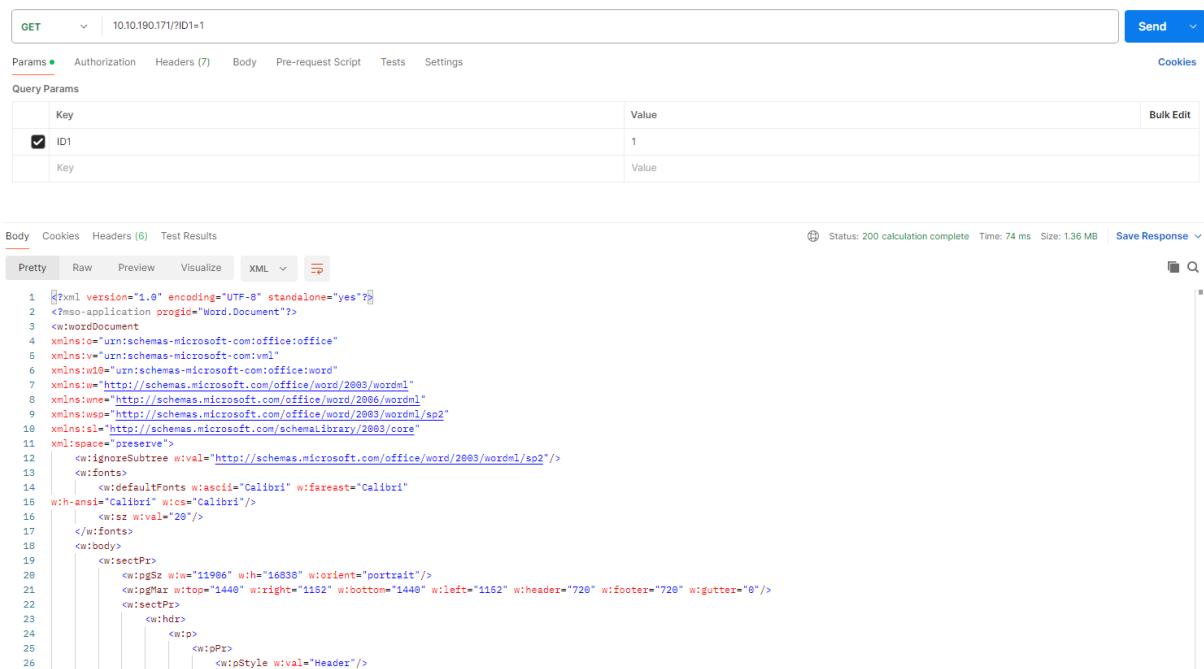
Es wird der in der letzten Netzberechnung ermittelte Netzzustand (Grid State) entsprechend dem BDEW-Ampelkonzept [22] als Wert des JSON-Objektes **gridstate** übermittelt.

Grid State	Bedeutung
0	Kein aktueller Netzzustand bekannt
1	Netzzustand rot
2	Netzzustand gelb
3	Netzzustand grün

Der http-Request **GET** zum [Auslesen des Berichtes](#) der letzten Lastflussberechnung muss u.a. folgende Informationen beinhalten.

- URL-Parameter: /?ID1=1
- Content-Type: **text/plain**

In der http-Response sendet der in ATPDesigner integrierte Webserver wie nachfolgend dargestellt den letzten, d.h. zeitlich jüngsten **Bericht** [21] als Inhalt (**Content**) an den Webclient zurück.



```

1 <?xml version="1.0" encoding="UTF-8" standalone="yes"?>
2 <?ooo-application progid="Word.Document"?>
3 <w:wordDocument
4   xmlns:o="urn:schemas-microsoft-com:office:office"
5   xmlns:v="urn:schemas-microsoft-com:xml"
6   xmlns:w10="urn:schemas-microsoft-com:office:word"
7   xmlns:w="http://schemas.microsoft.com/office/word/2003/wordml"
8   xmlns:vt="http://schemas.microsoft.com/office/word/2006/wordml"
9   xmlns:wp="http://schemas.microsoft.com/office/word/2003/wordml/sp2"
10  xmlns:is="http://schemas.microsoft.com/schemaLibrary/2003/core"
11  xmlns:space="preserve">
12    <w:ignoreSubtree w:v1="http://schemas.microsoft.com/office/word/2003/wordml/sp2"/>
13    <w:fonts>
14      <w:defaultFonts w:ascii="Calibri" w:fareast="Calibri"
15      w:hansi="Calibri" w:cstheme="Calibri"/>
16      <w:sz w:v1="20"/>
17    </w:fonts>
18    <w:body>
19      <w:sectPr>
20        <w:pPr w:iw="11986" w:h="16838" w:orient="portrait"/>
21        <w:pMax w:top="1440" w:right="1152" w:bottom="1440" w:left="1152" w:header="720" w:footer="720" w:gutter="0"/>
22      </w:sectPr>
23      <w:tblPr>
24        <w:tblHeaderPr>
25          <w:p>
26            <w:pStyle w:v1="Header"/>

```

Abbildung 81: Bericht zur Lastflussberechnung als http-Response im Webclient Postman

In der nachfolgenden Abbildung ist die Kommunikation zwischen dem Webclient und dem Webserver als vereinfachtes Ablaufdiagramm dargestellt.

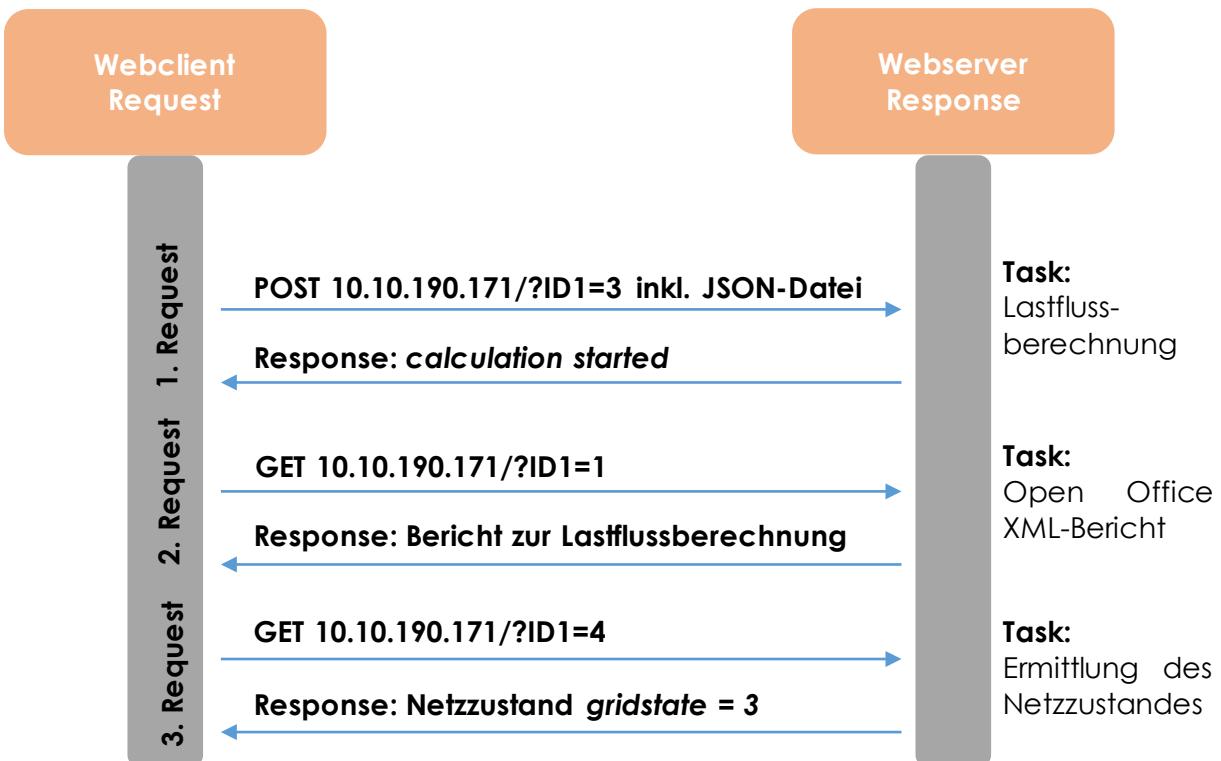


Abbildung 82: Prinzipdarstellung der Client-Server-Kommunikation

30.5.5 Beispiel: Auslesen der topologischen Daten des Stromnetzes

Mit dem http-Request **GET** kann ein Webclient einen **Auftrag** (Request) an ATPDesigner senden, um eine JSON-Datei auszulesen, welche die topologischen Daten des Stromnetzes beinhaltet. Der http-Request **GET** zum [Auslesen der JSON-Datei mit topologischen Daten](#) des Stromnetzes muss u.a. folgende Informationen beinhalten.

- URL-Parameter: **/?ID1=8**
- Content-Type: **text/plain**

In der http-Response sendet der in ATPDesigner integrierte Webserver wie nachfolgend dargestellt den letzten, d.h. zeitlich jüngsten **Bericht** [21] als Inhalt (**Content**) an den Webclient zurück.

Die JSON-Datei kann wie nachfolgende erläutert auch manuell exportiert werden.

- Hauptmenü **Datei**, Menüpunkt **Export**
- Menüpunkt Stromnetz Daten

Die Erläuterung von Struktur und Inhalten der JSON-Datei mit topologischen Daten ist im Handbuch [Bd. 1] enthalten.

30.6 Automatische Identifikation der Nennspannung

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die Nennspannung von Stromnetzen automatisiert zu erkennen und den Betriebsmitteln zuzuweisen. Die Funktion **Stromnetz: U_n Ebenen** wird an dem Stromnetz in der nachfolgenden Abbildung beispielhaft erläutert.

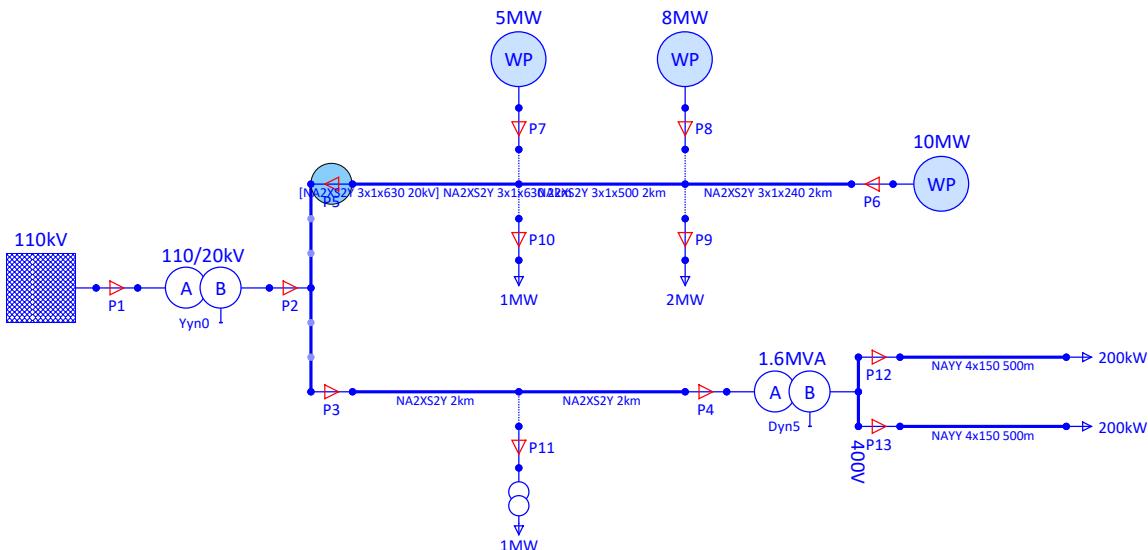


Abbildung 83: Automatisierte Erkennung der Nennspannung von Stromnetzen

Die Funktion **Stromnetz: U_n Ebenen** wird wie folgt gestartet.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Stromnetz: Un Ebenen**

Alternativ kann das **Right Mouse Button Menu** geöffnet und der Menüpunkt **Stromnetz: U_n Ebenen** mit einem **Left Mouse Button Click** aktiviert werden.

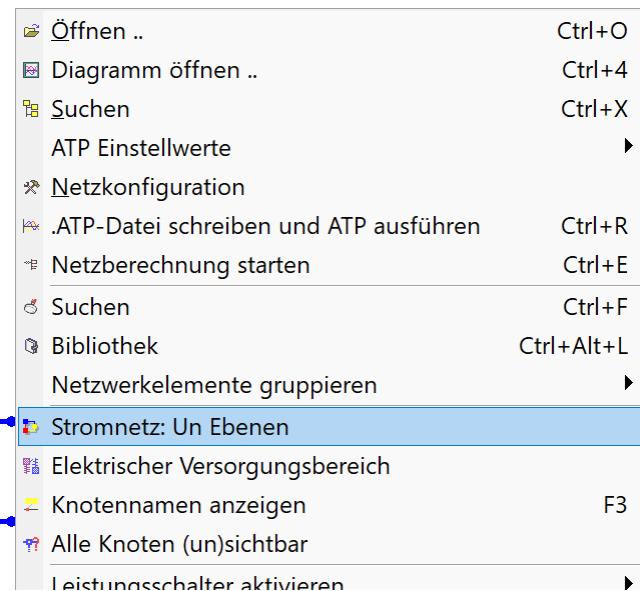


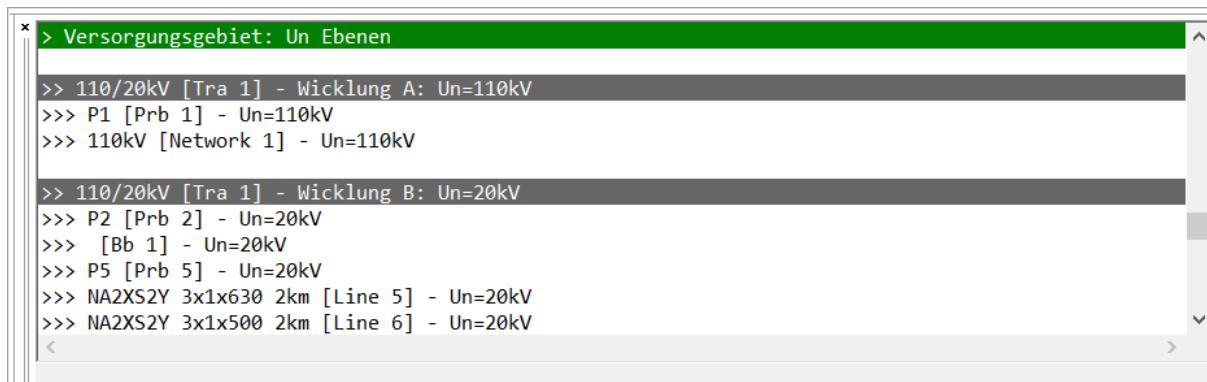
Abbildung 84: Start der Funktion U_n Ebenen zur Identifikation von Nennspannungen

- ⇒ Arbeitsweise, Regeln und Randbedingungen der Funktion und des Algorithmus sind in [Bd. 1] **Stromnetz: Un Ebenen – Identifikation und Einstellung der Nennspannung U_n** enthalten.

Wie das Beispiel in der nachfolgenden Abbildung zeigt, startet der Algorithmus die Identifikation der Nennspannungen ausgehend von Wicklung A des 110kV/20kV-Transformators mit $U_n = 110\text{kV}$. Es werden nur zwei Netzwerkelemente identifiziert und der Nennspannungsebene $U_n = 110\text{kV}$ zugeordnet. Danach wird die Suche an der Wicklung B des Transformators mit $U_n = 20\text{kV}$ fortgesetzt. Diese Vorgehensweise wird ausgehend von den Wicklungen der Transformatoren so lange wiederholt, bis alle Wicklungen der im Stromnetz vorhandenen Transformatoren abgearbeitet wurden. Die identifizierten Netzwerkelemente werden im **Meldungsfenster** ausgegeben.

- **P1 [Prb 1] – $U_n=110\text{kV}$**

Das **Mess/Schutzgerät** wurde der Nennspannung $U_n = 110\text{kV}$ zugeordnet, da das Netzwerkelement ausgehend von der Wicklung A des Transformators mit Nennspannung $U_n = 110\text{kV}$ gefunden wurde. Der Einstellwert des Netzwerkelementes wurde nicht verändert.



```
> Versorgungsgebiet: Un Ebenen
>> 110/20kV [Tra 1] - Wicklung A: Un=110kV
>>> P1 [Prb 1] - Un=110kV
>>> 110kV [Network 1] - Un=110kV

>> 110/20kV [Tra 1] - Wicklung B: Un=20kV
>>> P2 [Prb 2] - Un=20kV
>>> Bb 1 - Un=20kV
>>> P5 [Prb 5] - Un=20kV
>>> NA2XS2Y 3x1x630 2km [Line 5] - Un=20kV
>>> NA2XS2Y 3x1x500 2km [Line 6] - Un=20kV
```

Abbildung 85: Suche ausgehend von den Wicklungen der Transformatoren

Vor der Anpassung der Einstellwerte der Nennspannungen der Netzwerkelemente erfolgt eine Abfrage des Anwenders.

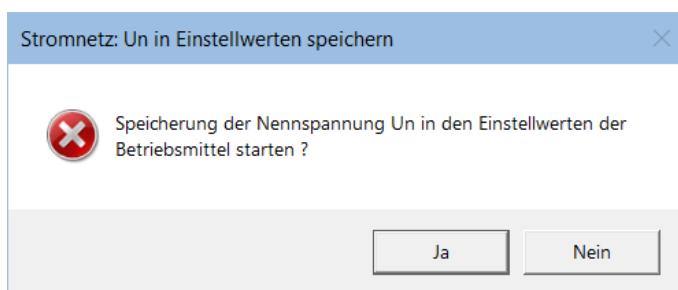


Abbildung 86: Abfrage vor der Anpassung der Einstellwerte

Nach der Bestätigung durch den Anwender werden im zweiten Schritt die Einstellwerte der Nennspannung U_n der Netzwerkelemente angepasst.

- **P1 [Prb 1] – 110kV → 110kV**

Der Einstellwert für die Nennspannung wurde für dieses Netzwerkelement durch den Algorithmus zu $U_n = 110\text{kV}$ eingestellt.

```
> Stromnetz: Un in Einstellwerten speichern

>> 110/20kV [Tra 1] - 110kV
>>> P1 [Prb 1] - 110kV -> 110kV
>>> 110kV [Network 1] - 110kV -> 110kV

>> 110/20kV [Tra 1] - 20kV
>>> P2 [Prb 2] - 20kV -> 20kV
>>> [Bb 1] - 20kV -> 20kV
>>> P5 [Prb 5] - 20kV -> 20kV
>>> [NA2XS2Y 3x1x630 20kV] NA2XS2Y 3x1x630 2km [Line 5] - 20kV -> 20kV
>>> NA2XS2Y 3x1x500 2km [Line 6] - 20kV -> 20kV
>>> NA2XS2Y 3x1x240 2km [Line 7] - 20kV -> 20kV
>>> P6 [Prb 6] - 20kV -> 20kV
>>> 10MW [3Ph 1] - 20kV -> 20kV
>>> P9 [Prb 9] - 20kV -> 20kV
>>> 2MW [Load 2] - 20kV -> 20kV
>>> P10 [Prb 10] - 20kV -> 20kV
```

Abbildung 87: Meldungsfenster - Identifikation der Nennspannungen

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Stromnetz nach Ende der Funktion. Die Zeichenfarbe der Betriebsmittel ist abhängig von den erkannten und den Betriebsmitteln zugeordneten Nennspannungen. Zusätzlich werden in der Registerkarte **Un Ebenen** der **Projektinformationen** die Nennspannungen in die zugehörigen Betriebsmittel in einer Baumstruktur dargestellt.

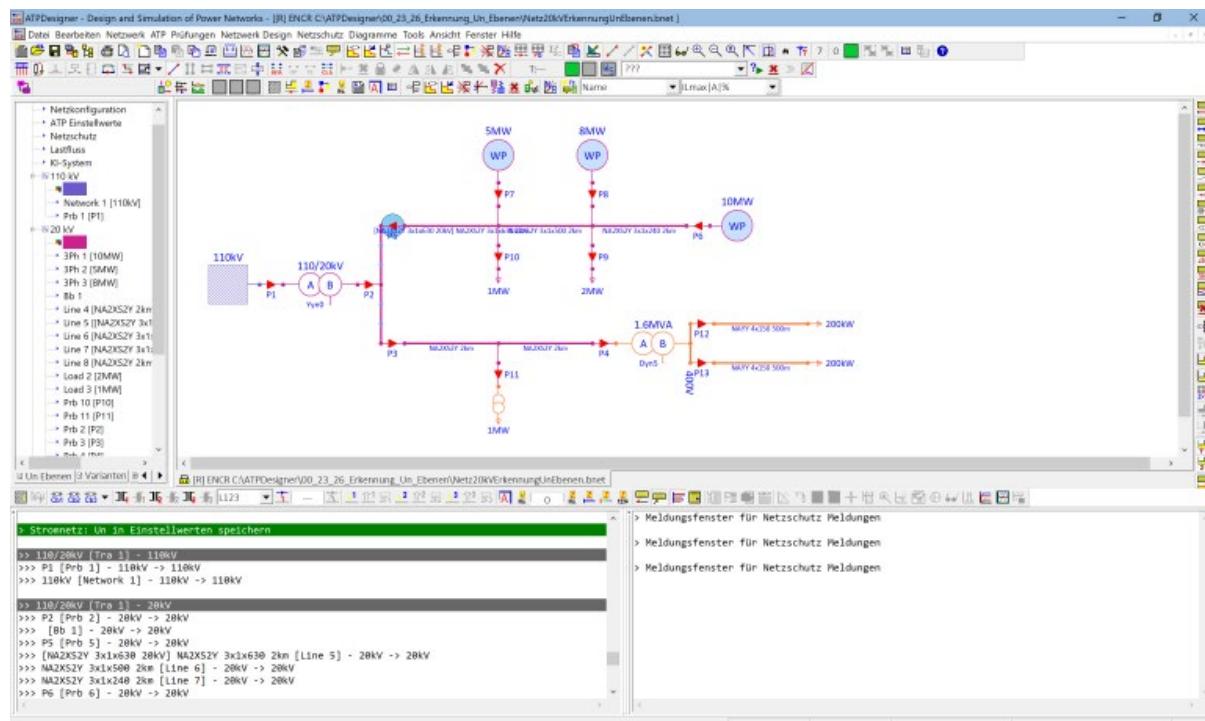


Abbildung 88: Einfärbung der Spannungsebenen, Ausgabe im Meldungsfenster

Die Zeichenfarbe der Nennspannungen können im Einstelldialog **Ebenen Un** eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Farben Un**

30.7 Erzeugungsanlage mit Parkregler in einem 20-kV-Stromverteilnetz

Eine dezentrale Erzeugungsanlage (EZA) besteht in aller Regel aus mehreren Erzeugungseinheiten (EZE). Die Erzeugungsanlage ist an einem Netzanschlusspunkt (NAP) mit einem öffentlichen Stromnetz verbunden. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine Erzeugungsanlage, die aus vier Windkraftanlagen (WP, **Erzeugungsanlage (DEA)**) besteht. In dem Arealnetz der Erzeugungsanlage sind zusätzlich zwei Bezugsanlagen (**Verbraucherlast**) im Netzparallelbetrieb angeschlossen.

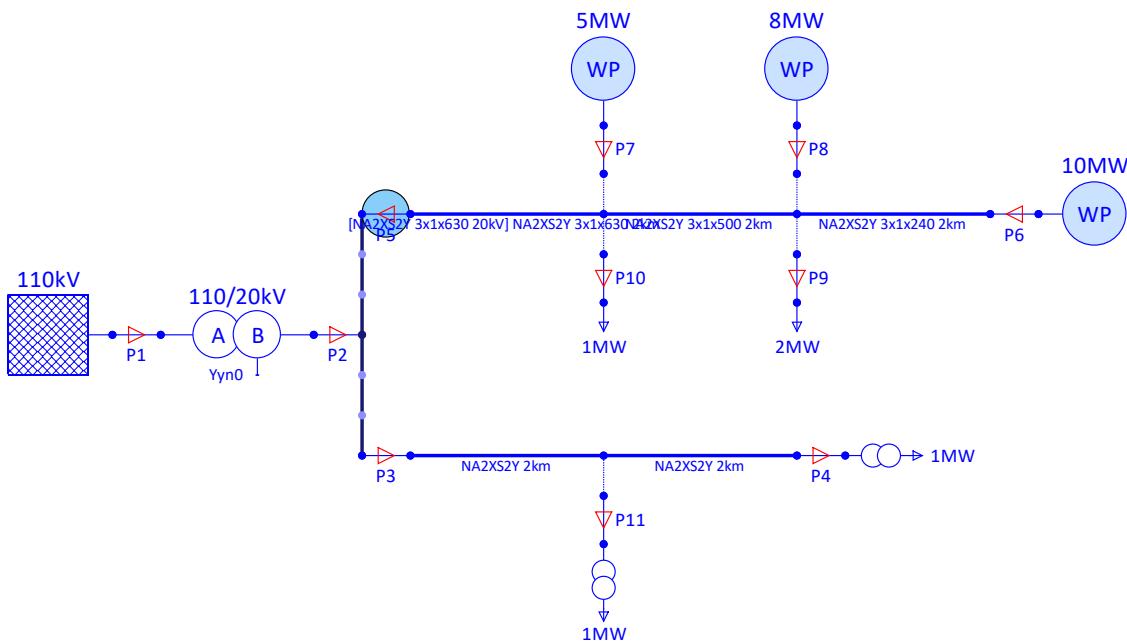


Abbildung 89: Dezentrale Erzeugungsanlage (EZA) als Arealnetz mit Bezugsanlagen

Das mit einem hellblauen Kreis hinterlegte **Mess/Schutzgerät** P5 wird als Parkregler verwendet.

- Die Messrichtung des **Mess/Schutzgerät**, das als Parkregler verwendet wird, muss aus Sicht der Erzeugungsanlage als Einspeiseanlage im Erzeugerzählpfilsystem (EZS) verwendet werden.

```

x LF> Spannungsregler: Genauigkeit der Stufenschalter = ---
LF> Längsspannungsregler: Genauigkeit der Stufung = ---

> Parkregler (DEA) P5 [Prb 5] Pn=23MW; P=19.8806MW; Q=-6.52312Mvar; 0.95016
>> Erzeugungsanlage (DEA) 10MW [3Ph 1] Pn=10MW; P=10.0718MW; Q=-2.39943Mvar; 0.972776
>> Erzeugungsanlage (DEA) 5MW [3Ph 2] Pn=5MW; P=5.03571MW; Q=-1.30232Mvar; 0.968148
>> Erzeugungsanlage (DEA) 8MW [3Ph 3] Pn=8MW; P=8.05737MW; Q=-1.994Mvar; 0.970716

> Netzzustand (grün, gelb, rot) überprüfen ...
>> Netzzustand Gelb: [Tra 1] 110/20kV; ILmax(A)=99.77%; ILmax(B)=99.77%; Smax(A)=0.98; Umax=99.77%; Umin=99.77%
>> Netzzustand Gelb: [Line 5] [NA2XS2Y 3x1x630 20kV] NA2XS2Y 3x1x630 2km; IL=91.10%; Umax=91.10%; Umin=91.10%
>> Netzzustand Gelb: [Line 6] NA2XS2Y 3x1x500 2km; IL=82.50%; Umax=96.70%; Umin=96.40%; HB=96.40% >
< >
```

Abbildung 90: Meldungsfenster - Ergebnisse des Parkreglers der Erzeugungsanlage

Nach Ausführung einer Lastflussberechnung werden Ergebnisse der Erzeugungsanlage wie in der vorangehenden Abbildung dargestellt im **Meldungsfenster** angezeigt.

- An dem Parkregler P5 sind Erzeugungseinheiten von in Summe $P_n=23\text{MW}$ angeschlossen. Die Leistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt (NAP) beträgt $P=19,88\text{MW}$ und $Q=-6.52\text{Mvar}$. Das negative Vorzeichen der Blindleistung zeigt einen untererregten Betrieb, d.h. Blindleistungsbezug an. Der Verschiebungsfaktor am NAP beträgt $\cos \varphi=0,95$.
- Die Erzeugungsanlage (EZA) besteht aus drei Erzeugungseinheiten (EZE). Für jede Erzeugungseinheit wird die am Anschlussknoten der EZE gemessene Wirk- und Blindleistung im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) ausgegeben.

30.7.1 Parkregler - Einstelldialog Mess/Schutzgerät, Registerkarte Parkregler (DEA)

Der Einstelldialog für den Parkregler ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

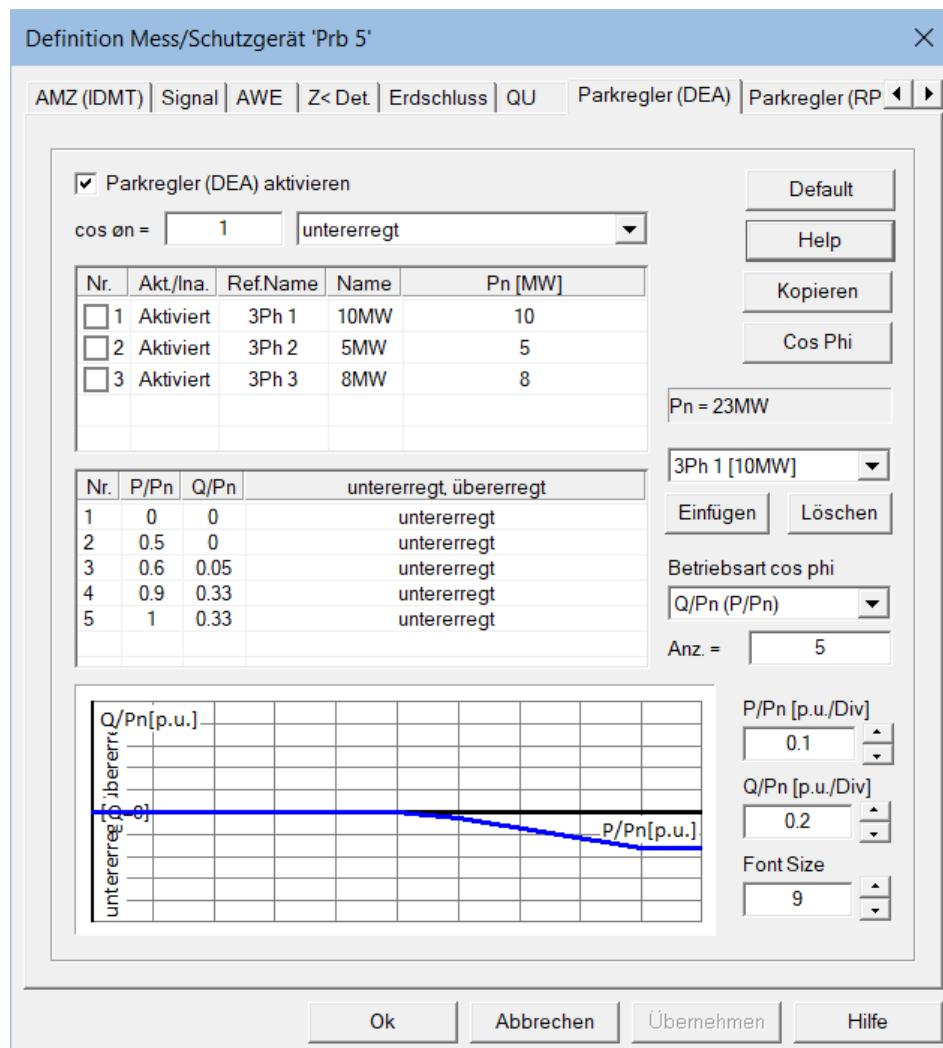


Abbildung 91: Parkregler - Einstelldialog Mess/Schutzgerät, Registerkarte Parkregler (DEA)

30.8 Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb)

Dezentrale Erzeugungsanlagen wie Solarstrom- und Windkraftanlagen, die mit Hilfe von mehreren 1-phasigen oder einem 3-phasigen Netzstromrichter elektrische Energie ins Stromnetz einspeisen, werden in ATPDesigner mit Hilfe einer Stromquelle konstanter Wirkleistung, d.h. mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** als Konstantleistungsquellen nachgebildet und in der Lastflussberechnung berücksichtigt.

Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann als 1/2/3-phasiger symmetrisch oder unsymmetrisch arbeitender Netzstromrichter oder als 3-phägiger symmetrisch arbeitender Netzstromrichter verwendet werden.

Die Einstellung der Erzeugungsanlagen für den Normalbetrieb des Stromnetzes erfolgt typischerweise mit der Nennwirkleistung P_n und einer Blindleistungsbereitstellung mit konstantem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ oder einer Kennlinie $Q(P)$ oder $Q(U)$ nach VDE-AR-N 4110 [18] oder VDE-AR-N 4120 [29].

- ⇒ Das Verhalten der Dezentralen Erzeugungsanlagen im Normalbetrieb wird in Kapitel [Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen](#) erläutert. Es wird empfohlen, das Kapitel als ersten Schritt durchzuarbeiten.
- ⇒ Ein weiteres Anwendungsbeispiel ist im Kapitel **Parkregler (DEA) – Parkregler für Erzeugungsanlagen (DEA)** in Band 2 Teil 3 [Bd. 2] enthalten. In diesem Beispiel wird im Schwerpunkt die Blindleistungsbereitstellung im Normalbetrieb der Stromnetze behandelt.

Dezentrale Erzeugungsanlagen sollen im Kurzschlussbetrieb netzstützend wirken. Aus netzphysikalischer Sicht können unter dem Begriff *netzstützend* folgende Aufgaben verstanden werden:

- Einspeisung von Blindstrom am Netzanschlusspunkt (NAP), um die Funktionsfähigkeit des Netzschatzes, d.h. der Netzschatzgeräte zur selektiven Kurzschlussortung und Kurzschlussauslösung (Kurzschlussabschaltung) sicherzustellen
- Einspeisung von Blindstrom am Netzanschlusspunkt (NAP), um den Einbruch der Netzzspannung zu begrenzen und die Breite des Spannungstrichters zu minimieren

Dezentralen Erzeugungsanlagen sind in der Lage, im Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes am Netzanschlusspunkt (NAP) Blindstrom I_b und nach Vermögen und Verfügbarkeit zusätzlich Wirkstrom I_w einzuspeisen. Als Voraussetzung muss am Netzanschlusspunkt (NAP) eine minimale Netzzspannung als Gegenspannung messbar sein: abhängig von der Kurzschlussart für einen symmetrischen Kurzschluss eine Spannung im Mitsystem, für einen unsymmetrischen Kurzschluss Spannungen in Mitsystem und Gegensystem. Da in aller Regel zwischen der Erzeugungsanlage (EZA) bzw. den Erzeugungseinheiten (EZE) und dem öffentlichen Stromnetz ein Transformator verwendet wird, kann man durch die Sternpunktbehandlung bedingt von einer Entkopplung der Nullsysteme ausgehen. Daher wird die Erzeugungsanlage keinen Kurzschlussstrom im Nullsystem einspeisen.

Um auch im Fall der Dunkelflaute eine selektive Kurzschlussortung sicherzustellen, wird die Blindstromeinspeisung vor der Wirkstromeinspeisung priorisiert.

Die Einspeisung von Blind- und optional Wirkstrom erhöht am Netzanschlusspunkt (NAP) und damit im gesamten Stromnetz die Netzspannung. Als Folge sind weniger Bezugs- und Einspeiseanlagen von einer zu geringen Netzspannung betroffen. Ein Netzwieder- aufbau nach einer selektive Kurzschlussauslösung wird dadurch befördert.

Die Verwendung des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** wird am Beispiel eines 20-kV-Stromverteilnetzes vorgestellt, das in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ist.

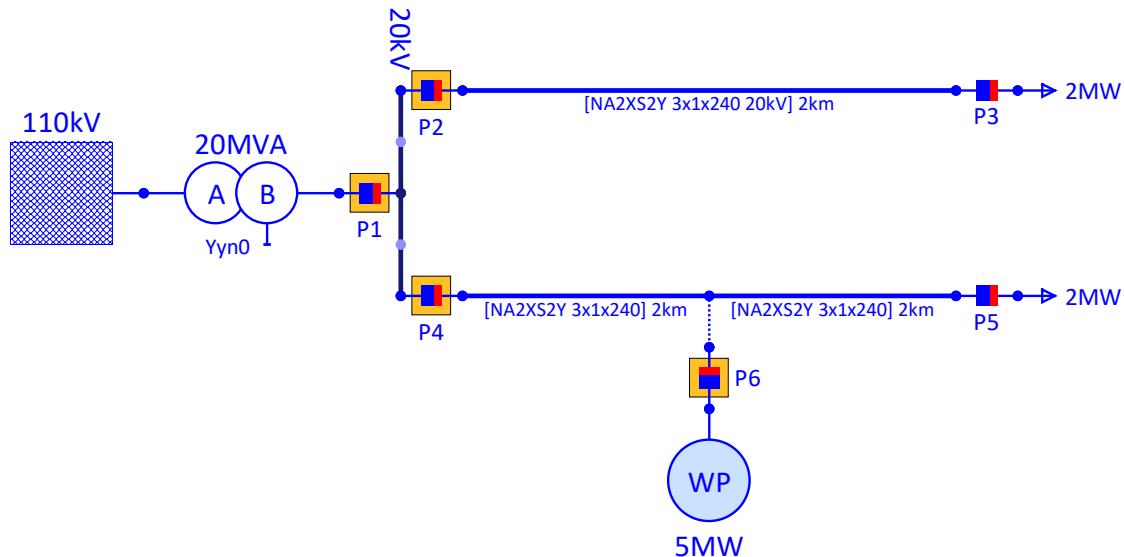


Abbildung 92: 20-kV-Stromverteilnetz mit Erzeugungsanlage (DEA)

Der Kurzschlussschutz wird auf Grund der strahlennetzförmigen Netztopologie als ungerichteter Überstromzeitschutz mit den **Mess/Schutzgeräten** P1, P2 und P4 realisiert. Das **Mess/Schutzgerät** P6 realisiert den Entkupplungsschutz nach VDE-AR-N-4110 [18] als Spannungsrückgangs- und Spannungssteigerungsschutz (Unter- und Überspannungsschutz). Der Frequenzschutz wird nicht berücksichtigt, da die Netzberechnung als Berechnung eines stationären Netzzustandes für Netzfrequenz $f = f_n$ ausgeführt wird.

Mess/Schutzgerät	Einstellwerte
Überstromzeitschutz P1	<ul style="list-style-type: none"> $U_n = 20\text{kV}$, $I_n = 600\text{A}$ $I >= 1,2 I_n$, $t_{I>} = 300\text{ms}$
Überstromzeitschutz P2 und P4	<ul style="list-style-type: none"> $U_n = 20\text{kV}$, $I_n = 600\text{A}$ $I >= 1,2 I_n$, $t_{I>} = 100\text{ms}$
Entkupplungsschutz P6 $U<>$	<ul style="list-style-type: none"> $U_n = 20\text{kV}$, $I_n = 600\text{A}$ Betriebsart $U_{mess} = \text{ULE}$ $U< = 0,8 U_n/\sqrt{3}$, $t_{U<} = 300\text{ms}$ $U> = 1,1 U_n/\sqrt{3}$, $t_{U>} = 1000\text{ms}$

30.8.1 Erzeugungsanlage (DEA) – Vorgehensweise Kurzschlussstromberechnung

Im Folgenden wird die Vorgehensweise erläutert, um eine Kurzschlussstromberechnung als **Berechnung des stationären Netzzustandes** mit einem oder mehreren Netzwerkelementen **Erzeugungsanlage (DEA)** durchzuführen.

- ⇒ Nachfolgend wird keine Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] behandelt, sondern eine Kurzschlussstromberechnung nach dem Überlagerungsverfahren durch die **Berechnung des stationären Netzzustandes** [Bd. 3].

Im Folgenden wird erläutert, wie das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** für den LVRT-Betrieb einzustellen und in Stromnetzen für Kurzschlussuntersuchungen zu verwenden ist. Es wird empfohlen, die Reihenfolge der Arbeitsschritte beizubehalten. Die Erläuterungen gehen davon aus, dass durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Taste **Default** die Grundeinstellung des Einstelldialogs eingestellt wurden.

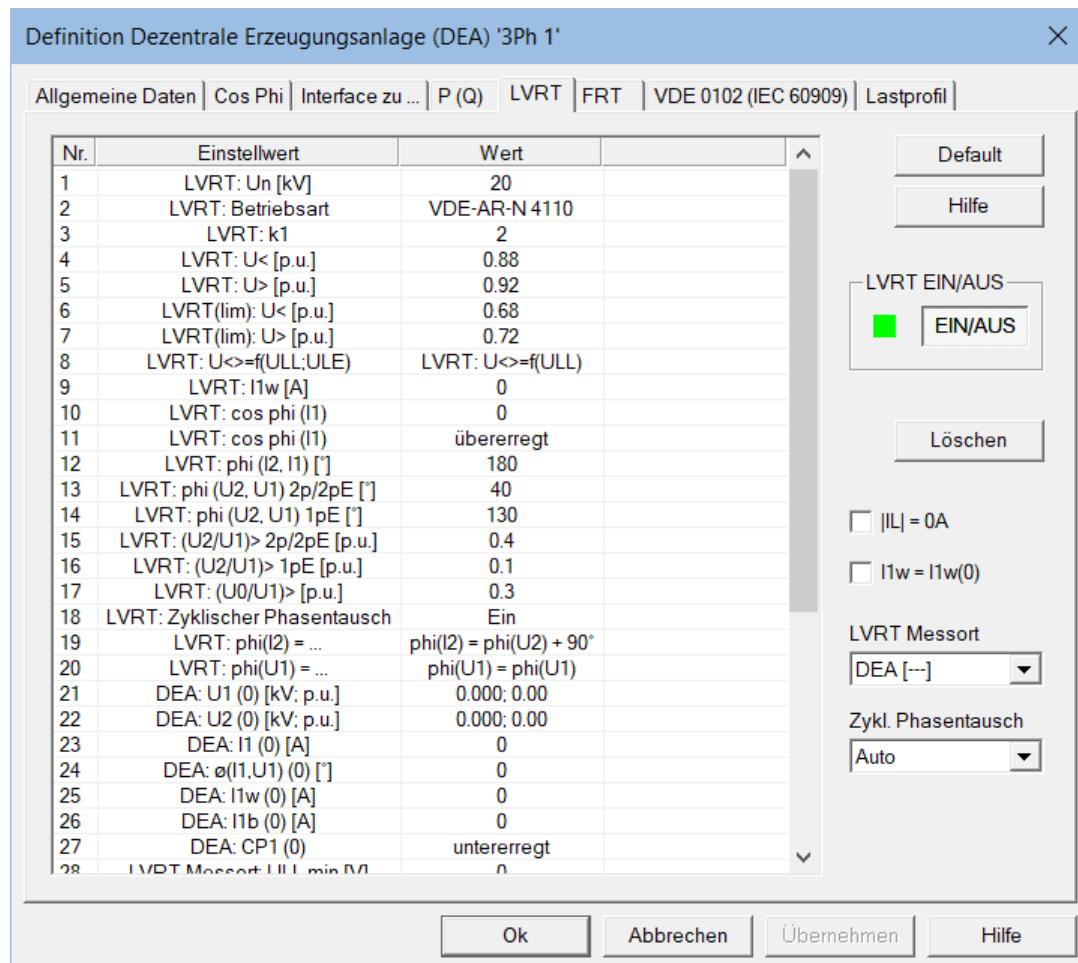


Abbildung 93: Einstelldialog der Erzeugungsanlage (DEA) für den LVRT-Betrieb

- ⇒ Einstellwerte werden in der Spalte **Einstellwert** durch das Präfix **LVRT:** gekennzeichnet.
- ⇒ Ergebnisse von Netzberechnungen werden in der Spalte **Einstellwert** durch das Präfix **DEA:** gekennzeichnet.

Wird eine Kurzschlussstromberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen ausgeführt, muss für jede einzelne Erzeugungseinheit (EZE) oder für eine Erzeugungsanlage (EZA) ein Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet werden. Um das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** für eine Kurzschlussstromberechnung im LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110/4120 [18][29] zu verwenden, müssen immer zwei getrennte Berechnungen des Stromnetzes durchgeführt werden.

1. Berechnung des stationären Netzzustandes im fehlerfreien Normalbetrieb
2. Berechnung des stationären Netzzustandes im Kurzschlussbetrieb

30.8.1.1 Berechnung des stationären Netzzustandes im fehlerfreien Normalbetrieb

Mit Hilfe einer Lastflussberechnung wird der fehlerfreie Normalbetrieb des Stromnetzes berechnet. Damit sind Spannungen, Ströme Leistungen, etc. des Netzzustandes unmittelbar vor Eintritt des Kurzschlusses bekannt. So muss für die Berechnung des Blindstroms, der im Falle eines Kurzschlusses im LVRT-Betrieb von der Erzeugungsanlage (EZA) oder der Erzeugungseinheit (EZE) eingespeist werden soll, der Blindstrom der Erzeugungsanlage (EZA) oder der Erzeugungseinheit (EZE) sowie die Betriebsart untererregt oder übererregt unmittelbar vor Kurzschlusseintritt bekannt sein.

Es genügt, die Lastflussberechnung des Normalbetriebes ein einziges Mal auszuführen, da die Berechnungsergebnisse für jedes Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**, das als Erzeugungsanlage (EZA) oder Erzeugungseinheit (EZE) verwendet wird, von ATPDesigner bis zur Ausführung der nächsten Lastflussberechnung des Normalbetriebes intern gespeichert wird.

Wird nach einer Lastflussberechnung des Normalbetriebes eine Kurzschlussstromberechnung ausgeführt, so bleiben die Berechnungsergebnisse der letzten Lastflussberechnung des Normalbetriebes unverändert gespeichert.

30.8.1.2 Berechnung des stationären Netzzustandes im Kurzschlussbetrieb

Um eine Kurzschlussstromberechnung durchzuführen, muss ein Kurzschluss (**roter Blitz**) im Stromnetz an einem Netzknoten oder an einem Kurzschlussort entlang einer Leitung angeschaltet und eingestellt werden. Durch die Verwendung des Kurzschlusses (**roter Blitz**) als Indikator bleiben die Berechnungsergebnisse der letzten Lastflussberechnung des Normalbetriebes für jedes Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**, das als Erzeugungsanlage (EZA) oder Erzeugungseinheit (EZE) verwendet wird, unverändert gespeichert.

Die Kurzschlussstromberechnung kann beliebig oft an beliebig verschiedenen Kurzschlussorten durchgeführt werden, solange keine Lastflussberechnung des Normalbetriebes zwischen zwei Kurzschlussstromberechnungen ausgeführt wird.

Wird eine Lastflussberechnung des Normalbetriebes nach einer Kurzschlussstromberechnung ausgeführt, so werden die Berechnungsergebnisse der Lastflussberechnung des Normalbetriebes für jedes Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**, das als Erzeugungsanlage (EZA) oder Erzeugungseinheit (EZE) verwendet wird, neu gespeichert.

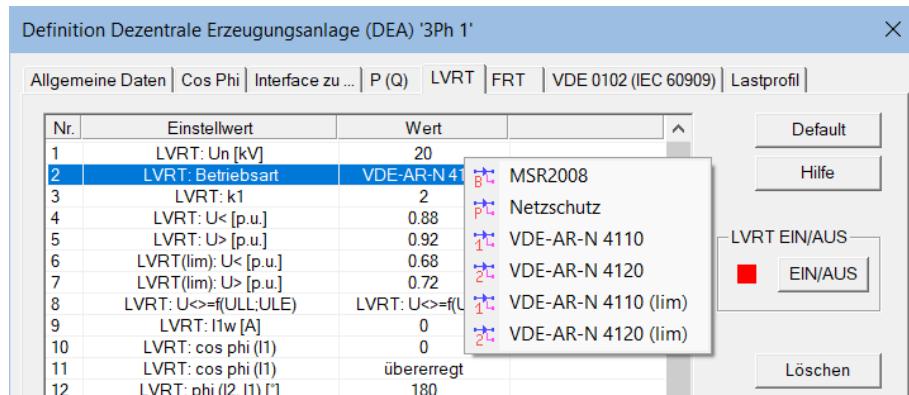
30.8.2 Erzeugungsanlage (DEA) – Einstellungen für den LVRT-Betrieb

Nachfolgend wird schrittweise erläutert, wie das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** für den LVRT-Betrieb eingestellt und eine Kurzschlussstromberechnung ausgeführt wird.

- ⇒ Die Erläuterungen gehen davon aus, dass durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Taste **Default** die Grundeinstellung des Einstelldialogs eingestellt wurden.

Die nachfolgend erläuterten Einstellungen beziehen sich auf den Einstelldialog des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**.

1. **Zeile 1:** Einstellung der Nennspannung U_n
2. Gruppe **LVRT EIN/AUS:** Aktivierung des LVRT-Betriebes
3. **Zeile 2:** Einstellung der Betriebsart des LVRT-Betriebes
Durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Zelle in der Spalte **Wert**, Zeile 2 wird ein kontextsensitives Menü geöffnet.
 - **VDE-AR-N 4110, VDE-AR-N 4120:** Vollständige dynamische Netzstützung
 - **VDE-AR-N 4110 (lim), VDE-AR-N 4120 (lim):** Eingeschränkte dynamische Netzstützung



Es wird empfohlen, die nachfolgenden Einstellwerte zu überprüfen und ggfs. problemorientiert anzupassen.

4. Die **Eintritts- und Austrittsschwellen für den LVRT-Betrieb** werden für die vollständige dynamische Netzstützung in den **Zeilen 4 und 5**, für die eingeschränkte Netzstützung in den **Zeilen 6 und 7** eingestellt. Die Einstellung erfolgt in beiden Fällen durch einen Einstellwert **U<** für den Eintritt in den LVRT-Betrieb und durch einen Einstellwert **U>** für den Rückfall in den Normalbetrieb.

Durch das Datenpaar $\{U<, U>\}$ wird eine Hysterese eingestellt, die ein oszillierendes Verhalten der iterativen Lastflussberechnung und damit eine Divergenz der Lastflussberechnung verhindern soll. Es wird daher empfohlen, das Datenpaar $\{U<, U>\}$ symmetrisch zu einem ggfs. durch Normen vorgegebenen oder empfohlenen Anregewert einzustellen. Die Hysterese sollte hier nicht zu groß gewählt werden.

Geht man von dem nach EN 50160 [27] normativ zulässigen Spannungsbereich $[90\% \cdot U_n, 110\% \cdot U_n]$ aus, sollte der LVRT-Betrieb für eine Netzspannung $< 90\% \cdot U_n$ eintreten. Für die Hysterese wurden daher die in den **Zeilen 4 und 5** einstellbaren Werte **$U_{<} = 88\%$** und **$U_{>} = 92\%$** gewählt.

Mit dem Einstellwert **LVRT: $U_{<}=f(ULL,ULE)$** in Zeile 8 wird in Einstellung **$U_{<}=f(ULL)$** die kleinste Leiter-Leiter-Spannung verwendet, um den Eintritt in den LVRT-Betrieb bzw. den Rückfall in den Normalbetrieb zu bewerten und ggfs. auszuführen.

5. Mit dem Einstellwert **LVRT: I_{lw} [A]** kann zusätzlich zum Blindstrom I_b , der nach Norm berechnet wird, ein Wirkstrom I_w im LVRT-Betrieb eingespeist werden. Im Sinne der netzstützenden Wirkung von Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes wird wie schon erläutert die Einspeisung eines Blindstroms I_b (übererregt) gegenüber der Einspeisung eines Wirkstroms I_w priorisiert, da auch die Dunkelflaute, d.h. eine physikalisch nicht mögliche Wirkstromeinspeisung durch die Erzeugungsanlage als mögliches Szenario berücksichtigt werden muss.

Wird ein Wirkstrom durch den Anwender eingestellt, so wird ausgehend von dem nach VDE-AR-N 4110 [18] vorgegebenen Blindstrom ein Wirkstrom bis zur maximalen Strombelastbarkeit eingespeist. Es muss hier beachtet werden, dass der Netztromrichter der Erzeugungsanlage eine Strombegrenzung besitzt, um eine Schädigung durch einen zu großen Leiterstrom zu verhindern. Der maximal zulässige Leiterstrom wird in ATPDesigner durch Einstellwerte in der Registerkarte **Allgemeine Daten** definiert.

$$I_{L123max} = I_{max} \cdot I_n = 120\% \cdot 144,338A = 173,2A$$

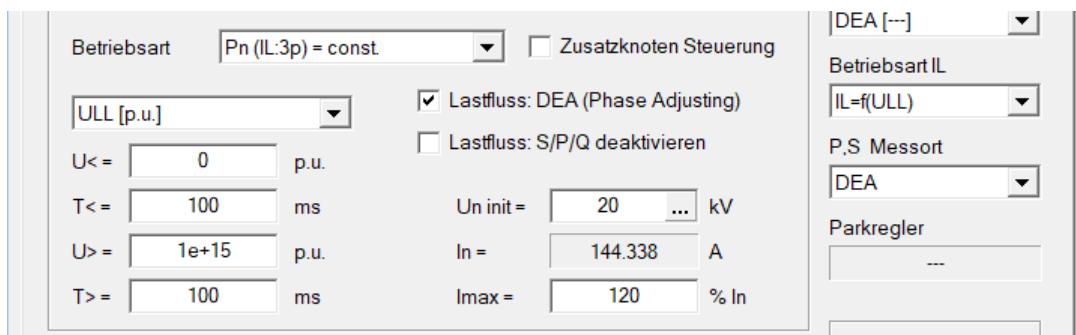


Abbildung 94: Berechnung des maximal zulässigen Leiterstroms $I_{L123max}$

Um die Blindstrom I_b der Erzeugungsanlage für den LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110 [18] berechnen zu können, muss zunächst der Blindstrom $I_{b(0)}$ im Normalbetrieb des Stromnetzes berechnet werden. Dazu wird eine Lastflussberechnung im fehlerfreien Normalbetrieb ausgeführt.



⇒ Es muss darauf geachtet werden, dass die beiden Schalter durch einen **Left Mouse Button Click** aktiviert werden.

- Lastfluss: DEA

-  Lastfluss: PQ, PU Knoten
- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**, Gruppe **Lastflussberechnung**

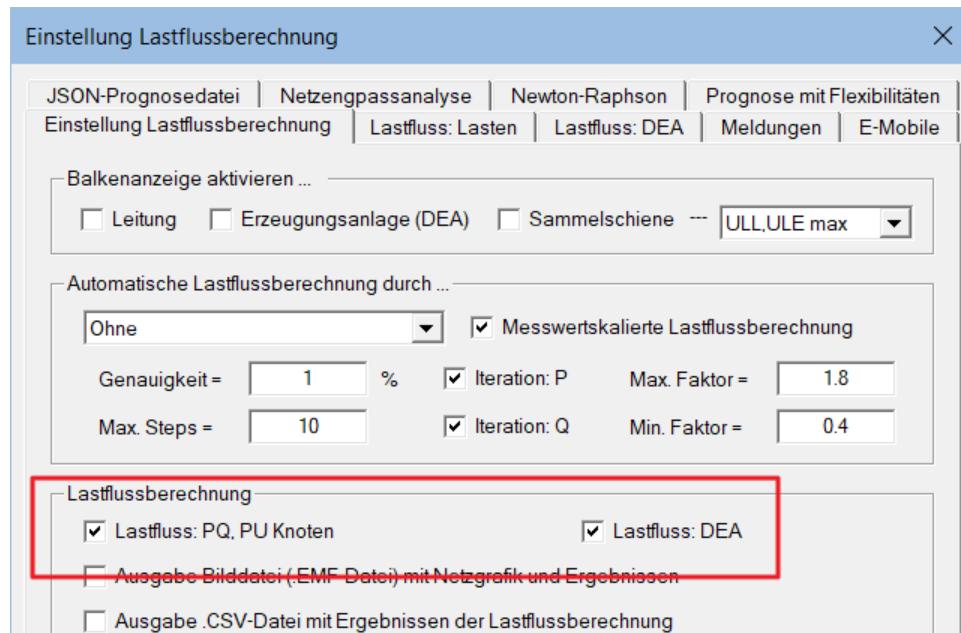
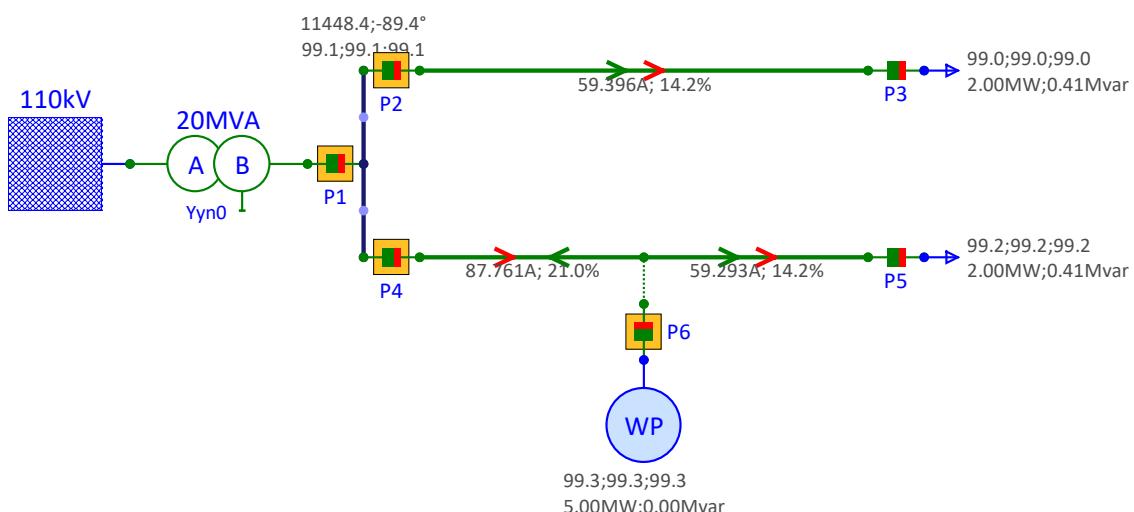


Abbildung 95: Aktivierung der Lastflussberechnung für PQ, PU Knoten und DEA

In der nachfolgenden Abbildung sind die Ergebnisse der Lastflussberechnung im Normalbetrieb des 20-kV-Stromverteilnetzes dargestellt. Die für die Erzeugungsanlage relevanten Berechnungsergebnisse werden bis zur nächsten Lastflussberechnung des fehlerfreien Normbetriebes intern gespeichert und sind im Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Registerkarte **LVRT** in den Zeilen mit dem Bezeichner **DEA:** enthalten.



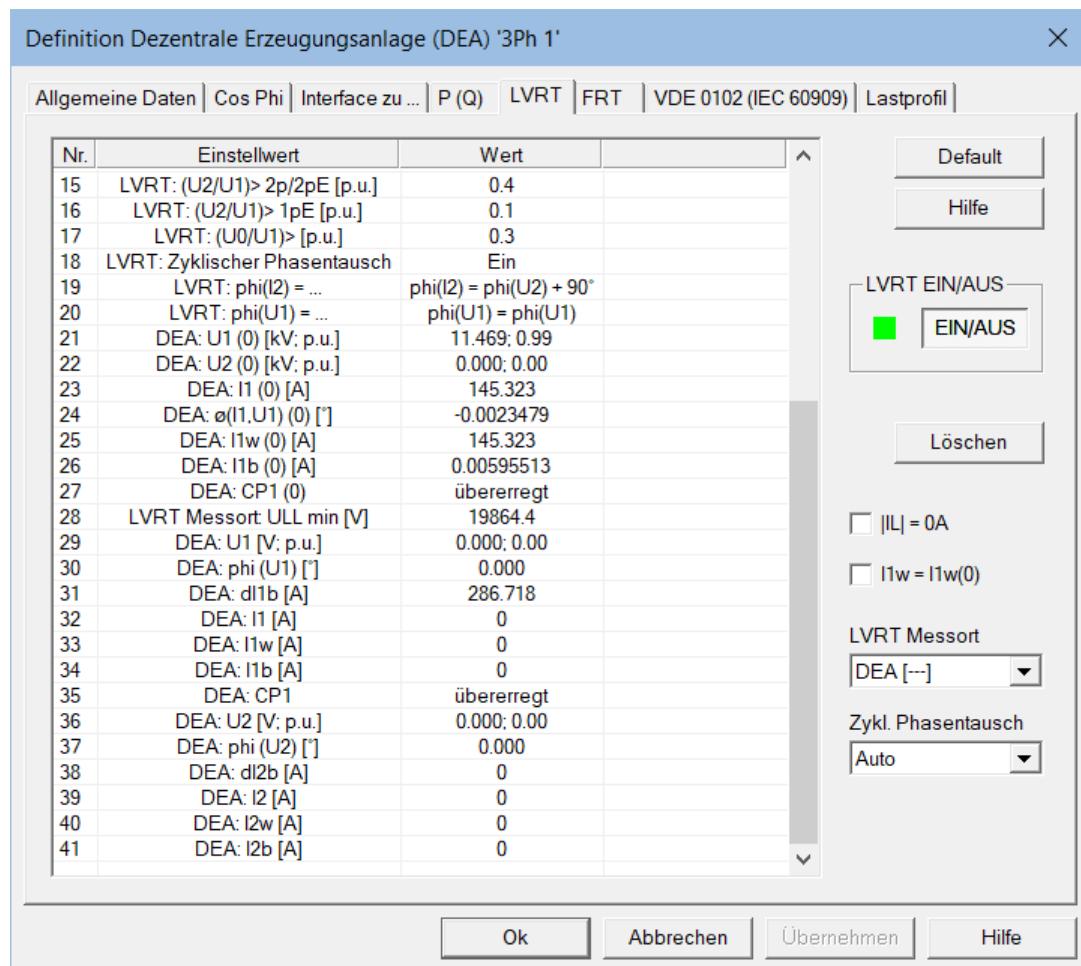


Abbildung 96: Berechnungsergebnisse in den Zeilen mit dem Bezeichner DEA:

Das Textelement „**(0)**“ kennzeichnet Berechnungsergebnisse von Lastflussberechnungen des Normalbetriebes, d.h. die ohne Kurzschluss (**roter Blitz**) im Stromnetz berechnet wurden. Im Weiteren ist zu beachten, dass für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) verwendet wird.

Der Messort von Strömen und Spannungen wird für den LVRT-Betrieb mit dem Einstellwert **LVRT Messort** eingestellt. Der Einstellwert **DEA [---]** definiert als Messort den Knoten des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**.

Berechnungsergebnis in Zeile ...	Bedeutung
21: U1 (0)	Mitsystemspannung am NAP (Netzanschlusspunkt) $U_1 = 11,469 \text{kV} = 99\% \cdot U_n / \sqrt{3}$
22: U2 (0)	Gegensystemspannung am NAP (Netzanschlusspunkt) $U_2 = 0 \text{V} = 0\% \cdot U_n / \sqrt{3}$
23: I1 (0)	Mitsystemstrom am NAP (Netzanschlusspunkt) $I_1 = 145,232 \text{A}$
25: I1w (0)	Einspeisung von Wirkstrom I_{1w} im Mitsystem $I_{1w} = 145,323 \text{A}$
26: I1b (0)	Einspeisung von Blindstrom I_{1b} im Mitsystem $I_{1b} = 145,323 \text{A}$

27: CP1 (0)	Betriebsart übererregt , d.h. Einspeisung von Blindstrom I_B im Mitsystem in das Stromverteilnetz
28: LVRT Messort ULL min	Am LVRT-Messort wird als kleinste Leiter-Leiter-Spannung die Spannung $U_{LL\min} = 19864,4V$ berechnet. Dieses Berechnungsergebnis wird verwendet, um den Eintritt in den LVRT-Betrieb bzw. den Rückfall in den Normalbetrieb zu steuern.

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden für jedes Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** intern getrennt gespeichert und erst mit den Ergebnissen der nächsten Lastflussberechnung, d.h. einer Netzberechnung ohne Kurzschluss (**roter Blitz**) überschrieben.

- ⇒ Wird eine Kurzschlussstromberechnung mit einem oder mehreren Netzwerkelementen **Verbraucherlast** ausgeführt, muss vor dem Start der Lastflussberechnung mit Kurzschluss die Leistungs- und Phasenwinkeliteration der Netzwerkelemente **Verbraucherlast AUS** geschaltet werden.



- ⇒ Es muss darauf geachtet werden, dass der Schalter **Lastfluss: PQ, PU Knoten**  **AUS** geschaltet ist und der Schalter **Lastfluss: DEA**  **EIN** geschaltet ist.

Durch den Kurzschluss im Stromnetz sind die Leiter-Erd-Spannungen abhängig von einem Fehlerübergangswiderstand in aller Regel sehr gering bis näherungsweise Null. Eine Leistungs- und Phasenwinkeliteration der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** ist daher i.a. Regel nicht möglich. Die Lastflussberechnung mit Kurzschluss würde divergieren. Wird die Leistungs- und Phasenwinkeliteration der Netzwerkelemente **Verbraucherlast AUS** geschaltet, so berechnet ATPDesigner das interne Impedanzmodell der Verbraucherlast aus den Einstellwerten des Einstelldialogs für den Nennbetrieb. Für eine 3-phägige symmetrische Lastimpedanz in Sternschaltung wird je Leiter die nachfolgende Impedanz Z_L im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet.

$$Z_L = R + j \cdot X = \frac{U_n^2}{P - j \cdot Q}$$

- U_n : Nennspannung
- P : 3-phägige Wirkleistung
- Q : 3-phägige Blindleistung

Das Impedanzmodell der Sternschaltung stellt eine erste Näherung des Verhaltens einer Bezugsanlage dar, wenn für die Bezugsanlage nur die 3-phägige Wirkleistung P und die 3-phägige Blindleistung Q (übererregt oder untererregt) bekannt sind. Es wird davon ausgegangen, dass wegen der in aller Regel sehr kurzen Kurzschlussdauer von <<1s das Bezugsverhalten der Bezugsanlage sich bzgl. der Leistungen nur wenig ändert.

Die Leistungsiteration der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** muss **EIN** geschaltet sein. Grund ist die Anforderung, dass Erzeugungsanlagen (EZA) bzw. Erzeugungseinheiten (EZE) im Kurzschlussfall Blindstrom und ggfs. zusätzlich Wirkstrom zur

Netzstützung am Netzanschlusspunkt (NAP) einspeisen müssen. Um dieser Anforderung zu erfüllen, wird eine Phasenwinkeliteration benötigt. Die Leistungsiteration wird **AUS** geschaltet, da bei geringer, bis keiner Netzspannung keine Leistungsvorgabe iterativ eingestellt werden kann. Außerdem wird hinsichtlich der normativen Vorgaben zur Netzstützung im Kurzschlussfall eine Stromeinspeisung, keine Leistungseinspeisung gefordert.

Wird nach einer Lastflussberechnung des (fehlerfreien) Normalbetriebes eine Kurzschlussstromberechnung (**roter Blitz**) ausgeführt, werden zusätzlich zu den Berechnungsergebnissen der letzten Lastflussberechnung auch die Berechnungsergebnisse der Kurzschlussstromberechnung intern gespeichert und in der Tabelle der Registerkarte **LVRT** in Zeilen mit dem Präfix **LVRT:** angezeigt.

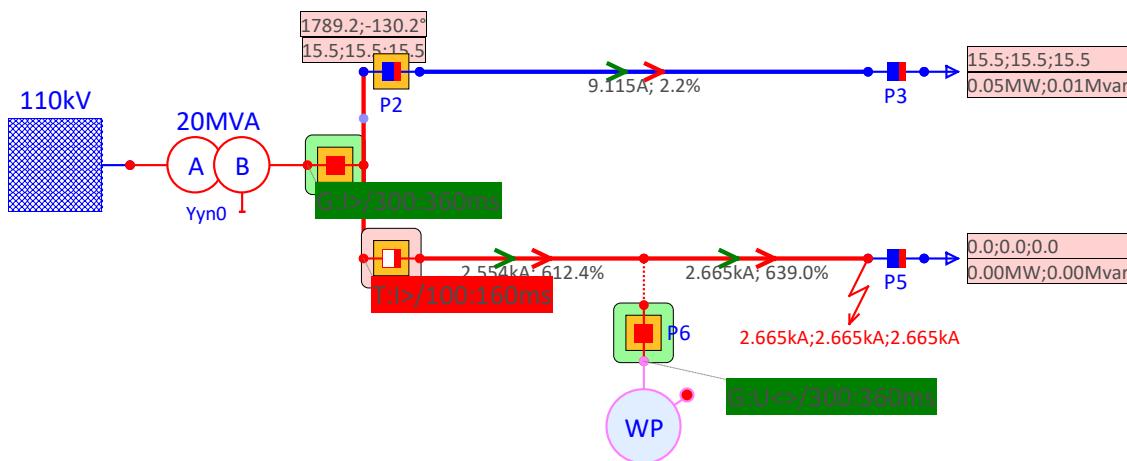


Abbildung 97: 20-kV-Stromnetz mit Erzeugungsanlage (DEA) im LVRT-Betrieb

In der nachfolgenden Abbildung sind die Berechnungsergebnisse der **Erzeugungsanlage (DEA)** für den Normalbetrieb in den Zeilen mit dem Präfix **DEA:** und für den LVRT-Betrieb in Zeilen mit dem Präfix **LVRT:** enthalten.

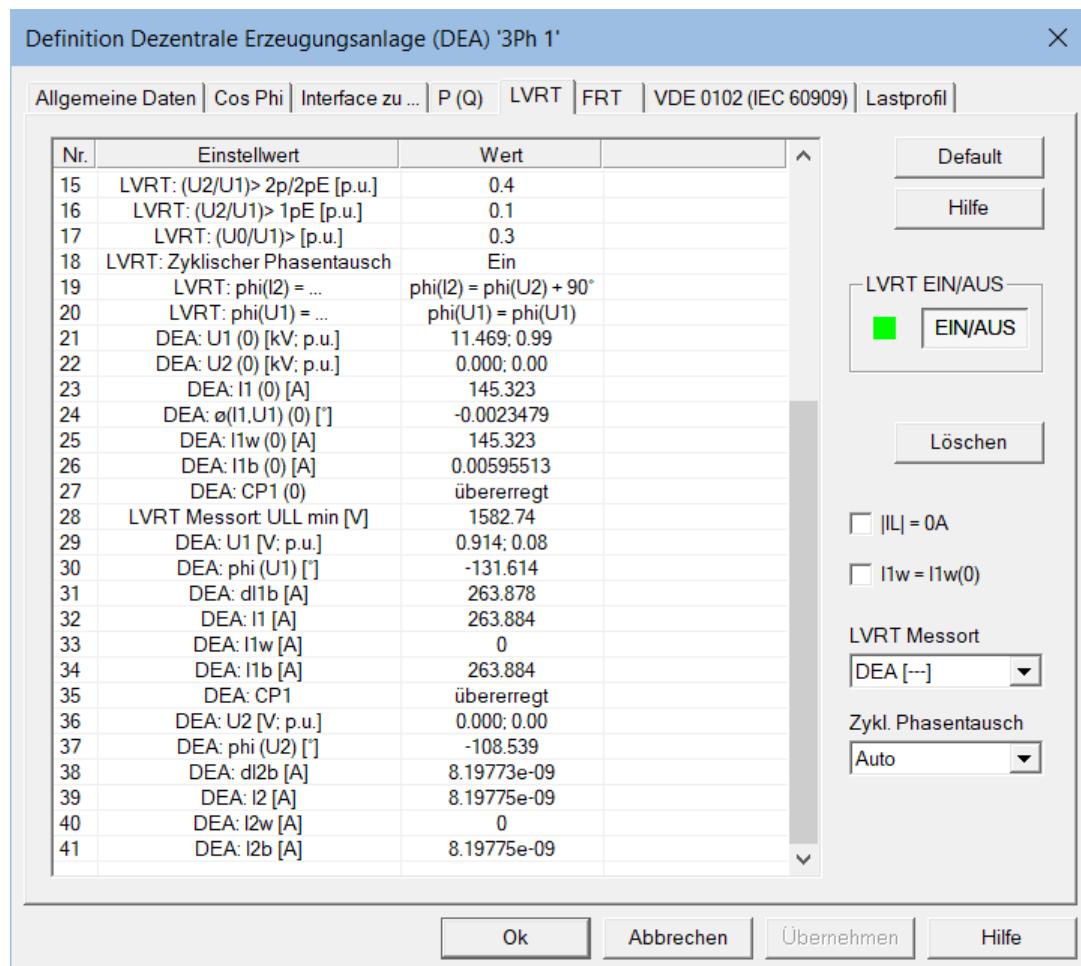


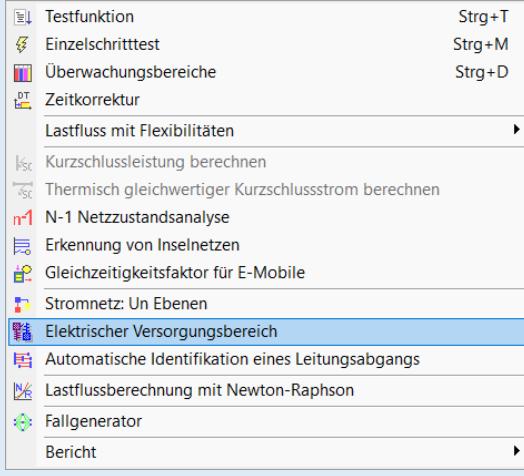
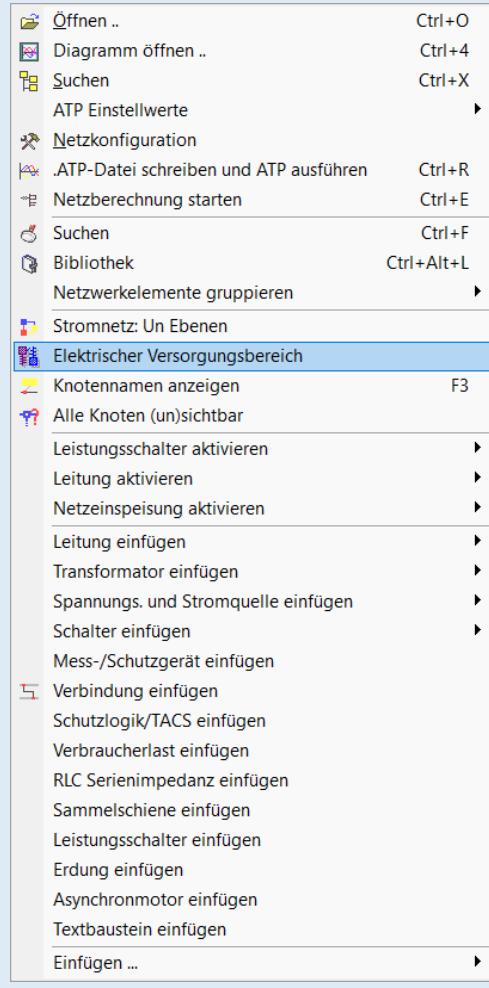
Abbildung 98: Berechnungsergebnisse am NAP der Erzeugungsanlage (DEA)

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den LVRT-Messort.

Berechnungsergebnis in Zeile ...	Bedeutung
28: LVRT Messort ULL min	Am LVRT-Messort wird als kleinste Leiter-Leiter-Spannung die Spannung $U_{LL\ min} = 1582,74\text{V}$ berechnet. Daher ist die Erzeugungsanlage im LVRT-Betrieb.
29: DEA: U_1	Mitsystemspannung $U_1 = 0,914\text{V} = 8\% \cdot U_n / \sqrt{3}$
31: dI_{1b}	Blindstromänderung $dI_{1b} = 263,878\text{ A}$
32: I_1	Mitsystemstrom $I_1 = 263,878\text{A}$
33: I_{1w}	Einspeisung von Wirkstrom I_{1w} im Mitsystem $I_{1w} = 0\text{A}$
34: I_{1b}	Einspeisung von Blindstrom I_{1b} im Mitsystem $I_{1b} = 263,884\text{A}$
35: CP1	Betriebsart Übererregt , d.h. Einspeisung von Blindstrom I_{1b} im Mitsystem in das Stromverteilnetz

31 Liste von Funktionen, Methoden und Verfahren

Die nachfolgende Tabelle enthält eine Liste von Funktionen, Methoden und Verfahren, die für den Aufbau von Stromnetzen in ATPDesigner, die Vorbereitung und Durchführung Netzberechnungen und der Darstellung der Ergebnisse hilfreich sein können.

Band	Funktion, Methode, Verfahren
[Bd. 2]	<p>Elektrische Versorgungsbereiche identifizieren und überprüfen</p> <p>ATPDesigner identifiziert in Stromnetzen beliebiger Topologie das Teilnetz, das durch eine Einspeisung wie z.B. eine Netzeinspeisung oder eine Erzeugungsanlage (DEA) also eine Spannungs- oder Leistungsquelle mit elektrischer Energie versorgt wird. Vor dem Start der Funktion muss ein Netzwerkelement, das eine Spannungs-, Strom- oder Leistungsquelle nachbildet mit einem Left Mouse Button Click markiert werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hauptmenü Prüfungen ▪ Menüpunkt Elektrischer Versorgungsbereich  

32 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 Hauptmenü **Bearbeiten** mit dem Menüpunkt **Bibliothek** 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 Dialoggröße kann durch **Strg + Alt + X** wiederhergestellt werden.

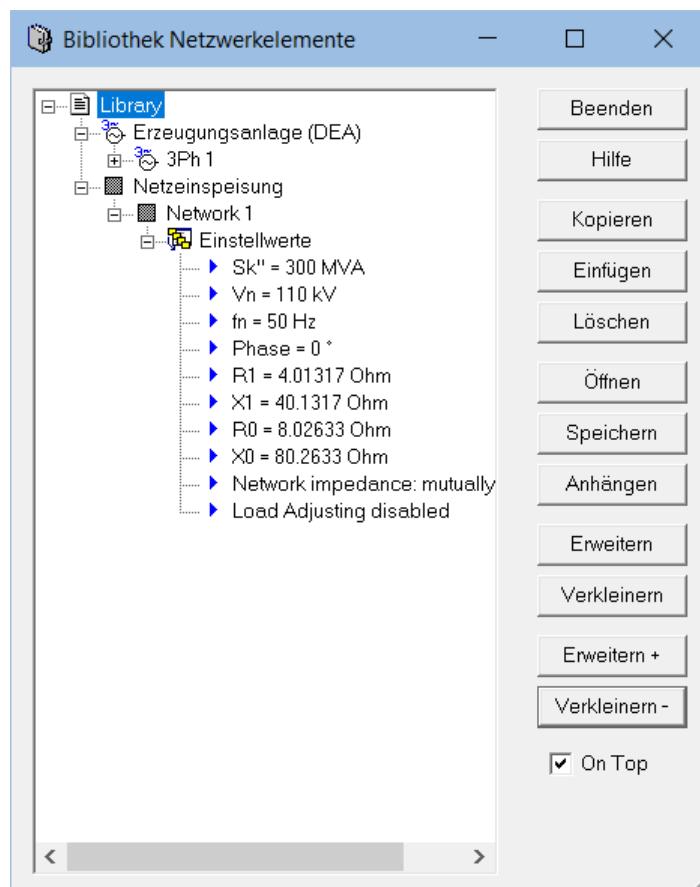


Abbildung 99: Dialog zur Verwaltung einer Bibliothek für Netzwerkelemente

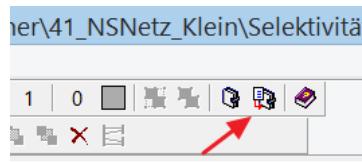
In der ersten Ebene der Baumstruktur wird der Name des Typs des Netzwerkelementes angezeigt, in der darauffolgenden Ebene der anwenderspezifische Name. In der nächsten unterlagerten Ebene werden wie im Dialog **Netzwerklement Suchen** die Einstellwerte angezeigt.

Bezeichner	Bedeutung
Beenden	Dialog schließen
Hilfe	Kapitel in der Hilfdatei öffnen
Kopieren	Bibliothek → Zwischenablage Netzwerkelement aus Bibliothek in die Zwischenablage kopieren
Einfügen	Zwischenablage → Bibliothek Netzwerkelement aus der Zwischenablage in die Bibliothek kopieren

Löschen	Netzwerkelement in der Bibliothek löschen
Öffnen	Eine Datei, die eine Bibliothek enthält, einlesen. Dateiextension: .NLB
Speichern	Die Netzwerkelemente in einer Bibliothekdatei speichern oder eine neue Bibliothekdatei erstellen. Dateiextension: .NLB
Anhängen	Eine Bibliothekdatei zu der angezeigten Bibliothek hinzufügen.
Erweitern	Die Baumstruktur wird vollständig geöffnet.
Verkleinern	Die Baumstruktur wird vollständig geschlossen.
Erweitern +	Die Baumstruktur wird eine Ebene geöffnet.
Verkleinern +	Die Baumstruktur wird eine Ebene geschlossen.
On Top	Falls aktiviert bleibt der Dialog immer sichtbar und wird nicht in den Hintergrund gesetzt.

32.1 Einfügen eines Betriebsmittels aus dem Netz in die Bibliothek

1. Öffnen der Bibliothek z.B. mit der Tastenkombination **Strg + Alt + L**
2. Markieren des zu kopierenden Netzwerkelementes in der Netzgrafik
3. Öffnen des kontextsensitiven Menüs mit einem **Right Mouse Button Click**
4. Menüpunkt  **In die Bibliothek Kopieren**
- 5.



6. **Alternativ:** Toolbar-Button ausführen

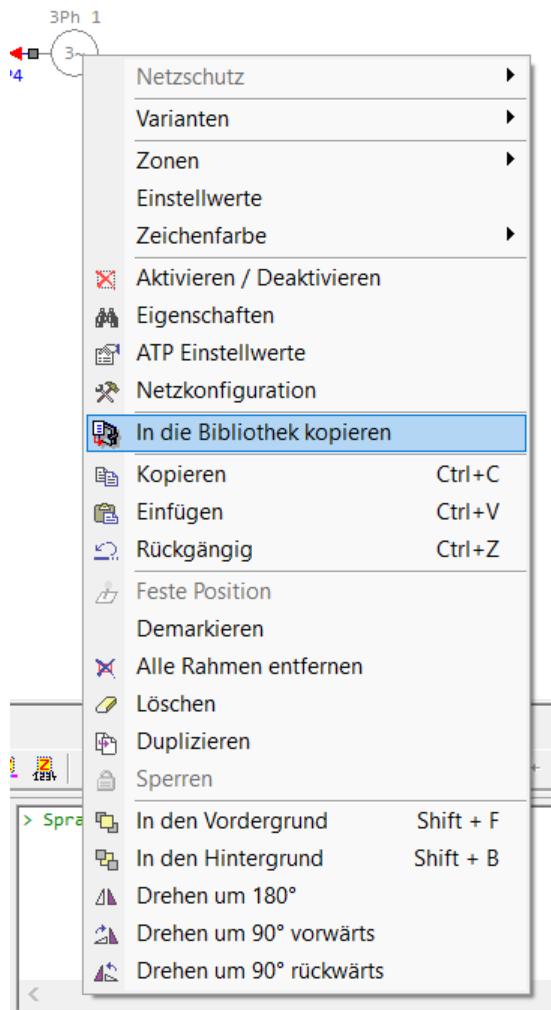


Abbildung 100: Kontextsensitives Menü – *In die Bibliothek kopieren*

32.2 Einfügen eines Betriebsmittels aus dem Netz in die Bibliothek

1. Markieren des Netzwerkelementes in der Netzgrafik
2. **STRG + C**: Kopieren des markierten Netzwerkelementes in die Zwischenablage
3. Hauptmenü **Bearbeiten**, Menüpunkt **Einfügen** oder **STRG + V**: Kopieren des Netzwerkelementes aus der Zwischenablage in die Bibliothek

Es muss beachtet werden, dass ein Netzwerkelement nur ein einziges Mal unter dem gleichen anwenderspezifischen Namen in die Bibliothek eingefügt werden kann.

32.3 Einfügen eines Betriebsmittels aus der Bibliothek ins Netz

1. Markieren des Netzwerkelementes in der Bibliothek
2. **STRG + C** oder **Kopieren**: Kopieren in die Zwischenablage
3. **STRG + V**: Kopieren der Zwischenablage in die Netzgrafik

Das Netzwerkelement wird in der Mitte des Netzgrafikfensters eingefügt.

32.4 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

Das Netzwerkelement wird an der Mauscursorposition in das Netzgrafikfensters eingefügt.

33 Informationen von ATPDesigner in der Registry

ATPDesigner speichert diverse Informationen von z.B. größenveränderlichen Dialogen oder den Dateinamen 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 © 2005-2023

Der Registry-Eintrag **ATPDesigner © 2005-2023** 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.

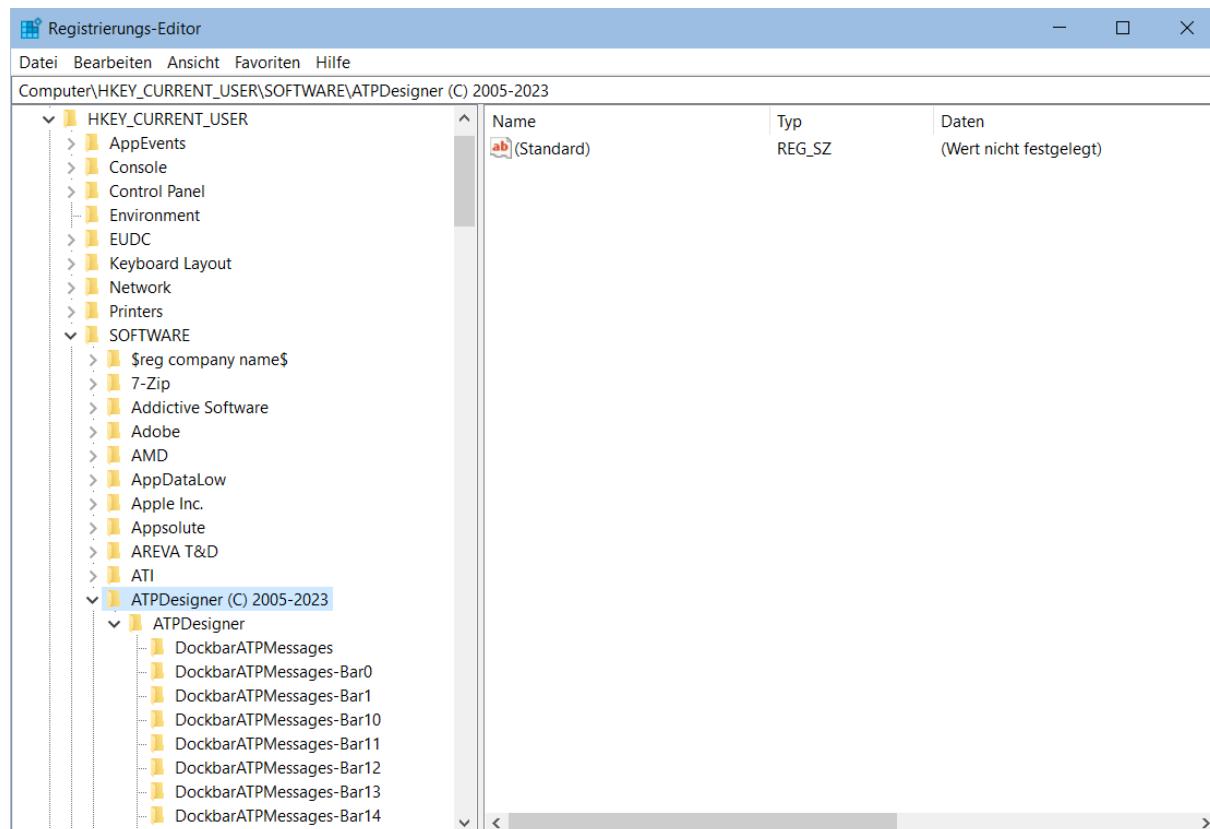


Abbildung 101: Registry-Eintrag von ATPDesigner

34 Textdatei startup - Einstellungen für das ATP

In der Textdatei **startup** können Einstellungen für das ATP selbst verändert werden. Hier werden die für die Koordination zwischen ATPDesigner und dem ATP relevanten Einstellungen erläutert. Die Datei ist im Verzeichnis **c:\atpdesigner\atpsystem** gespeichert.

Die Textdatei **startup** kann mit Hilfe des Menüpunktes **ATP Startup Datei öffnen** im Hauptmenü **Ansicht** in einem Texteditor geöffnet werden.

Einstellwert	Bedeutung
NEWPL4	Format der .PL4-Datei für Diagramme Hier wird der Wert 0 empfohlen.
KOMPAR	Ausgabe des Source Code Datei in die Ergebnisdatei Hier wird der Wert 0 empfohlen.
LISTYP	Extension der ATP-Ergebnisdatei: .lst Bis ATPDesigner Version 4.00.63: <ul style="list-style-type: none"> ▪ In der startup-Datei muss die Extension .lst statt der Grundeinstellung .lis eingestellt sein. Ab ATPDesigner Version 4.00.64: <ul style="list-style-type: none"> ▪ In der startup-Datei muss die Extension .lis (= Grundeinstellung) eingestellt sein. <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <pre> 3 / 18 Name of language font file j w1 38 blockd51.bin jun 39 9 SSONLY CHEFLD TEXNAM CHVBAR B 40 PHASOR E DUM N 41 0 DATTYP LISTYP PCHTYP PL4TYP E 42 .dat .lis .pch .pl4 43 C After regular STARTUP comes op 44 C used for input data file name 45 scott==c:\atp\ { 1st of 2 remot </pre> </div> <div style="text-align: right; margin-top: -10px;">  </div> <p>Im vorliegenden Handbuch wie auch in ATPDesigner selbst wird unabhängig von der tatsächlich verwendeten Extension immer nur der Begriff „.LST- ...“ verwendet.</p>

1	RHIGH	EPSZNO	EPWARN	EPSTOP	EPSUBA	EPDGEL	EPOMEQ	SZPLT	SZBED	TENFLZ
	1.D+10	1.D-8	1.D-3	0.1	100.	1.D-16	1.D-15	10.0	72.0	10.
2	SIGMAX	TENERG	DEGMIN	DEGMAX	ZNOLIM(1), (2)	STATFR	ZNVREF	XMAXMX	AINCR	
	4.0	1.D+20	0.0	360.	1.0	1.5	60.0	1.D-6	2.0	.05
3	FREQFR	HLETT1	HLETT2	VHS	VS	VH	TAXISL	VAXISL	FILL1	FILL2
				0.25	8.0	1.0	10.	20.0	8.0	6. 7.0
4	TOLRCE	FHTAX	FXSUP	FYSUP	FXTIT	FYTIT	VPLOTS	VPLOTL	FACTVI	FTCARR
	8.E-5	0.5	.25	.03	0.10	0.1	1.0	5.0	0.0	1.5
5	FXNUMV	FXNUMH	FVAXTT	FXVERT	UNIXON	TIMTAC	OVRLAP	FLZERO	EPSILN	FLTINF
	1.5	5.0	-1.5	0.0	0.0	0.0	0.5	1.D-12	1.D-8	1.D+19
6	XHEADM	YHEADM	HGTHD M	XCASTI	YCASTI	HGTCS T	XLEGND	YLEGND	HGTGN	TSTALL
	2.5	7.95	.55	0.5	7.3	.35	0.5	1.30	.25	0.0
7	XALPHA	YALPHA	HGTALF	D4FACT	PEKEXP	EPSLRT	EPSPIV	PLMARK	FACOSC	UMJBUS
	1.5	6.5	.25	1.0	43.	1.E-12	1.E-16	1.0	0.3	
8	NMAUTO	INTINF	KOL132	MUNITS	MAXZNO	IPRSFY	IPRSUP	LNPIN	MINHAR	MAXHAR
	1	9999999	132	1	50	0	0	6	0	20
9	NFOR2	NIOMAX	MRGN	LINLIM	MPAGE	MODE28	KPGRID	KPEN(1)	KPEN(2)	KPEN(3)
	30	10	2	100	0	1	3	12	10	11

```

10 ..(4) KOMLEV NSMTH MODSCR KOLALP MAXFLG LIMCRD NOBLAN MOUSET NOTPPL
    14      -1     50      2      5      1   60000      1      0      1
1 NOCOMM NOHELP NEWPL4 JDELAY NOTMAX NSMPLT KOLWID KOLSEP JCOLU1 KSLOWR
    0       0      2      0      0      50      11      1      0      25
2 KSYMBL NOBACK KOLEXM LTEK NCUT1 NCUT2 INCHPX INCHPY NODPCX LCHLIM
    50      1     60      1     13      11      2      2      0      0
13 NORUN JTURBO MAXSYM IHS LIMCOL KLEVL KEXTR NOHPGL NOPOST NOSM59
    0       1      3      3     79      0      0      0      0      0
4 LEFTA6 LENREC LU6VRT LRLIM KASEND LUNDAT KTRPL4 JORIEN LIMPNL LUNTEX
    0       0   32768     75      5      3   -6666      0    200     -11
5 KINSEN LISTON LIMTAC NOCALC MFLUSH L4BYTE KOMPARE LIST01 NOGNU KROSEC
    1       0     25      0   1000      1      0      0      0      0
6 LUNIT1 LUNIT2 LUNIT3 LUNIT4 LUNIT5 LUNIT6 LUNIT7 LUNIT8 LUNIT9 LUNIT10
    1       2     3     -4      5      6      7      8      9     -10
17 KS(1) KS(2) KS(3) KS(4) KP(1) KP(2) KP(3) KP(4) KOLROV NUMHLD
    0       0    12    10      7    14      0      0     18
8 L4FULL NOQUOT JJEATS NUMBUS NOTAB
    0       0      0     -1      0
18 Name of language font file ] Window] Root name for SPY @K usage      ]
\\          junk      inclspy.dat
9 SSONLY CHEFLD TEXNAM CHVBAR BRANCH TXCOPY USERID -TRASH -TERRA CHRCOM
 PHASOR E DUM | NAME COPY Hannov ..... TERRA C {}$,,
0 DATTYP LISTYP PCHTYP PL4TYP EFIELD FMTPL4 PSCTYP DBGTYP BINTYP EXTTYP
 .dat .lis .pch .p14           .ps     .dbg     .bin     .ext
C After regular STARTUP comes optional VMS-like symbol definitions that are
C used for input data file name in response to the opening prompt.
scott==c:\atp\ { 1st of 2 remote directories
tsu==c:\tsu-huei\ { 2nd of 2
$EOF { Software end-of-file terminates last of 20 or fewer VMS-like symbols
HLETT2 = 88555. ==> use READ (*, rather than CALL FLAGER for keyboard input
      0.25 88555.     8.0     1.0     10.    20.0     8.0     6.     7.0
      0.25           8.0     1.0     10.    20.0     8.0     6.     7.0

```

Abbildung 102: Inhalt der ATP-Konfigurationsdatei startup

35 Stromnetze aus dem Setup von ATPDesigner

Nach der Installation von ATPDesigner sind im Verzeichnis C:\ATPDesigner\Data die nachfolgend dargestellten Stromnetze als Demonstrationsnetze „zum Ausprobieren“ enthalten. Die Stromnetze sind direkt mit Hilfe der **Lastflussberechnung** oder der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** anwendbar.

35.1 Stromnetze für Lastflussberechnung

Die nachfolgenden dargestellten Stromnetze sind für die **Lastflussberechnung** vorgesehen.

- Toolbar-Button 
- Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **Netzberechnung starten**
- Tastenkürzel **Strg + E**

In einer weiteren Abbildung sind die Ergebnisse der Lastflussberechnung, die in der Netzgrafik angezeigt werden, dargestellt. Es wird davon ausgegangen, dass Einstellungen, die die Genauigkeit der Lastflussberechnung wie z.B. die Konvergenzgenauigkeit betreffen, in Grundeinstellung verwendet werden. Die von ATPDesigner generierten **Berichte** (XML-Datei [21]) werden im **Projektverzeichnis** gespeichert. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Auszug aus einem **Bericht**.

- **.NET-Dateiname mit _LF:** Ergebnisse der Lastflussberechnung
- **.NET-Dateiname mit _PROT:** Ergebnisse der Netzschatzanalyse

Zusammenfassung						
Name	Stromnetz	Netzstatus				
Sammelschiene: [Bb 1]	Gruen					
Transformator 2-Wicklung: [Tr 1] 10/20kV	Gruen					
Mess/Schutzelement: [Prb 1] P1	Gruen					
Mess/Schutzelement: [Prb 2] P2	Gruen					
Mess/Schutzelement: [Prb 3] P3	Gruen					
Mess/Schutzelement: [Prb 4] P4	Gruen					
Mess/Schutzelement: [Prb 5] P5	Gruen					
Mess/Schutzelement: [Prb 6] P6	Gruen					
Erzeugungsanlage (DEA): [Bph 1] 10MW	Gruen					
Leitung: [Line 4] [NA2XSY2 3x(2x40 20kV) 2km	Gruen					
Leitung: [Line 5] [NA2XSY2 3x(2x40 20kV) 2km	Gruen					
Verbrauchernetz: [Load 1] 1MW	Gruen					
Netzanspeisung: [Network 1] 110kV	Gruen					

Spannungüberwachung: Sammelschiene								
Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	HB [%]		
[Bb 1]	20.0	100.23	100.23	100.23	90%-110%	0		
						Gruen		
Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	UL<> [%]	HB [%]		
[Bb 1]	20.0	100.23	100.23	100.23	90%-110%	0		
						Gruen		
Name	Un [kV]	U11 [%]	U21 [%]	U31 [%]	phi(U1) [°]	phi(U2) [°]	phi(U3) [°]	Zustand
[Bb 1]	20.0	100.23	0.00	0.00	-88.32	-32.40	-152.95	Gruen

Häufigkeiten der Sammelschienspannungen						
Klassen	ULL	ULE	U1			
<=90%	0	0	0			
90%-92%	0	0	0			
92%-94%	0	0	0			
94%-96%	0	0	0			
96%-98%	0	0	0			
98%-100%	0	0	0			
100%-102%	1	1	1			
102%-104%	0	0	0			
104%-106%	0	0	0			
106%-108%	0	0	0			
108%-110%	0	0	0			
>110%	0	0	0			

Spannungüberwachung: Erzeugungsanlage (DEA)						
Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	Zustand
[3Ph 1] 10MW	20.0	100.87	100.87	100.87	U=80%; U>=1e+17%	Gruen
Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	UL<> [%]	Zustand
[3Ph 1] 10MW	20.0	100.87	100.87	100.87	U=80%; U>=1e+17%	Gruen

Einspeisung: Erzeugungsanlage (DEA)						
Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi		
[3Ph 1] 10MW	10.000442	10.000442	0.000000	1.000		

Einspeisung: Verbraucherlast						
Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi		
[Load 1] 1MW	5.000000	5.000000	0.000000	0.000		

Einspeisung: Transformator 2-Wicklung						
Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi		

Spannungüberwachung: Mess/Schutzelement						
Name	Ul [kV]	UL1 [kV]	UL2 [kV]	UL3 [kV]	UL<> [kV]	Zustand
[Prb 1] P1	110.0	100.051	100.051	100.051	100.051	Gruen
[Prb 2] P2	20.0	100.23	100.23	100.23	100.23	Gruen
[Prb 3] P3	20.0	100.23	100.23	100.23	100.23	Gruen
[Prb 4] P4	20.0	99.9099	99.9099	99.9099	99.9099	Gruen
[Prb 5] P5	20.0	100.23	100.23	100.23	100.23	Gruen
[Prb 6] P6	20.0	100.871	100.871	100.871	100.871	Gruen

Spannungüberwachung: Mess/Schutzelement						
Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	UL<> [%]	Zustand
[Prb 1] P1	110.0	100.051	100.051	100.051	100.051	Gruen
[Prb 2] P2	20.0	100.23	100.23	100.23	100.23	Gruen
[Prb 3] P3	20.0	100.23	100.23	100.23	100.23	Gruen
[Prb 4] P4	20.0	99.9099	99.9099	99.9099	99.9099	Gruen
[Prb 5] P5	20.0	100.23	100.23	100.23	100.23	Gruen
[Prb 6] P6	20.0	100.871	100.871	100.871	100.871	Gruen

Genauigkeit der Lastflussberechnung: Erzeugungsanlage (DEA)						
Nr.	Name	dPf1[T]	dS [%]			
1	[3Ph 1] 10MW	0.00798167	-0.238514			

Verlustleistung						
Anzahl 2-Wicklungs-Transformatoren		1				
Anzahl Leitungen		2				
Anzahl 2/3-Wicklungs-Transformatoren (BCTRAN)		0				

Netzanspeisung: Transformatoren						
Name	S [MVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi		
[Tr 1] 10/20kV	2.96-94	32.097	-26.2	0.93599		
[Line 4] [NA2XSY2 3x(2x40 20kV) 2km	63.4787	16.0969	-61.4039	0.315179		
[Line 5] [NA2XSY2 3x(2x40 20kV) 2km	64.6908	63.3981	-20.6966	0.950627		
Sum	427.109	111.592	213.1	0.261273		

Abbildung 103: Auszug aus einem Bericht

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung mit und ohne Kurzschluss werden in einem Bericht als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_LF.xml
JJJJMMTThhmmss_NetDateiname_PROT.xml

Es ist unbedingt darauf zu achten, dass die Iteration der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** und **Erzeugungsanlage (DEA)** Lastflussberechnung ohne und mit Kurzschluss wie nachfolgend mit den Toolbar-Schaltern dargestellt, passend eingestellt ist.

-  Iteration der Netzwerkelemente **Verbraucherlast EIN/AUS**
-  Iteration der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA) EIN/AUS**
- Ausführung einer Lastflussberechnung **ohne Kurzschluss**

2x Iteration der Lastflussberechnung **EIN**
- Ausführung einer Lastflussberechnung **mit Kurzschluss**

Iteration der Lastflussberechnung für **Verbraucherlast AUS, für Erzeugungsanlage (DEA) EIN**

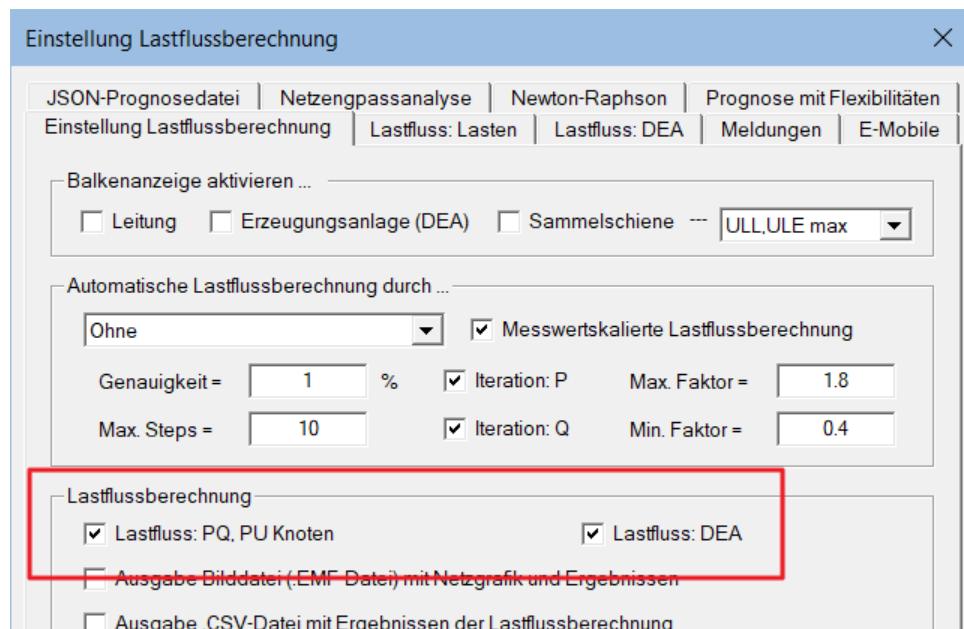


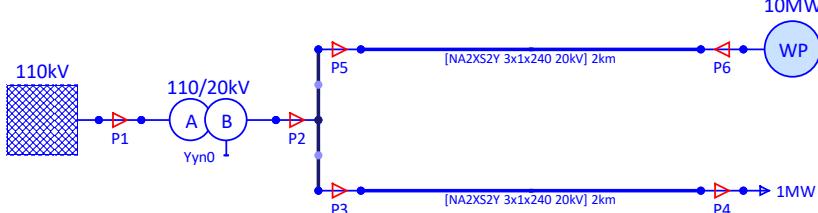
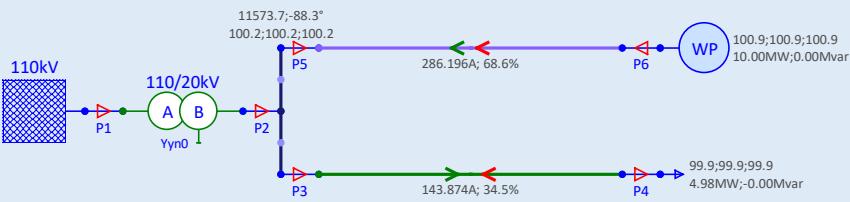
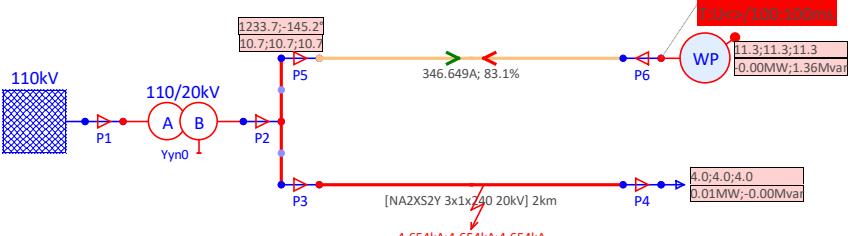
Abbildung 104: Einstellwerte für die Iteration der Lastflussberechnung

35.1.1 Stromnetze des SimBench-Projektes www.simbench.de

Ein Teil der Stromnetze wurden unter Verwendung der im **SimBench – Projekt** www.simbench.de (Förderung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages) definierten Netztopologien und Netzdaten erstellt.

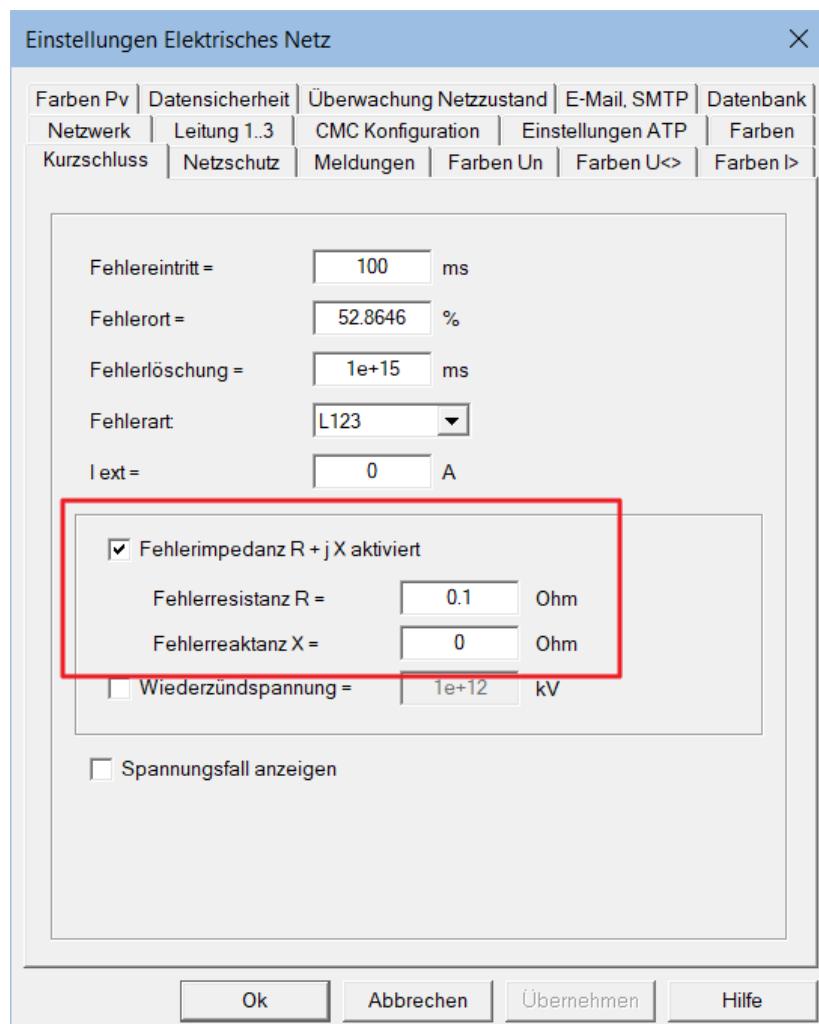
„Das Ziel des Vorhabens „**SimBench**“ ist die Entwicklung eines Benchmark-Datensatzes für Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und Netzbetriebsführung. Dieser soll die Entwicklung neuer Methoden und Lösungen unabhängig von nicht öffentlich verfügbaren einzelnen Netzdatsatzes ermöglichen und somit eine Reproduzierbarkeit, Vergleichbarkeit sowie Transparenz verschiedener Entwicklungen auf diesem Gebiet gewährleisten.“ (Quelle: www.simbench.de)

35.1.2 Stromnetz: Netz01_20kV MitWindpark

Dateiname	Stromnetz
Netz01_20kV MitWindpark	<p>20kV-Stromnetz mit 10MW-Windpark nach VDE-AR-N 4110</p> 
	
3p-Kurz- schluss mit Er- zeugungsan- lage (DEA) im LVRT-Betrieb nach VDE-AR- N 4110	 <p>Wird eine Kurzschlussstromberechnung ausgeführt, so muss die Iteration für die Netzwerkelemente Verbraucherlast mit dem Toolbar-Schalter  AUS geschaltet werden.</p>  <ul style="list-style-type: none"> Hauptmenü ATP Menüpunkt Einstellung Lastflussberechnung, Registerkarte Einstellung Lastflussberechnung Einstellwert Lastfluss: PQ, PU Knoten <p>Ist die Iteration der Netzwerkelemente Verbraucherlast im Falle einer Lastflussberechnung mit Kurzschluss aktiv, so kann es wegen der zu geringen Netzspannung zur Divergenz der Lastflussberechnung kommen. Im Falle der Divergenz der Lastflussberechnung werden keine Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik angezeigt. Die Divergenz der Lastflussberechnung wird in der Statusleiste mit dem Ausgabetext LF=fehlerhaft angezeigt.</p> <p>LF=fehlerhaft S=97.114%/97.114% P=0.000 φ=0.008°/0.008° S=0.000%</p>

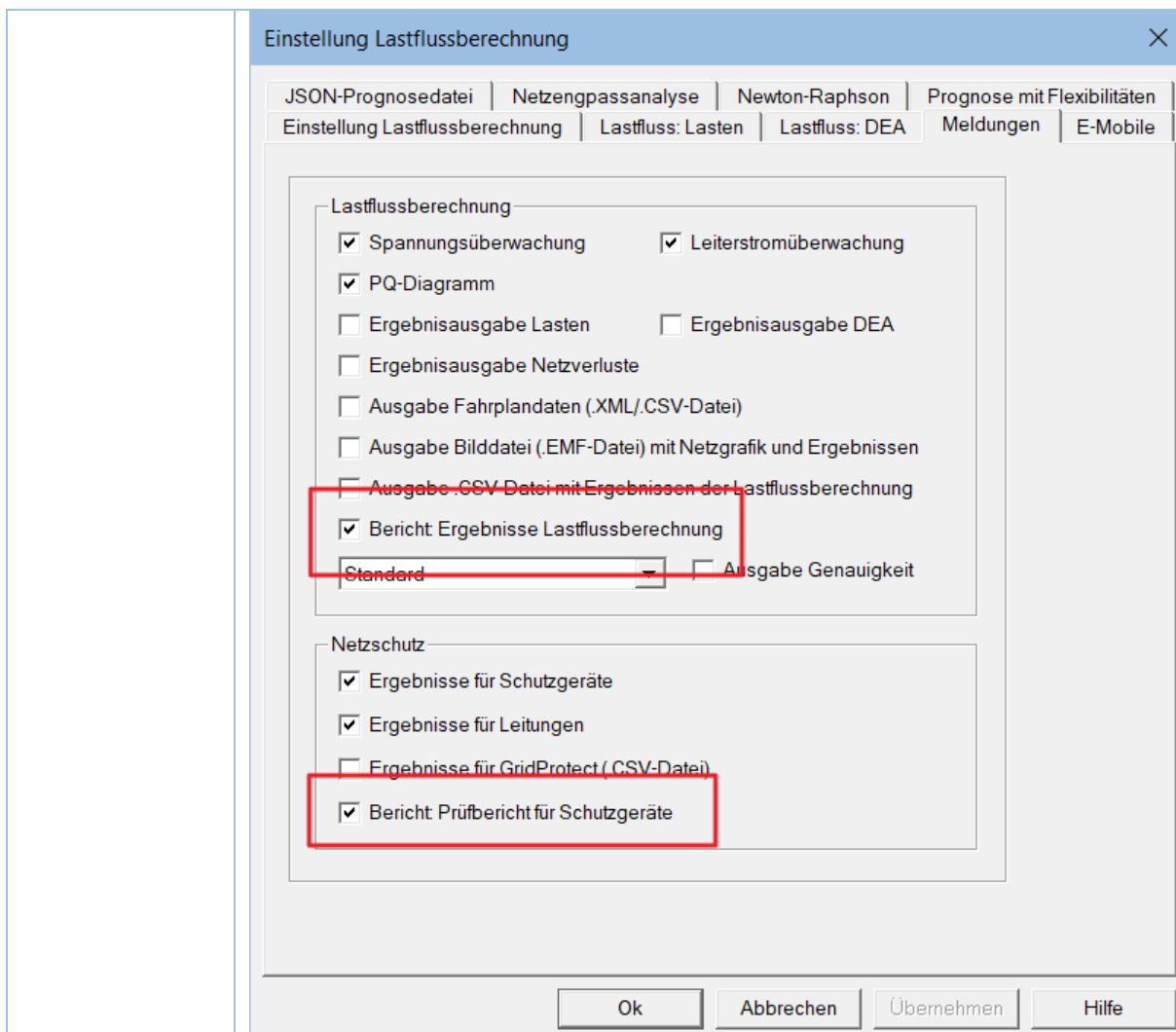
Es wird empfohlen, für den Kurzschluss einen Fehlerübergangswiderstand von **R=0,1Ohm** einzustellen. Dadurch wird in aller Regel ausreichend Restspannung am Messort der **Erzeugungsanlage (DEA)** vorhanden sein, um eine Konvergenz der Lastflussberechnung auch im Kurzschlussfall mit LVRT-Betrieb der **Erzeugungsanlage (DEA)** zu erreichen. Der Einstelldialog kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf das grafische Symbol der Kurzschluss (**roter Blitz**) geöffnet werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Kurzschluss**

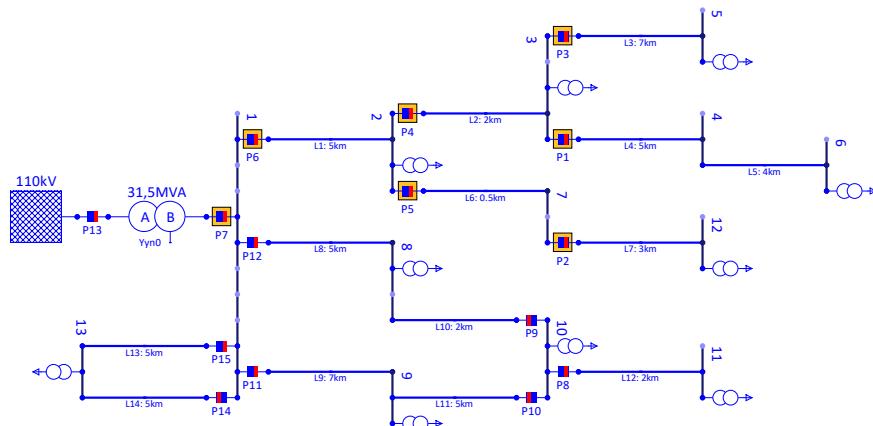
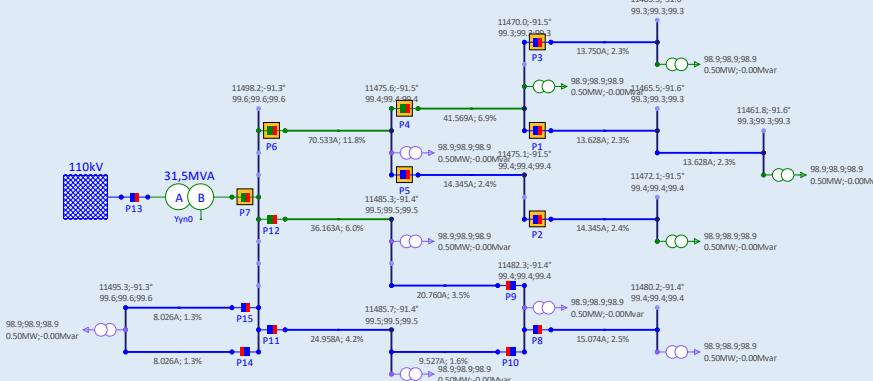
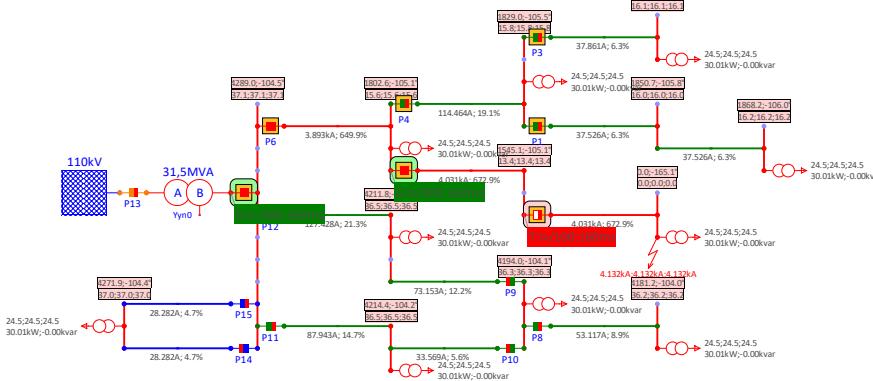


Die Ausgabe der **Berichte** mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung mit und ohne Kurzschluss werden wie nachfolgend dargestellt aktiviert.

- 20250209104812786_Netz01_20kVMitWindpark_LF.XML



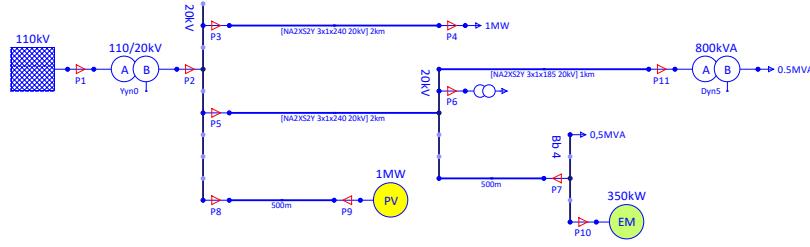
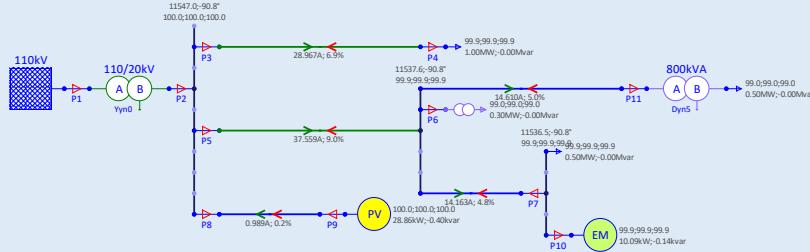
35.1.3 Stromnetz: Netz02_20kVUMZstat

Dateiname	Stromnetz
20kV-Stromnetz mit Überstromzeitschutz (UMZ-Schutz)	
Netz02_20kVUMZstat	
Lastflussberechnung	
3p-Kurzschluss	

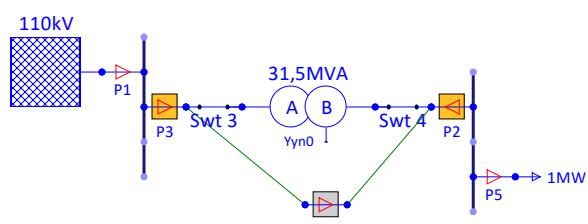
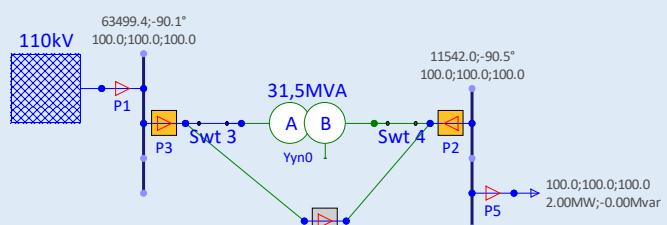
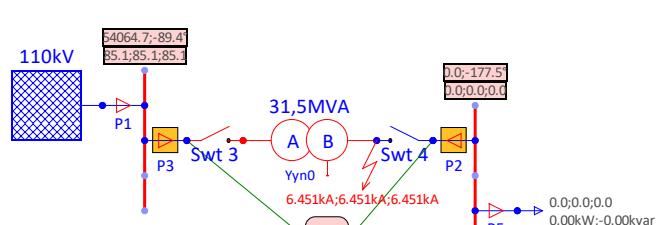
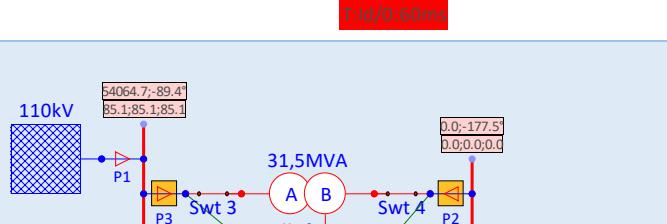
35.1.4 Stromnetz: Netz05_20kVMitEMobil

Dateiname	Stromnetz
Netz05_20kVMitEMobil	<p>Diagramm des 20kV-Stromnetzes mit 250kW-E-Mobil-Ladestation (EM) und Überstromzeitschutz (UMZ-Schutz). Das Netz besteht aus einer 110kV-Hilfsspannung, einem 110/20kV-Umspanner (Yyn0), einem 20kV-Drehstromschalter (P2) und einer 20kV-Transformatorstation (P3-P5). Die 20kV-Leitung führt zu einem 20kV-Drehstromschalter (P6) und einer 20kV-EM-Ladestation (EM). Eine 20kV-Überstromzeitschutzschaltung (UMZ-Schutz) ist angeschlossen. Der EM-Teil des Netzes hat eine Leistung von 250kW.</p>
Lastflussberechnung	<p>Diagramm der Lastflussberechnung für das Stromnetz. Es zeigt die Stromrichtungen und -mengen auf den Leitungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> P1: 110kV zu 110/20kV P2: 110/20kV zu P3 P3: 110/20kV zu P4 P4: 20kV zu P6 P5: 110/20kV zu P6 P6: 20kV zu P7 P7: 20kV zu EM P8: 20kV zu EM <p>Leistungsdaten (Pfeile zeigen Richtung und Betrag):</p> <ul style="list-style-type: none"> P1: 100.0; 100.0; 100.0 P2: 28.967A; 6.5% P3: 115.46.8;-90.7° P4: 99.99.9;99.9 1.00MW;0.00Mvar P5: 30.641A; 7.3% P6: 115.39.7;-90.7° P7: 99.99.9;99.9 0.30MW;-0.00Mvar P8: 14.507A; 5.0% EM: 99.99.9;99.9 -0.25MW;0.00Mvar
2p-Kurzschluss	<p>Diagramm des 2p-Kurzschlusses im Stromnetz. Es zeigt die Kurzschlussströme und -verhältnisse auf den Leitungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> P1: 110kV zu 110/20kV P2: 110/20kV zu P3 P3: 110/20kV zu P4 P4: 20kV zu P6 P5: 110/20kV zu P6 P6: 20kV zu P7 P7: 20kV zu EM P8: 20kV zu EM <p>Kurzschlussdaten (Pfeile zeigen Richtung und Betrag):</p> <ul style="list-style-type: none"> P1: 110.542A P2: 11.542A; 150% P3: 11.19.8;-95.9° P4: 3.884kA; 931.3% P5: 11.14.6;-36.0° P6: 11.6.46.3;39.9 0.50MW;-0.00Mvar P7: 14.317A; 4.9% P8: 14.7.81.0;91.0 0.14MW;-0.00Mvar EM: 14.6.80.9;90.9 0.25MW;-0.00Mvar P8: 8.871A; 3.0%

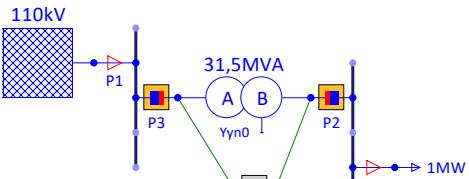
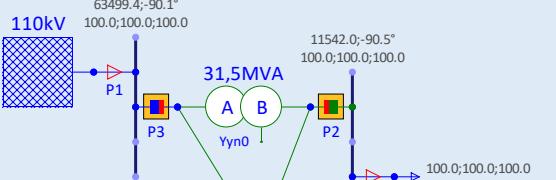
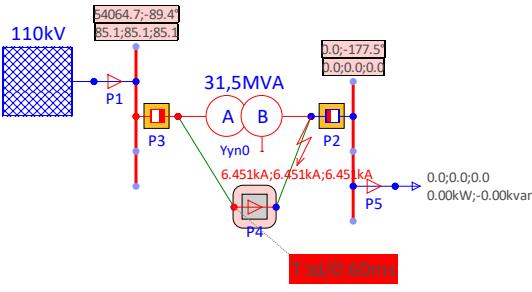
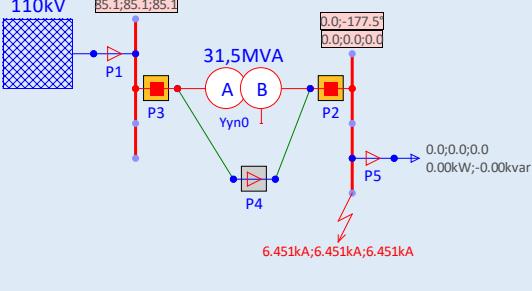
35.1.5 Stromnetz: Netz06_20kVFlexAnalyse

Dateiname	Stromnetz
20kV-Stromnetz zur Flexibilitätsanalyse	
Netz06_20kVFlexAnalyse	
Lastflussberechnung	

35.1.6 Stromnetz: Netz08_20kVTrafoDiffSchutzPDIFF

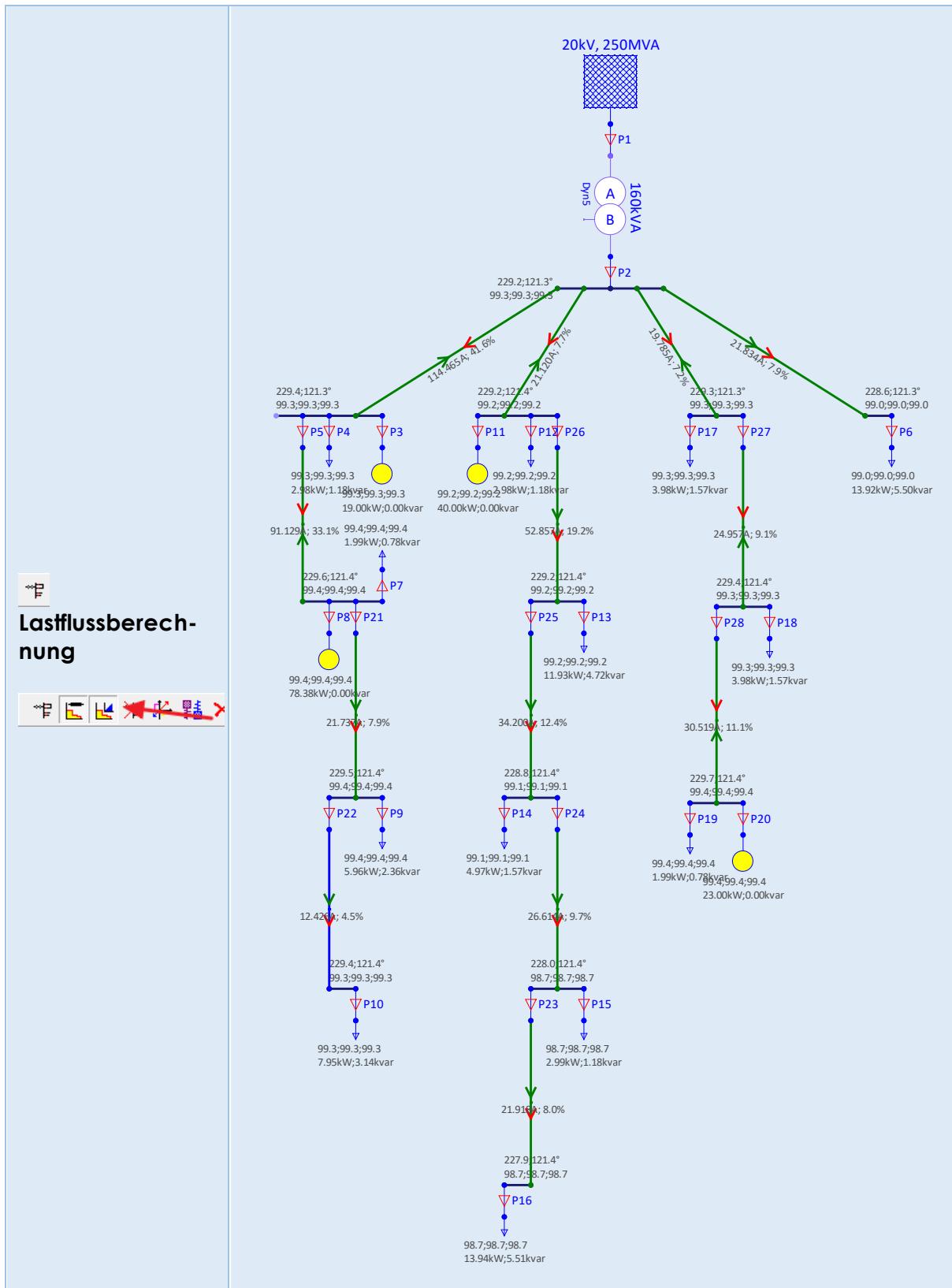
Dateiname	Stromnetz
Netz08_20kVTrafoDiffSchutzPDIFF	110kV-Stromnetz mit Transformatordifferentialschutz
	
Lastflussberechnung	
3p-Kurzschluss innenliegender Kurzschluss	
3p-Kurzschluss außenliegender Kurzschluss	

Als Alternative für die Netzwerkelemente **Schalter Swt x** kann der interne Schalter des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** verwendet werden.

Dateiname	Stromnetz
Netz08_1_20kVTra-foDiffSchutzPDIFF	110kV-Stromnetz mit Transformatordifferentialschutz 
 Lastflussberechnung 	 Detailed description: This row shows the power system with calculated values for each node: - Node P1: 63499.4; -90.1° - Node P3: 100.0; 100.0; 100.0 - Node P2: 11542.0; -90.5° - Node P5: 100.0; 100.0; 100.0 - Load at P5: 1998.26kW; 0.00kvar
 3p-Kurzschluss innenliegender Kurzschluss 	 Detailed description: This row shows the power system with an internal short circuit at the load bus (P5). The short circuit values are 6.451kA; 6.451kA; 6.451kA. A red box indicates the fault duration as T:d / 0:60ms.
 3p-Kurzschluss außenliegender Kurzschluss 	 Detailed description: This row shows the power system with an external short circuit at the load bus (P5). The short circuit values are 6.451kA; 6.451kA; 6.451kA.

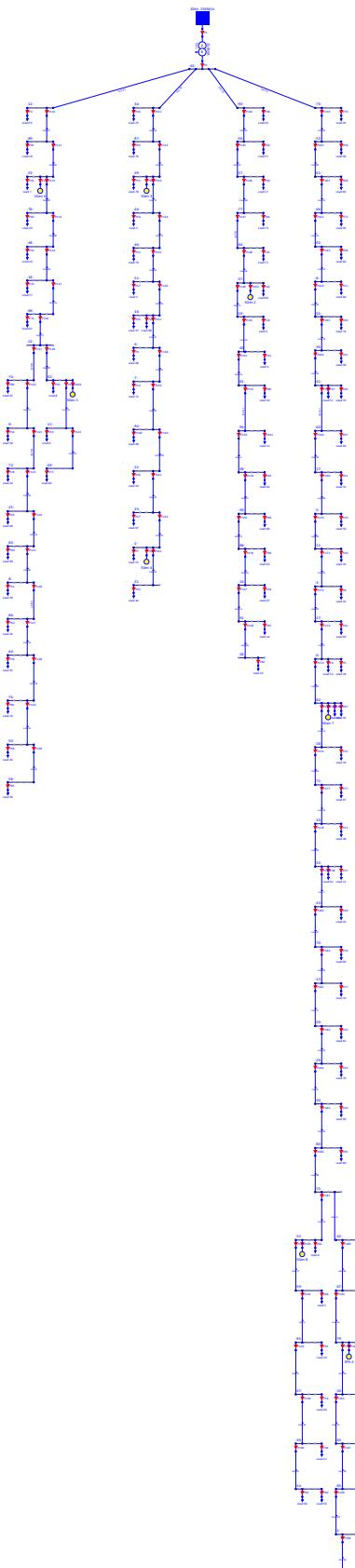
35.1.7 Stromnetz: Netz09_SimBench1_400V_ländlich

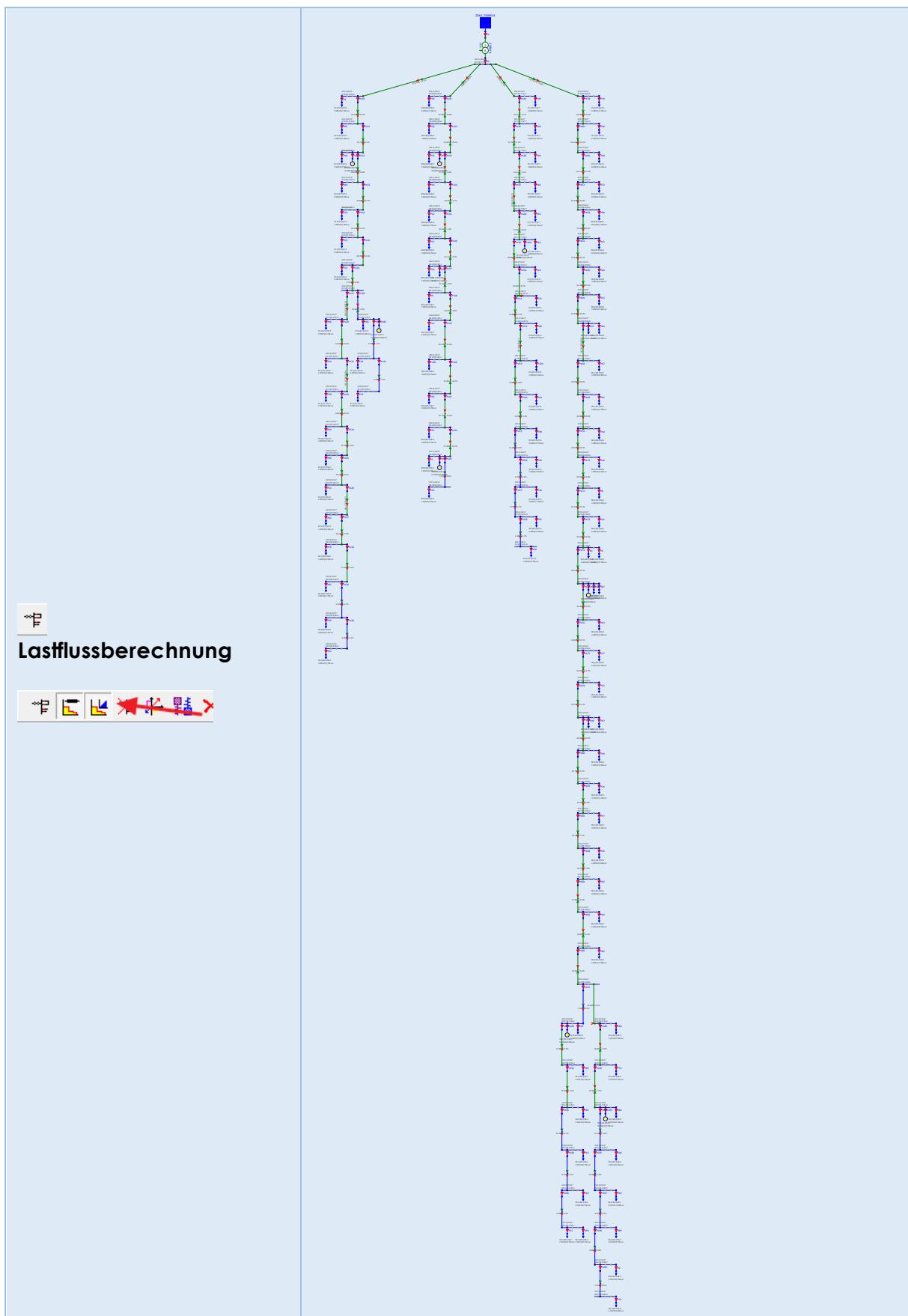
Dateiname	Stromnetz
	SimBench: 400V-Stromnetz ländlich
Netz09_Sim-Bench1_400V_ländlich	



35.1.8 Stromnetz: Netz10_SimBench2_400V_ländlich

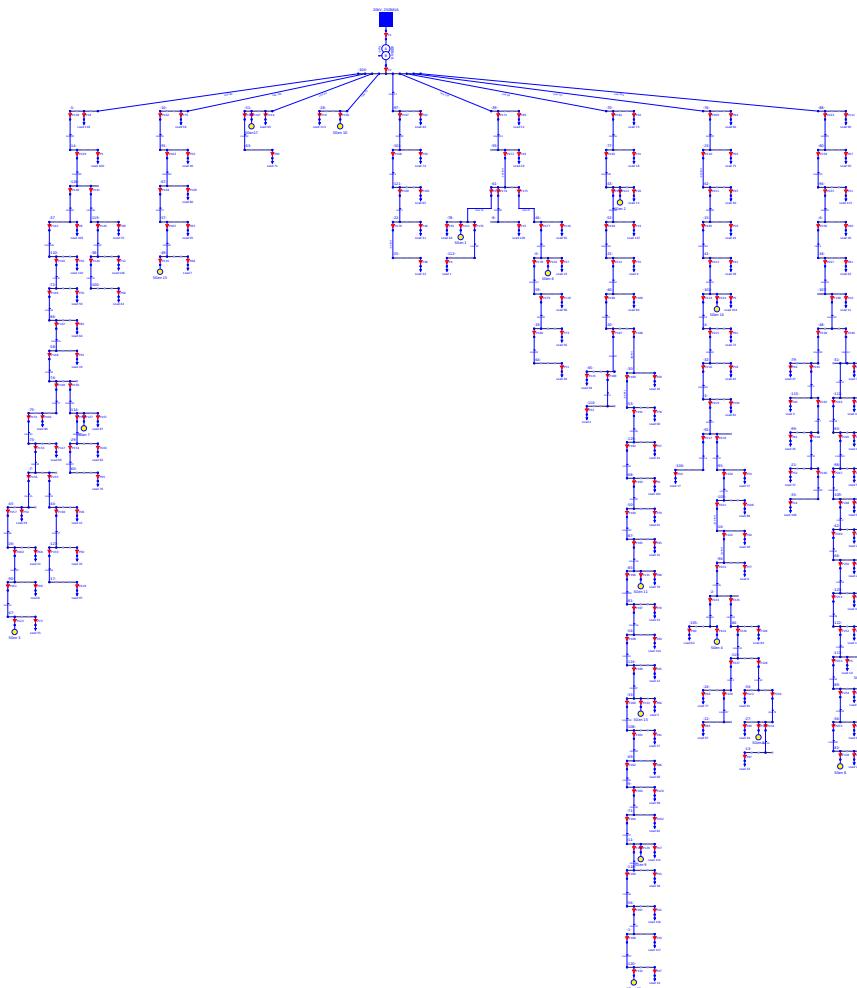
Dateiname	Stromnetz
Netz10_Sim-Bench2_400V_ländlich	SimBench: 400V-Stromnetz ländlich

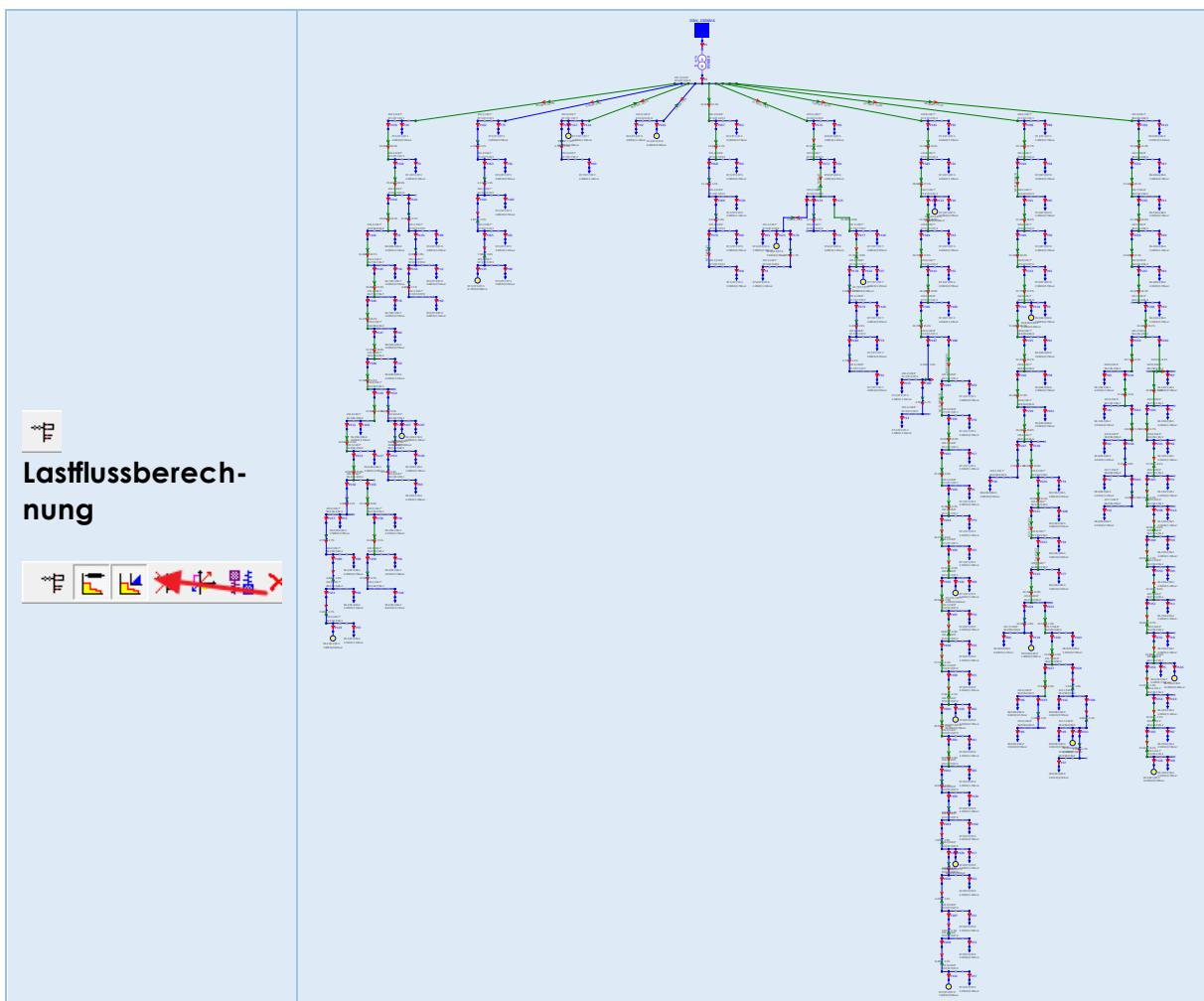




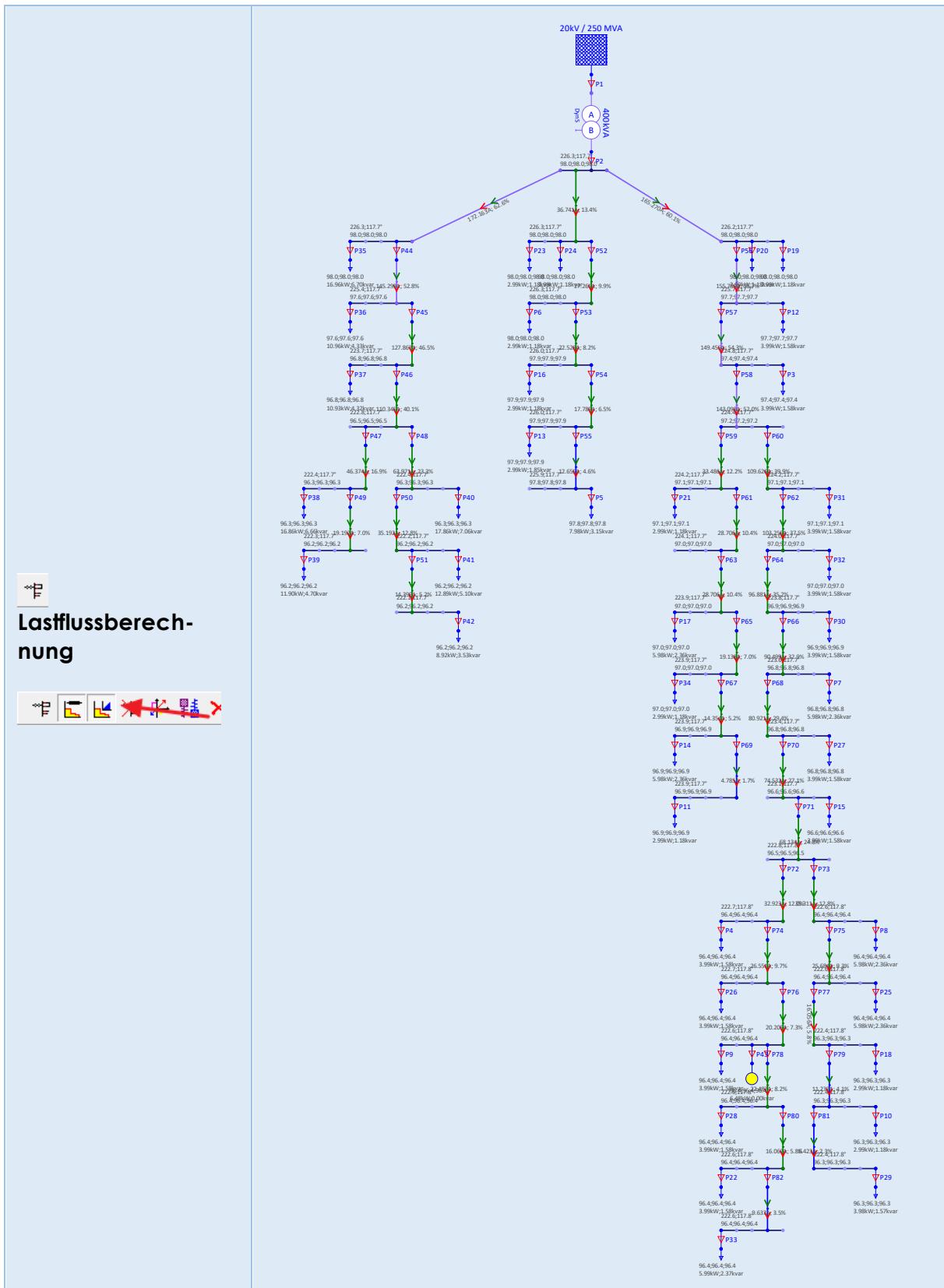
35.1.9 Stromnetz: Netz11_SimBench3_400V_ländlich

Dateiname	Stromnetz
Netz11_Sim-Bench3_400V_ländlich	SimBench: 400V-Stromnetz ländlich



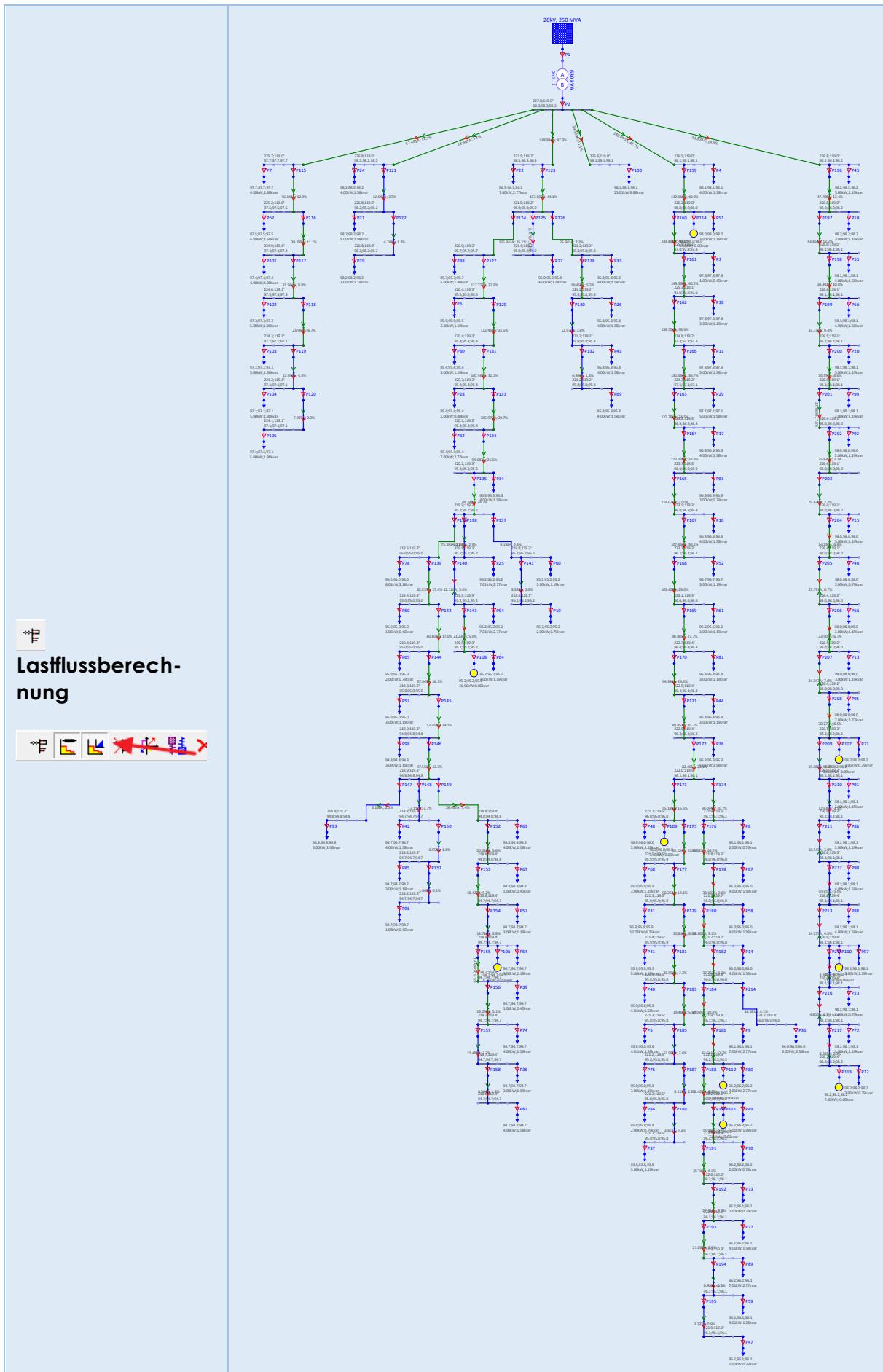


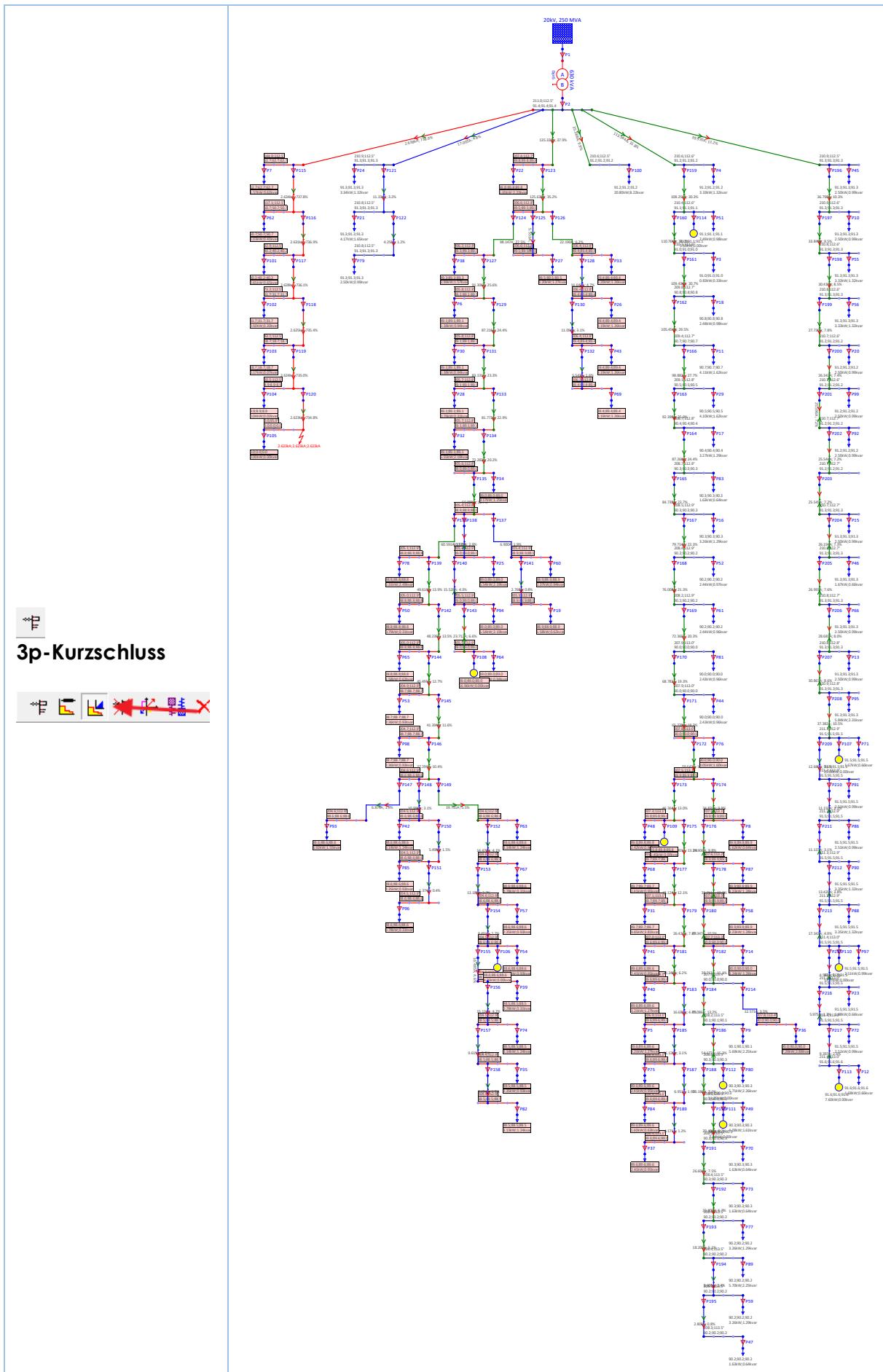
35.1.10 Stromnetz: Netz12_SimBench4_400V_halbstaedtisch



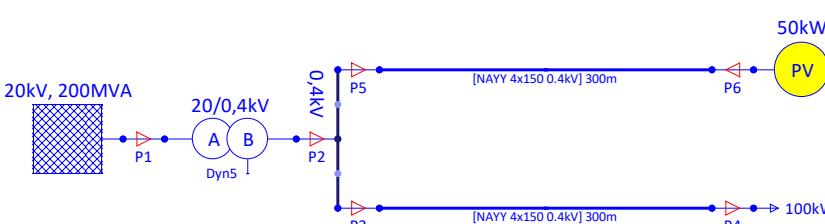
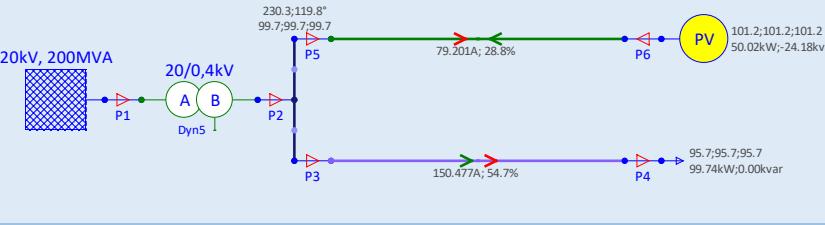
35.1.11 Stromnetz: Netz13_SimBench5_400V_halbstädtisch

Dateiname	Stromnetz
SimBench: 400V-Stromnetz halbstädtisch	
Netz13_Sim-Bench5_400V_halbstädtisch	<img alt="Diagram of the 400V distribution network 'Netz13_Sim-Bench5_400V_halbstädtisch'. The network consists of numerous nodes (red triangles) connected by blue lines representing branches. A central node is labeled 'SGen 3' with a yellow circle. Other nodes are labeled with numbers such as 14, 25, 46, 58, 74, 99, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 498, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520, 521, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543, 544, 545, 546, 547, 548, 549, 550, 551, 552, 553, 554, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 7010, 7011, 7012, 7013, 7014, 7015, 7016, 7017, 7018, 7019, 7020, 7021, 7022, 7023, 7024, 7025, 7026, 7027, 7028, 7029, 7020, 7021, 7022, 7023, 7024, 7025, 7026, 7027, 7028, 7029, 7030, 7031, 7032, 7033, 7034, 7035, 7036, 7037, 7038, 7039, 7030, 7031, 7032, 7033, 7034, 7035, 7036, 7037, 7038, 7039, 7040, 7041, 7042, 7043, 7044, 7045, 7046, 7047, 7048, 7049, 7040, 7041, 7042, 7043, 7044, 7045, 7046, 7047, 7048, 7049, 7050, 7051, 7052, 7053, 7054, 7055, 7056, 7057, 7058, 7059, 7050, 7051, 7052, 7053, 7054, 7055, 7056, 7057, 7058, 7059, 7060, 7061, 7062, 7063, 7064, 7065, 7066, 7067, 7068, 7069, 7060, 7061, 7062, 7063, 7064, 7065, 7066, 7067, 7068, 7069, 7070, 7071, 7072, 7073, 7074, 7075, 7076, 7077, 7078, 7079, 7070, 7071, 7072, 7073, 7074, 7075, 7076, 7077, 7078, 7079, 7080, 7081, 7082, 7083, 7084, 7085, 7086, 7087, 7088, 7089, 7080, 7081, 7082, 7083, 7084, 7085, 7086, 7087, 7088, 7089, 7090, 7091, 7092, 7093, 7094, 7095, 7096, 7097, 7098, 7099, 7090, 7091, 7092, 7093, 7094, 7095, 7096, 7097, 7098, 7099, 70910, 70911, 70912, 70913, 70914, 70915, 70916, 70917, 70918, 70919, 70910, 70911, 70912, 70913, 70914, 70915, 70916, 70917, 70918, 70919, 70920, 70921, 70922, 70923, 70924, 70925, 70926, 70927, 70928, 70929, 70920, 70921, 70922, 70923, 70924, 70925, 70926, 70927, 70928, 70929, 70930, 70931, 70932, 70933, 70934, 70935, 70936, 70937, 70938, 70939, 70930, 70931, 70932, 70933, 70934, 70935, 70936, 70937, 70938, 70939, 70940, 70941, 70942, 70943, 70944, 70945, 70946, 70947, 70948, 70949, 70940, 70941, 70942, 70943, 70944, 70945, 70946, 70947, 70948, 70949, 70950, 70951, 70952, 70953, 70954, 70955, 70956, 70957, 70958, 70959, 70950, 70951, 70952, 70953, 70954, 70955, 70956, 70957, 70958, 70959, 70960, 70961, 70962, 70963, 70964, 70965, 70966, 70967, 70968, 70969, 70960, 70961, 70962, 70963, 70964, 70965, 70966, 70967, 70968, 70969, 70970, 70971, 70972, 70973, 70974, 70975, 70976, 70977, 70978, 70979, 70970, 70971, 70972, 70973, 70974, 70975, 70976, 70977, 70978, 70979, 70980, 70981, 70982, 70983, 70984, 70985, 70986, 70987, 70988, 70989, 70980, 70981, 70982, 70983, 70984, 70985, 70986, 70987, 70988, 70989, 70990, 70991, 70992, 70993, 70994, 70995, 70996, 70997, 70998, 70999, 70990, 70991, 70992, 70993, 70994, 70995, 70996, 70997, 70998, 70999, 709100, 709101, 709102, 709103, 709104, 709105, 709106, 709107, 709108, 709109, 709100, 709101, 709102, 709103, 709104, 709105, 709106, 709107, 709108, 709109, 709110, 709111, 709112, 709113, 709114, 709115, 709116, 709117, 709118, 709119, 709110, 709111, 709112, 709113, 709114, 709115, 709116, 709117, 709118, 709119, 709120, 709121, 709122, 709123, 709124, 709125, 709126, 709127, 709128, 709129, 709120, 709121, 709122, 709123, 709124, 709125, 709126, 709127, 709128, 709129, 709130, 709131, 709132, 709133, 709134, 709135, 709136, 709137, 709138, 709139, 709130, 709131, 709132, 709133, 709134, 709135, 709136, 709137, 709138, 709139, 709140, 709141, 709142, 709143, 709144, 709145, 709146, 709147, 709148, 709149, 709140, 709141, 709142, 709143, 709144, 709145, 709146, 709147, 709148, 709149, 709150, 709151, 709152, 709153, 709154, 709155, 709156, 709157, 709158, 709159, 709150, 709151, 709152, 709153, 709154, 709155, 709156, 709157, 709158, 709159, 709160, 709161, 709162, 709163, 709164, 709165, 709166, 709167, 709168, 709169, 709160, 709161, 709162, 709163, 709164, 709165, 709166, 709167, 709168, 709169, 709170, 709171, 709172, 709173, 709174, 709175, 709176, 709177, 709178, 709179, 709170, 709171, 709172, 709173, 709174, 709175, 709176, 709177, 709178, 709179, 709180, 709181, 709182, 709183, 709184, 709185, 709186, 709187, 709188, 709189, 709180, 709181, 709182, 709183, 709184, 709185, 709186, 709187, 709188, 709189, 709190, 709191, 709192, 709193, 709194, 709195, 709196, 709197, 709198, 709199, 709190, 709191, 709192, 709193, 709194, 709195, 709196, 709197, 709198, 709199, 7091910, 7091911, 7091912, 7091913, 7091914, 7091915, 7091916, 7091917, 7091918, 7091919, 7091910, 7091911, 7091912, 7091913, 7091914, 7091915, 7091916, 7091917, 7091918, 7091919, 70919110, 70919111, 70919112, 70919113, 70919114, 70919115, 70919116, 70919117, 70919118, 70919119, 70919110, 70919111, 70919112, 70919113, 70919114, 70919115, 70919116, 70919117, 70919118, 70919119, 709191110, 709191111, 709191112, 709191113, 709191114, 709191115, 709191116, 709191117, 709191118, 709191119, 709191110, 709191111, 709191112, 709191113, 709191114, 709191115, 709191116, 709191117, 709191118, 709191119, 7091911110, 7091911111, 7091911112, 7091911113, 7091911114, 7091911115, 7091911116, 7091911117, 7091911118, 7091911119, 7091911110, 7091911111, 7091911112, 7091911113, 7091911114, 7091911115, 7091911116, 7091911117, 7091911118, 7091911119, 70919111110, 70919111111, 70919111112, 70919111113, 70919111114, 70919111115, 70919111116, 70919111117, 70919111118, 70919111119, 709191111110, 709191111111, 709191111112, 709191111113, 709191111114, 709191111115, 709191111116, 709191111117, 709191111118, 709191111119, 7091911111110, 7091911111111, 7091911111112, 7091911111113, 7091911111114, 7091911111115, 7091911111116, 7091911111117, 7091911111118, 7091911111119, 70919111111110, 70919111111111, 70919111111112, 70919111111113, 70919111111114, 70919111111115, 70919111111116, 70919111111117, 70919111111118, 70919111111119, 709191111111110, 709191111111111, 709191111111112, 709191111111113, 709191111111114, 709191111111115, 709191111111116, 709191111111117, 709191111111118, 709191111111119, 7091911111111110, 7091911111111111, 7091911111111112, 7091911111111113, 7091911111111114, 7091911111111115, 7091911111111116, 7091911111111117, 7091911111111118, 7091911111111119, 70919111111111110, 70919111111111111, 70919111111111112, 70919111111111113, 70919111111111114, 70919111111111115, 70919111111111116, 70919111111111117, 70919111111111118, 70919111111111119, 709191111111111110, 709191111111111111, 709191111111111112, 709191111111111113, 709191111111111114, 709191111111111115, 709191111111111116, 709191111111111117, 709191111111111118, 709191111111111119, 7091911111111111110, 7091911111111111111, 7091911111111111112, 7091911111111111113, 7091911111111111114, 7091911111111111115, 7091911111111111116, 7091911111111111117, 7091911111111111118, 7091911111111111119, 70919111111111111110, 70919111111111111111, 70919111111111111112, 70919111111111111113, 70919111111111111114, 70919111111111111115, 70919111111111111116, 70919111111111111117, 70919111111111111118, 70919111111111111119, 709191111111111111110, 7091911111111111111111, 7091911111111111111112, 7091911111111111111113, 7091911111111111111114, 7091911111111111111115, 7091911111111111111116, 7091911111111111111117, 7091911111111111111118, 7091911111111111111119, 70919111111111111111110, 709191111111111111111111, 709191111111111111111112, 709191111111111111111113, 709191111111111111111114, 709191111111111111111115, 709191111111111111111116, 709191111111111111111117, 709191111111111111111118, 709191111111111111111119, 7091911111111111111111110, 70919111111111111111111111, 70919111111111111111111112, 70919111111111111111111113, 70919111111111111111111114, 70919111111111111111111115, 70919111111111111111111116, 70919111111111111111111117, 70919111111111111111111118, 70919111111111111111111119, 709191111111111111111111110, 7091911111111111111111111111, 7091911111111111111111111112, 7091911111111111111111111113, 7091911111111111111111111114, 7091911111111111111111111115, 7091911111111111111111111116, 7091911111111111111111111117, 7091911111111111111111111118, 7091911111111111111111111119, 70919111111111111111111111110,

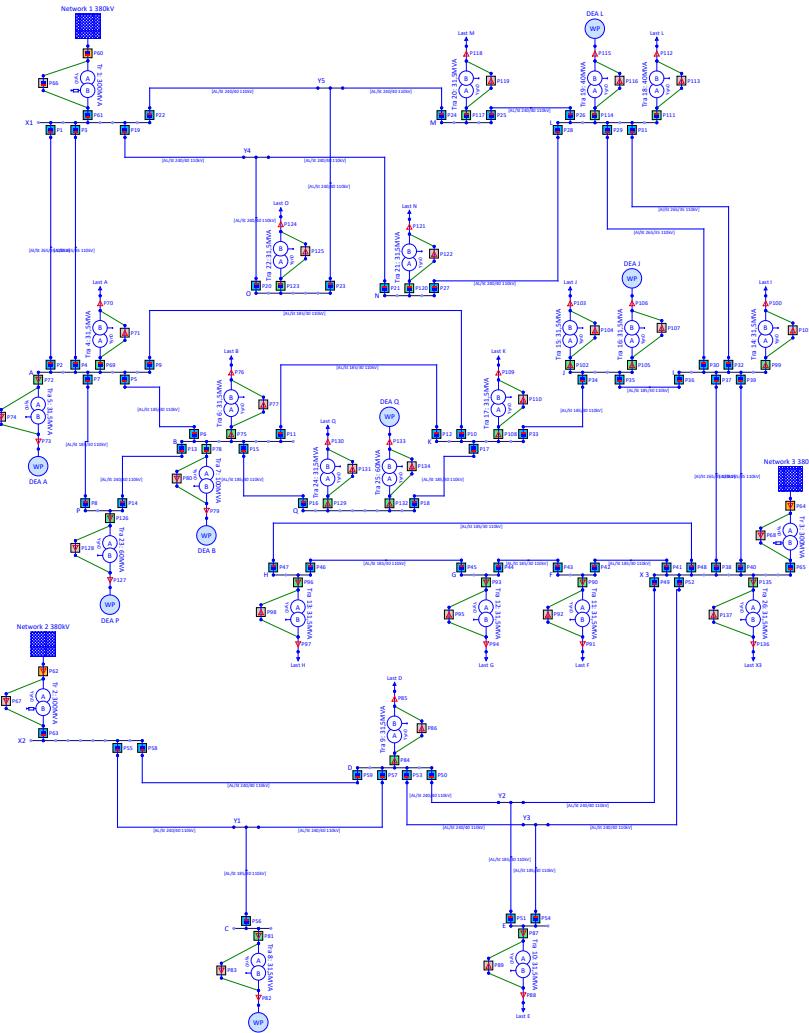


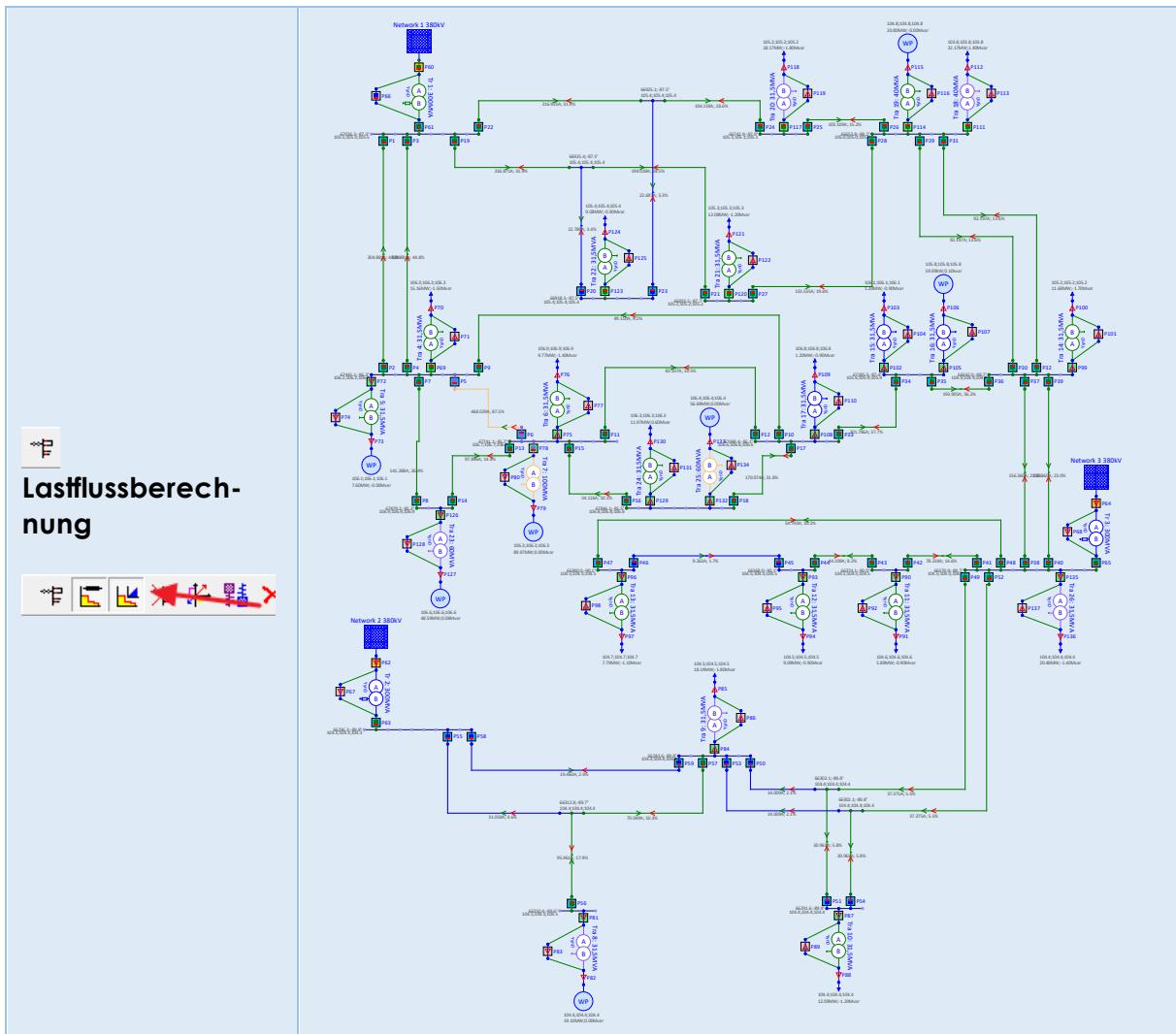


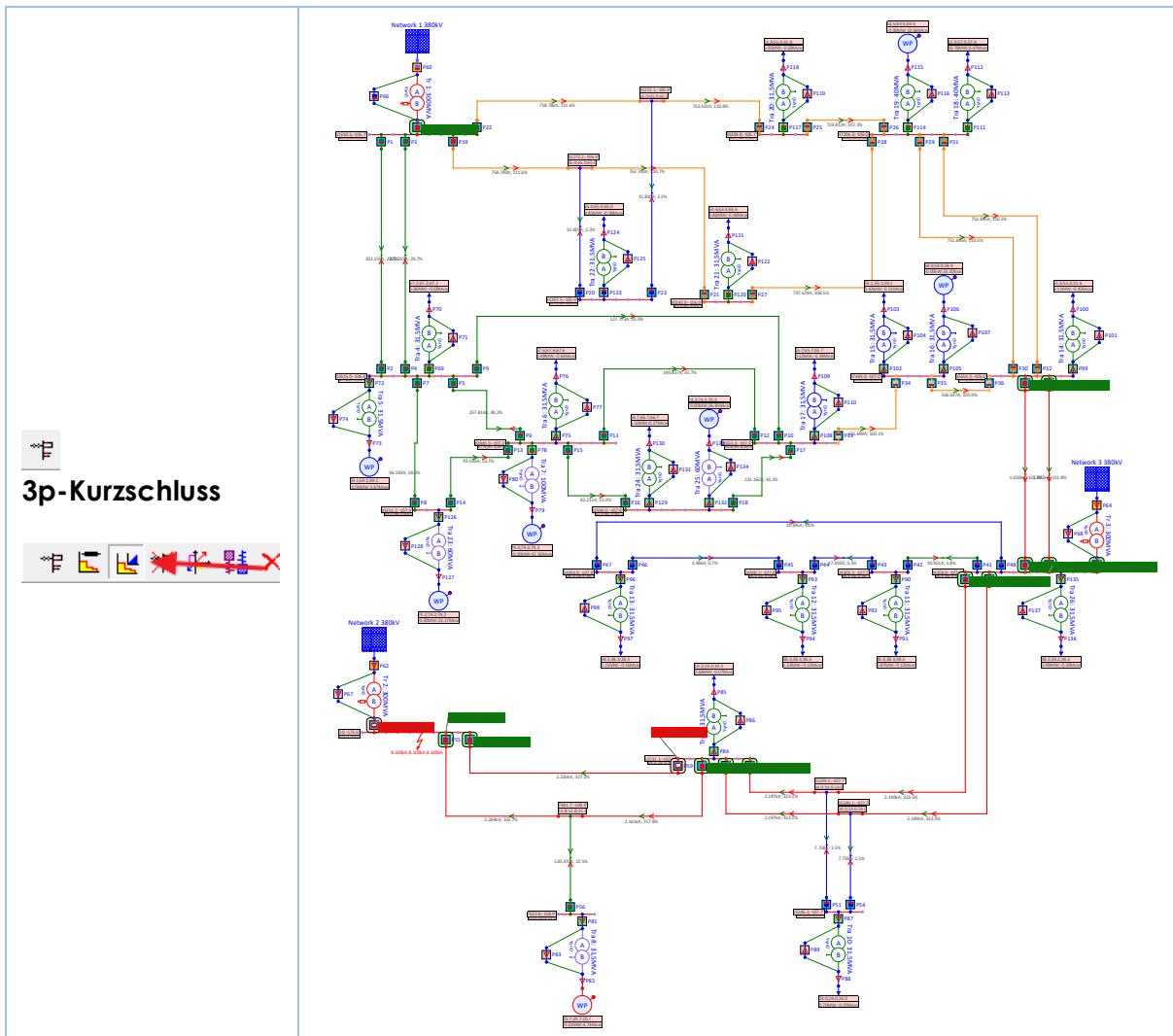
35.1.12 Stromnetz: Netz14_400VMitPVAnlage

Dateiname	Stromnetz
Netz14_400VMit-PVAnlage	<p>400V-Stromnetz mit 50kW-PV-Anlage</p> 
Lastflussberechnung	

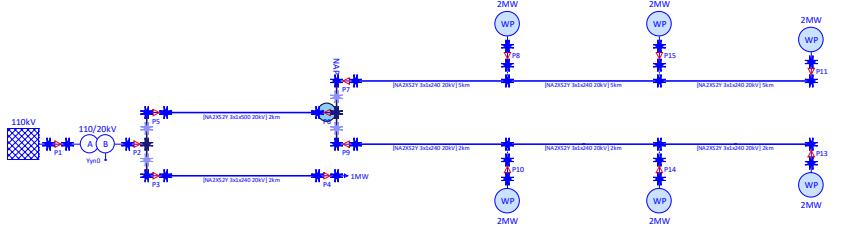
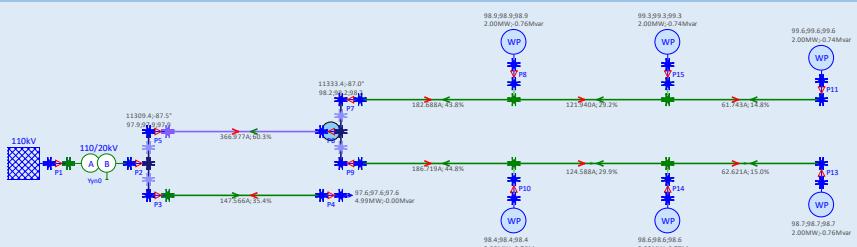
35.1.13 Stromnetz: Netz16_110kVNetzMitNetzschatzUndDEA

Dateiname	Stromnetz
Netz16_110kVNetzMitNetzschatzUndDEA	<p>Vermaschtes 110kV-Verteilnetz mit Netzschatz und Dezentralen Erzeugungsanlagen</p> 

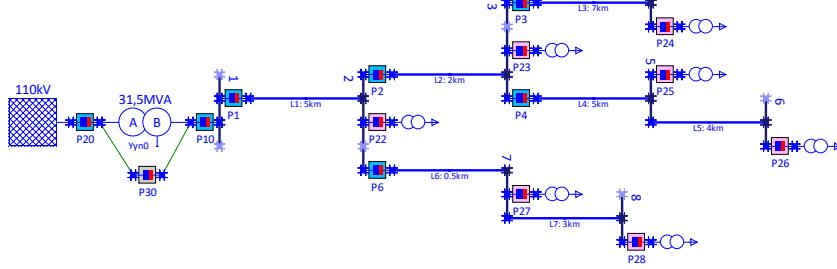
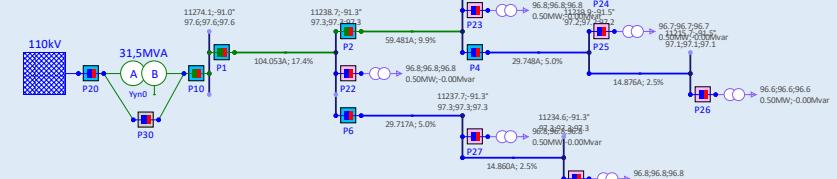
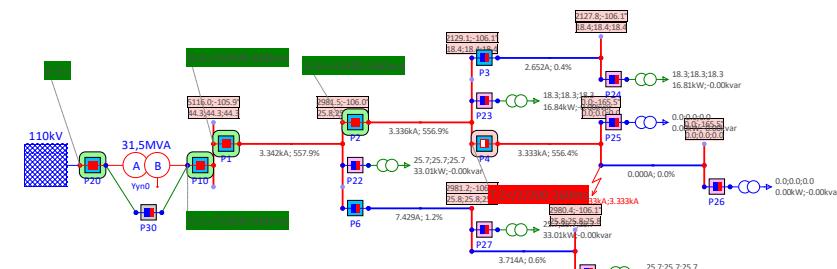




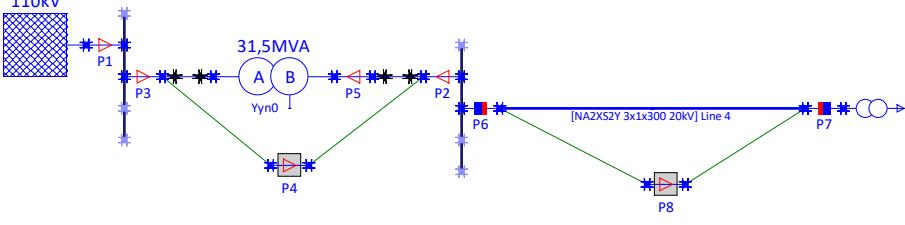
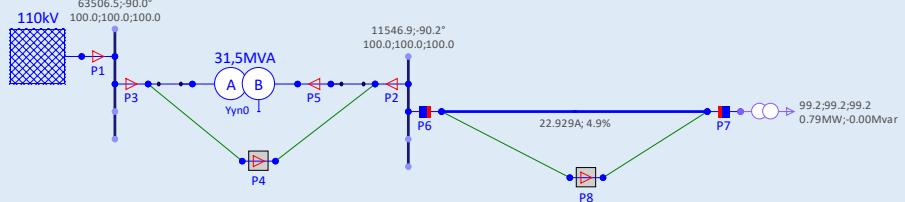
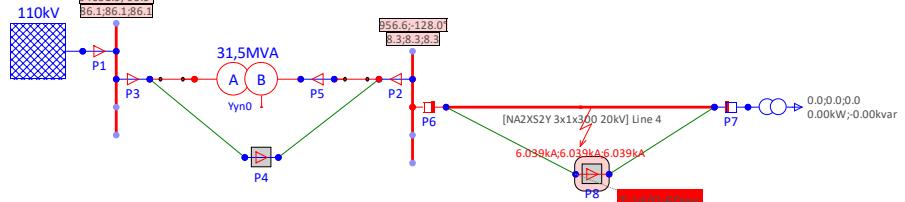
35.1.14 Stromnetz: Netz17_20kV Mit Windpark Mit Parkregler

Dateiname	Stromnetz Dezentrale Erzeugungsanlage mit Parkregler im 20kV-Mittespannungsnetz
Netz17_20kV Mit Windpark Mit Parkregler	 <p>The diagram shows a 20kV distribution network with 15 nodes labeled P1 through P15. Nodes P1, P2, P3, P4, P10, P14, and P15 are connected to a common 110/20kV transformer. Nodes P5, P6, P7, P8, P9, P11, and P12 are connected to a 20kV line. Nodes P13 and P15 are connected to a 20kV line. Five wind farms (WP1 to WP5) are connected to nodes P1, P5, P8, P10, and P14 respectively. Each wind farm has a capacity of 2MW.</p>
Lastflussberechnung	 <p>This diagram provides a detailed view of the power flow calculation results for the network. It includes phase angles (e.g., 11309.4-87.5°, 97.9-27.6°), current values (e.g., 366.977A, 40.3%), and power values (e.g., 98.998.99.9, 2.00MVA, 0.74Mvar) at various nodes. The diagram also shows the connection points for the wind farms and the main 110/20kV transformer.</p>

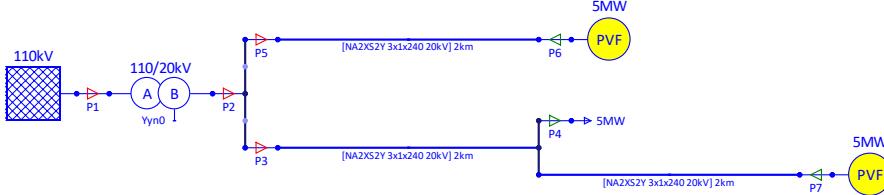
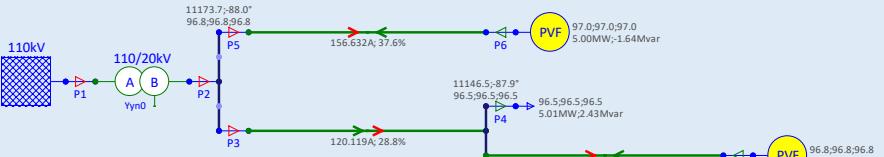
35.1.15 Stromnetz: Netz18_20kVMitDistanzschutz

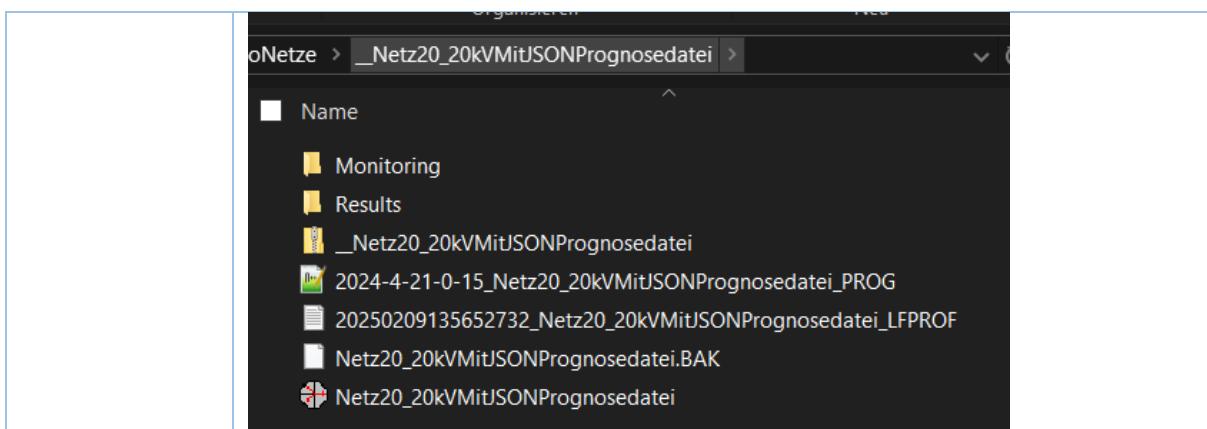
Dateiname	Stromnetz
Netz18_20kVMitDistanzschutz	20kV-Mittelspannungsnetz mit Distanzschutz 
Lastflussberechnung	 <p>The screenshot displays the results of a power flow calculation. It shows the network structure with nodes P1 through P28. Each node is labeled with its coordinates (e.g., 11274.1; -91.0°, 97.6; 97.6; 97.6) and its status (e.g., 104.053A; 17.4%). The results include active power (P) and reactive power (Q) values for each branch, such as 14.870A; 2.5% and 96.8; 96.8; 96.8. Power factor and voltage magnitude are also indicated.</p>
3p-Kurzschluss	 <p>The screenshot displays the results of a three-phase short circuit analysis. It shows the network structure with nodes P1 through P28. Each node is labeled with its coordinates (e.g., 11274.1; -91.0°, 97.6; 97.6; 97.6) and its status (e.g., 3.342kA; 557.9% and 7.429A; 1.2%). The results include fault currents (I) and fault voltages (U) for each branch, such as 2.652A; 0.4% and 18.3; 18.3; 18.3. Power factor and voltage magnitude are also indicated.</p>

35.1.16 Stromnetz: Netz19_20kV-LtgTrafoDiffSchutzPDIFF

Dateiname	Stromnetz
Netz19_20kV-LtgTrafoDiffSchutzPDIFF	Differentialschutz für einen 2-Wicklungs-Transformator und eine Leitung 
Lastflussberechnung	
3p-Kurzschluss	Die Ergebnisse der Netzschatzanalyse werden im Kurzschluss-fall in der Netzgrafik angezeigt. 

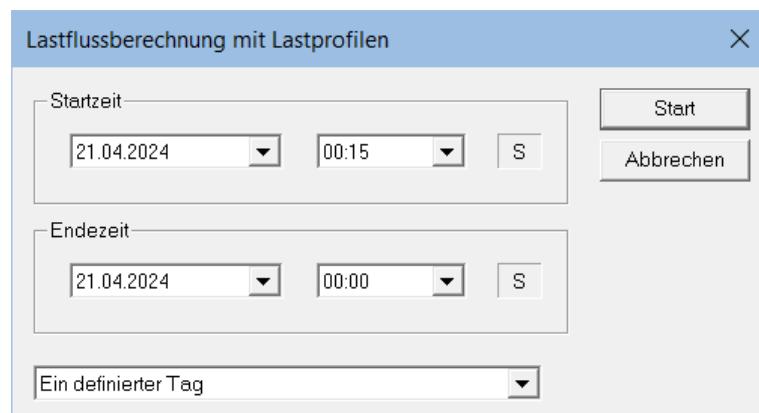
35.1.17 Stromnetz: Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei

Dateiname	Stromnetz
	Netzzustandsanalyse mit Lastprofilen Zeitreihenberechnung mit Lastprofilen für 15min-Intervalle mit einer JSON-Prognosedatei
Netz20_20kV MitJSONPrognosedatei	
Lastflussberechnung	<p>Wird eine Lastflussberechnung ohne Lastprofile ausgeführt, so werden für die Netzwerkelemente Verbraucherlast und Erzeugungsanlage (DEA) die Einstellwerte aus der Registerkarte Allgemeine Daten des Einstelldialogs, insbesondere die Nennwirkleistung P_n und der Verschiebungsfaktor $\cos \varnothing_n$ verwendet.</p> 
Lastflussberechnung mit Lastprofilen in einer JSON-Prognosedatei	<p>Wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen ausgeführt, so müssen eine oder mehrere Lastprofildateien mit den Zeitreihen der 15min-Leistungswerte P verwendet und ein Zeitbereich ausgewählt werden. In diesem Beispiel wird eine JSON-Prognosedatei mit Lastprofilen verwendet. Damit genügt es, nur eine einzige Datei zu verwenden, in der alle benötigten Lastprofile enthalten sein können.</p> <p>Es wird das Projektverzeichnis Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei mit den darin enthaltenen Unterverzeichnissen verwendet. Die JSON-Prognosedatei</p> <p>⇒ 2024-4-21-0-15_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_PROG.JSON</p> <p>ist im Unterverzeichnis Monitoring gespeichert. Es muss hier beachtet werden, dass immer nur die zeitlich jüngste JSON-Datei aus diesem Verzeichnis von ATPDesigner geprüft und verarbeitet wird. Die Ausgaben im Meldungsfenster sind bzgl. Fehlermeldungen zu überprüfen.</p>



- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile**

In dem Einstelldialog kann der Zeitbereich eingestellt werden. Für das Beispielnetz muss der 21.04.2024 als vollständiger Tag ausgewählt werden, d.h. nach VDEW [23] beginnend mit dem ersten 15min-Intervall 00:15h bis zum letzten 15min-Intervall des Tages 00:00Uhr, insgesamt 96 15min-Intervalle.



Die Lastprofile sind in der **JSON-Prognosedatei** im JSON-Format gespeichert. Der Zeitbereich der **JSON-Prognosedatei** kann aus deren Inhalt ermittelt werden. Im Header der **JSON-Prognosedatei** ist das JSON-Objekt **simulationtime** enthalten. Der Parameter DST (**D**aylight **S**aving **T**ime) zeigt die Winterzeit DST=0 oder Sommerzeit DST=1 an.

```

"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
"date": "21.04.2024",
"time": "16:11:36",
"description": "Export JSON-Prognosedatei _PROG",
"filetype": "Prognose",
"fileversion": "1",
"fileformat": "1",
"status": "JSON-Prognosedatei erfolgreich exportiert",
"process_id": "1",
"simulationtime": "21.04.2024 00:15 DST=1 - 21.04.2024 00:00 DST=1",
"operationmode": "Ein definierter Tag",
"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.95 - 19.04.2024",

```

```
"datafile":  
"C:\\\\ATPDesigner\\\\00_7_ATPDesignerDemoNetze\\\\Netz20_20kVMitJSONPrognos  
edatei\\\\Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei.bnet"
```

Es wird allerdings empfohlen, den Zeitbereich direkt aus den JSON-Objekten **timestamp_s** zu ermitteln. Mit dem JSON-Objekt wird der Zeitpunkt im UTC-Format⁵ angegeben.

- 1713651300 = 21.04.2024 00:15 GMT+2 (Sommerzeit)

The Current Epoch Unix Timestamp

Enter a Timestamp

1713651300

1739105744

SECONDS SINCE JAN 01 1970. (UTC)

1:55:46 PM

Convert →

Copy

Format	Seconds
GMT	Sat Apr 20 2024 22:15:00 GMT+0000
Your Time Zone	Sun Apr 21 2024 00:15:00 GMT+0200 (Mitteleuropäische Sommerzeit)
Relative	10 months ago

```
{
    "id": "Load 1;P,Q=konst.",
    "label": "Load 1;P,Q=konst.",
    "unit_1": "P[kW]",
    "unit_2": "Q[kvar]",
    "timeseries":
    [
        {
            "timestamp_s": 1713651300,
            "value_1": 5000.000000,
            "value_2": 0.000000
        },
    ]
```

Wird ein Zeitbereich ausgewählt, der nicht in der **JSON-Prognose-datei** enthalten ist, wird eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben.

Lastprofile> JSON Prognosedatei mit ID: 15min-Intervall 02.05 00:15 nicht gefunden

```

* lastprofile> Einlesen Lastprofil EM2_U - o.k.

>> JSON-Datei lesen: C:\Users\Michael Igel\Desktop\00_7_ATPDesignerDemoNetze\Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei\Monitor.json
>> JSON-Datei lesen: C:\Users\Michael Igel\Desktop\00_7_ATPDesignerDemoNetze\Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei\Monitor.json

>> Start JSON Konvertierung ...
>> Datei: 2024-4-21-0-15_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_PROG.JSON
>> JSON auswerten : Aktiviert
>> Taskliste auswerten : Deaktiviert
>> E-Mail Liste auswerten : Deaktiviert
>> Prognosederaten auswerten : Aktiviert
>> Kurzschlussdaten auswerten : Aktiviert
>> Netzwerkliste auswerten : Deaktiviert
>> Syntax der JSON-Datei analysieren: o.k.
>> Netzwerkliste : nicht vorhanden
>> Kurzschlussdaten : nicht vorhanden
>> Prognosederaten : 3 Zeitreihen vorhanden
>> E-Mail Liste : nicht vorhanden
>> Taskliste : nicht vorhanden
>> JSON Konvertierung erfolgreich abgeschlossen.

>> JSON-Datei lesen: Integritätstest der JSON-Dateien ausführen ...

Lastprofile> Analyse gestartet ...
Lastprofile> JSON Prognosedatei mit ID: 15min-Intervall 02.05 00:15 nicht gefunden

EMAIL> E-Mail Notification Netzzustandsüberwachung

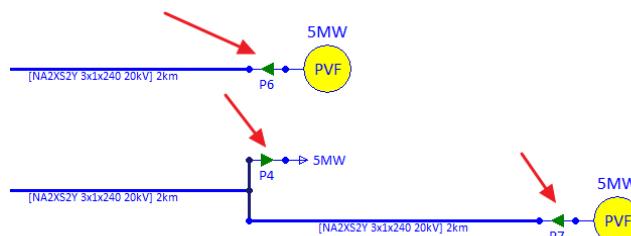
Lastprofile> Analyse beendet [5.129s = 0min, 5.129s], Rechenzeit der Lastflussberechnungen [0.000s = 0min, 0.000s].

```

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung mit Lastprofilen werden in einem Bericht, in dem Beispiel

- **20250209135652732_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_LFPROF.XML**

ausgegeben. Darüber hinaus werden für die im Stromnetz enthaltenen **Fahrplanmessgeräte** (Netzwerklement **Mess/Schutzgerät mit grünem Pfeil**)

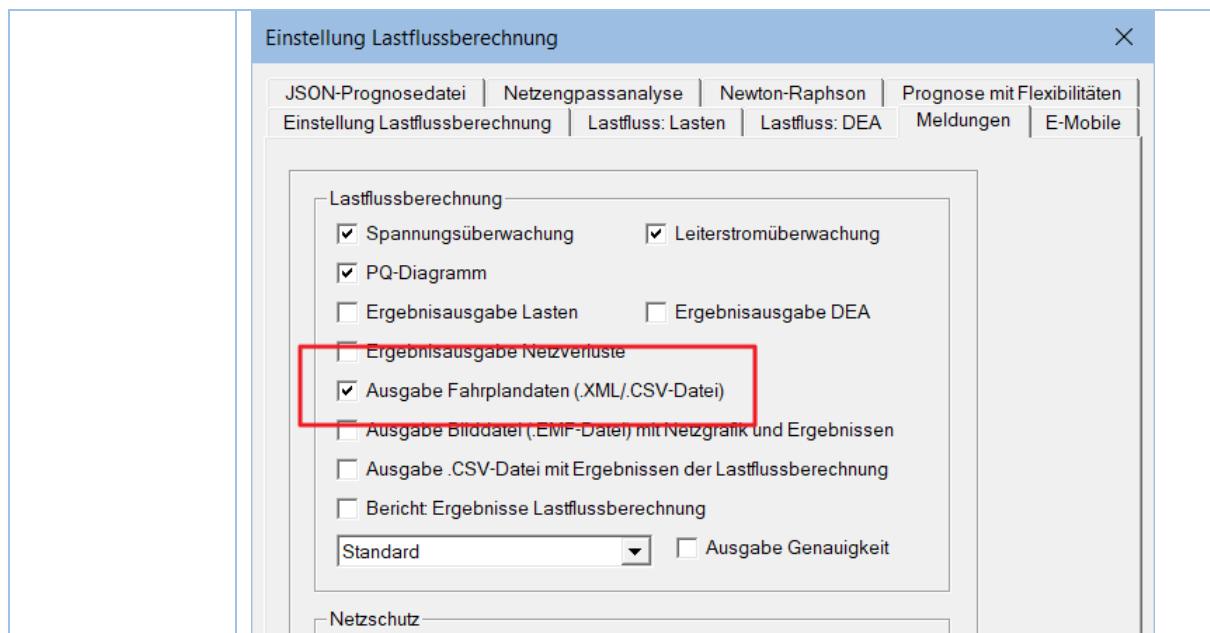


in einer .CSV-Datei, in dem Beispiel

- **20250209134117832_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_FPFORC.CSV**

ausgegeben, die im Unterverzeichnis **Results** gespeichert wird. Dazu muss die Option **Ausgabe Fahrplandaten (.XML/.CSV-Datei)** in dem nachfolgenden Einstelldialog aktiviert werden.

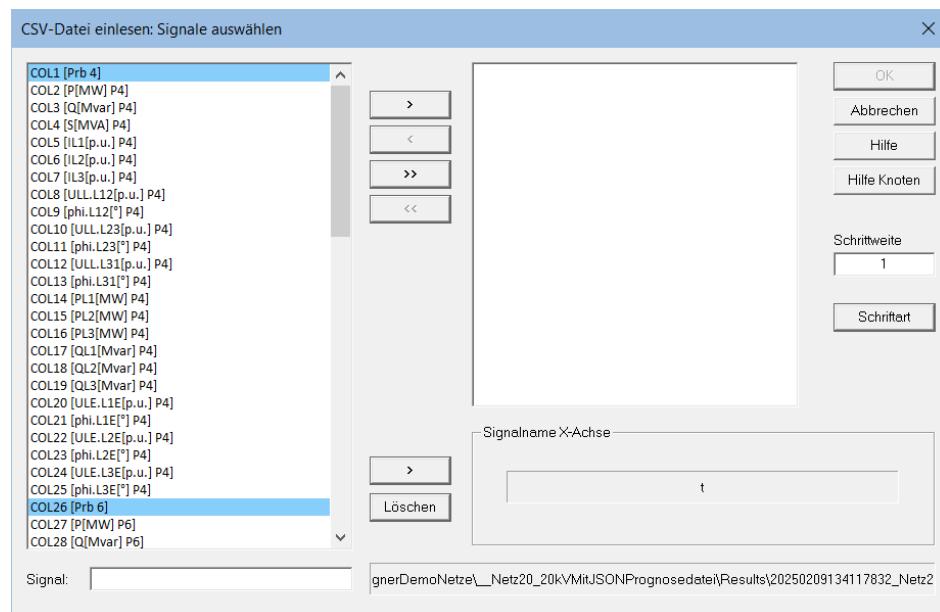
- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**



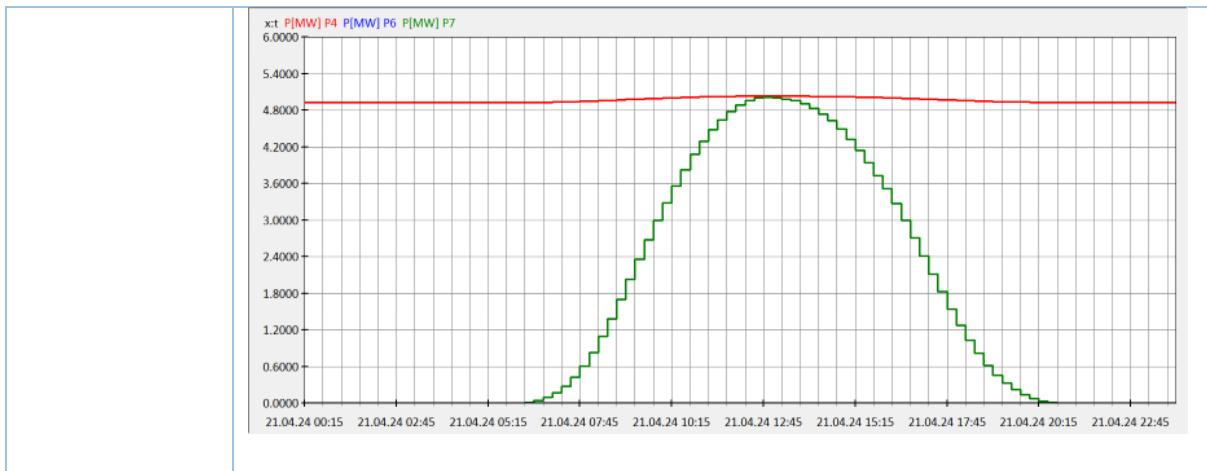
Zusätzlich zur .CSV-Datei werden die Ergebnisse in einer .XML-Datei [21] gespeichert, die mit einer Tabellenkalkulation wie z.B. Excel eingelesen und weiter verarbeitet werden kann.

Die .CSV-Datei mit den Fahrplandatei kann auch von ATPDesigner eingelesen und als Diagramm angezeigt werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Öffnen ...**, Dateifilter **.CSV-Datei (*.CSV)**



Nach der Auswahl eines oder mehrerer Signale wird ein Diagramm geöffnet. Das Diagramm kann mit **STRG+C** als **Bild** (.EMF-Format) in die Zwischenablage kopiert werden.

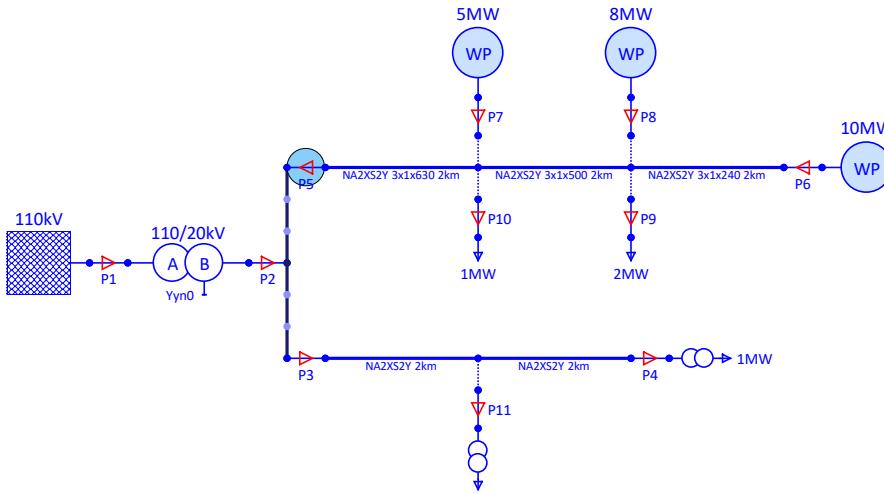
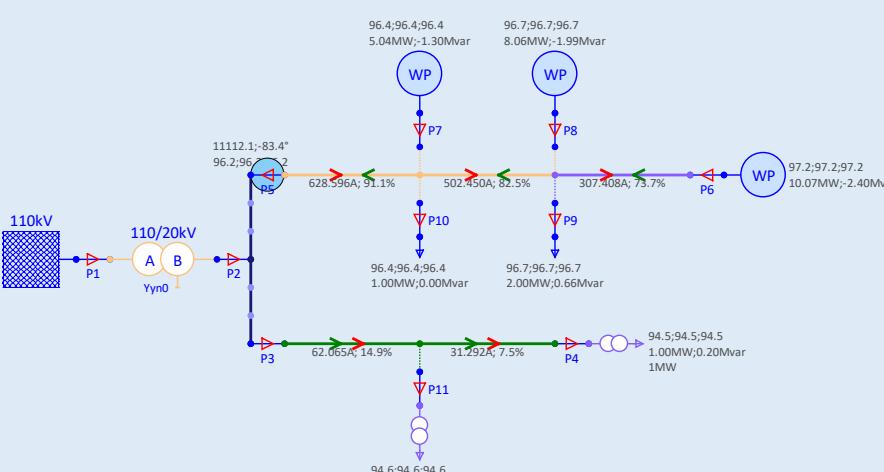


Die Erstellung der **JSON-Prognosedatei** mit Hilfe der Funktion **Export: Prognose JSON** und der Standardlastprofile nach VDEW [23] und die Verwendung im Stromnetz wird in Kapitel 30.4 erläutert.

Dateien und Verzeichnisstruktur

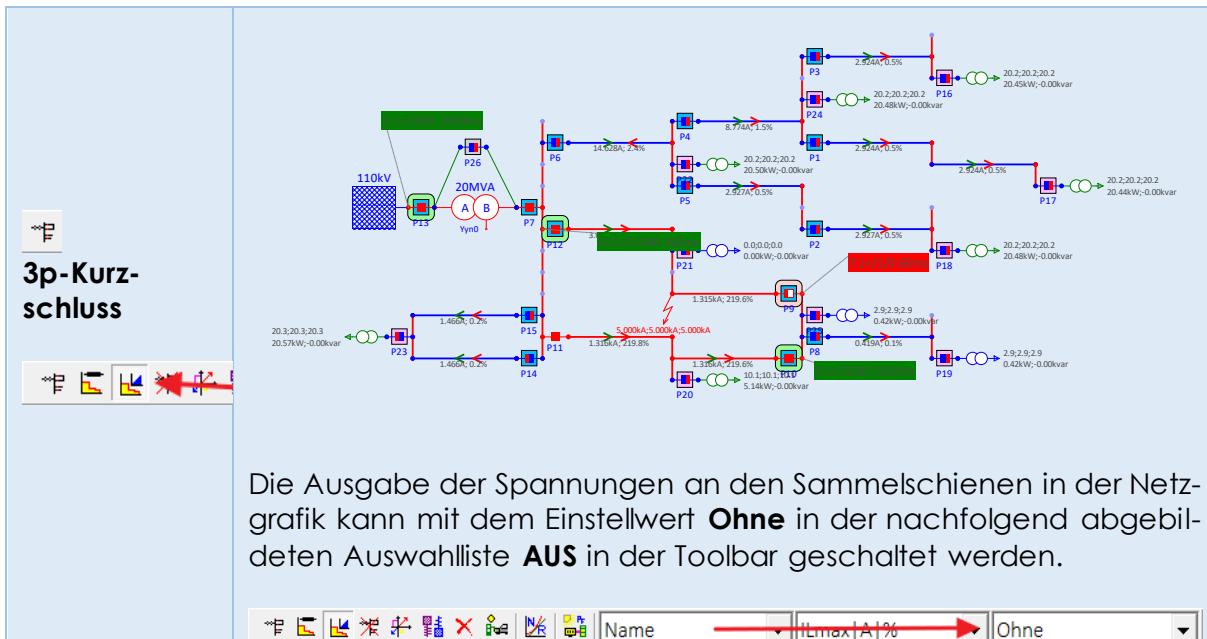
- ⇒ **Verzeichnis: Projektverzeichnis**
... __Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei
20240421153134628_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_LFPROF.XML
Ergebnisse der Netzzustandsanalyse der Lastflussberechnung mit Lastprofilen
- 20240421165047719_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_LFFORC.XML
Ergebnisse der Netzzustandsanalyse der Lastflussberechnung mit Prognose
- ⇒ **Verzeichnis: Projektverzeichnis \ Monitoring**
2024-4-21-0-15_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_PROG.JSON
- ⇒ **Verzeichnis: Projektverzeichnis \ Results**
20240421165047568_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_FPFORC.CSV
20240421165047568_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_FPFORC.XML

35.1.18 Stromnetz: Netz21 DEA_PQKennlinie_Untererregt_Parkregler

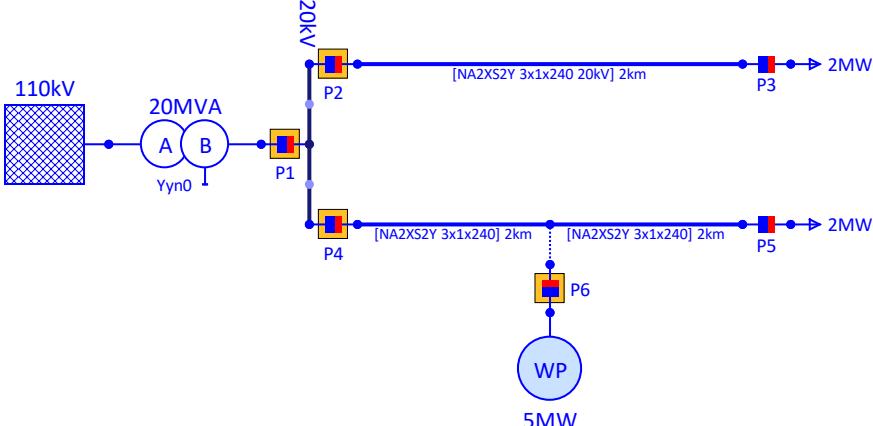
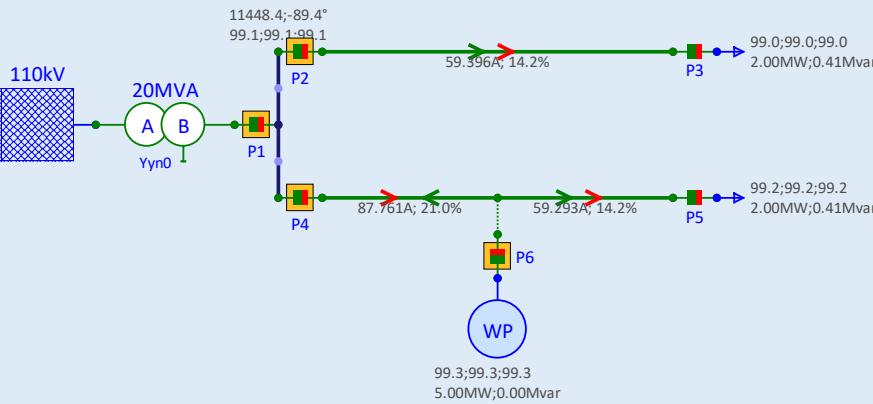
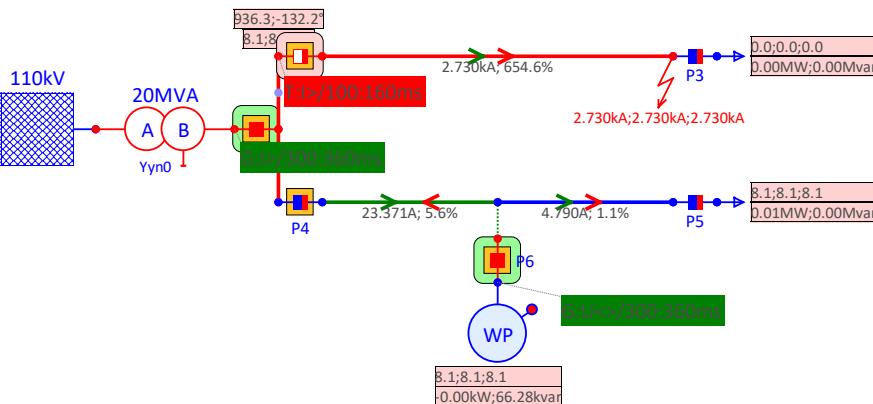
Dateiname	Stromnetz
	Mischpark: Erzeugungsanlage (EZA) mit Parkregler sowie mehrere Erzeugungseinheiten (EZA) und Bezugsanlagen
Netz21 DEA_PQKennlinie_Untererregt_Parkregler	
Lastflussberechnung	<p>Die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden in der Netzgrafik angezeigt.</p> 

35.1.19 Stromnetz: Netz22_20kVNetzDistanzschutzUndHHSicherungen

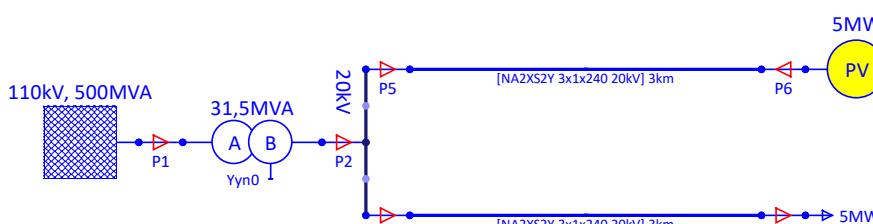
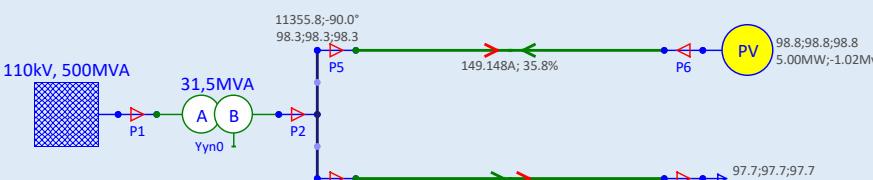
Dateiname	Stromnetz
Netz22_20kV NetzDistanzschutzUndHH-Sicherungen	
 Lastflussberechnung	
 3p-Kurzschluss	<p>Generalanregung und AUS-Kommandos der Netzschatzgeräte werden in den Netzgrafik im Kurzschlussfall angezeigt.</p>



35.1.20 Stromnetz: Netz23_20kVNetzUMZSchutz_DEAimLVRTBetrieb

Dateiname	Stromnetz
	20kV-Mittelspannungsnetz mit Dezentralen Erzeugungsanlagen im LVRT-Betrieb im Kurzschlussfall
Netz23_20kV NetzUMZ- Schutz_DEAi mLVRTBetrieb	
Lastflussbe- rechnung	
3p-Kurz- schluss	<p>Generalanregung und AUS-Kommandos der Netzsicherungsgeräte werden im Kurzschlussfall in den Netzgrafik angezeigt. Die Erzeugungsanlage ist im LVRT-Betrieb (vollständige dynamische Netzstützung).</p> 

35.1.21 Stromnetz: Netz24_20kV MitPV Anlage

Dateiname	Stromnetz
Netz24_20kV MitPV Anlage	<p>20kV-Mittelspannungsnetz mit Dezentralen Erzeugungsanlagen</p> <p>Die Erzeugungsanlage (EZA) wird im untererregten Betrieb, d.h. mit Blindleistungsbezug betrieben, um die Spannungsanhebung am Netzanschlusspunkt (NAP) zu reduzieren.</p> 
Lastflussberechnung	

35.2 Stromnetze für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Die nachfolgenden dargestellten Stromnetze sind für die Berechnung **dynamischer Netzvorgänge** vorgesehen.

- Toolbar-Button 
- Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **.ATP-Datei schreiben und ATP ausführen**
- Tastenkürzel **Strg + R**

In dem nachfolgenden Einstelldialog sind wichtige Einstellwerte für die Berechnung eines dynamischen Netzvorgangs mit Spannungen $u(t)$ und Strömen $i(t)$ als zeitliche Größen dargestellt.

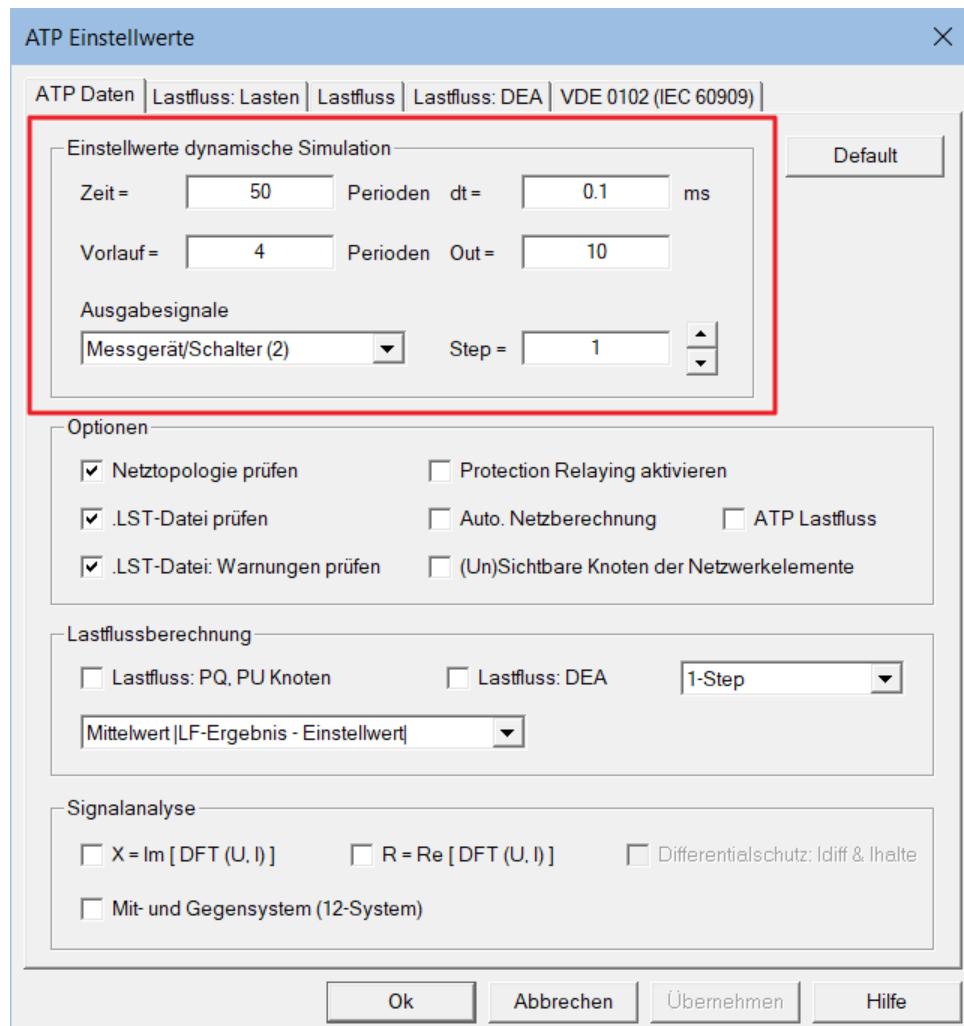


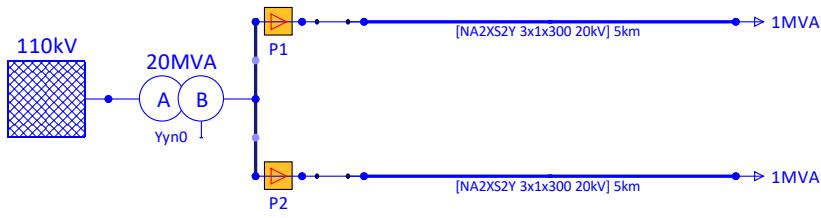
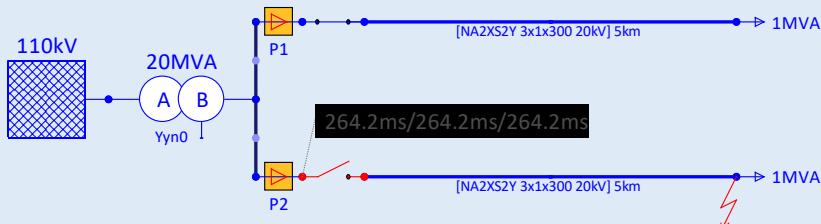
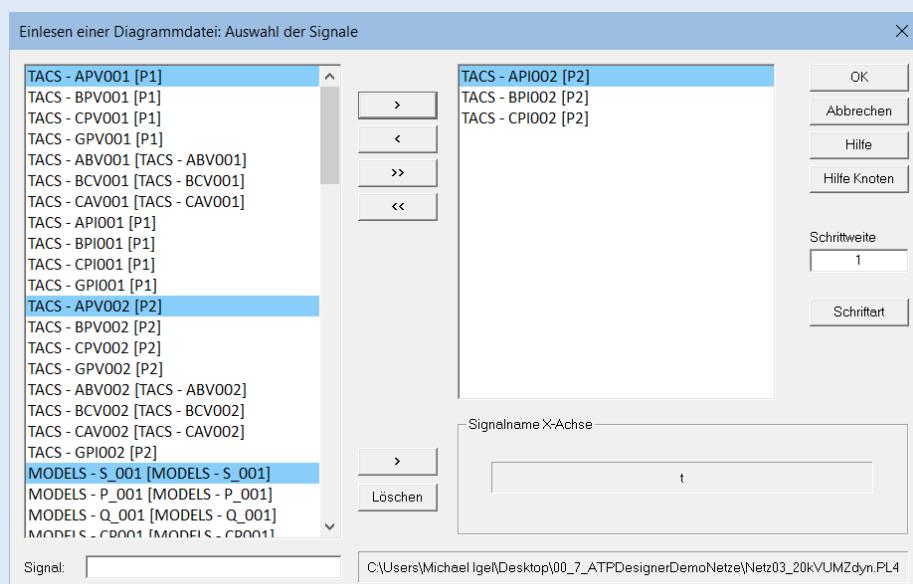
Abbildung 105: Einstellwerte für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**

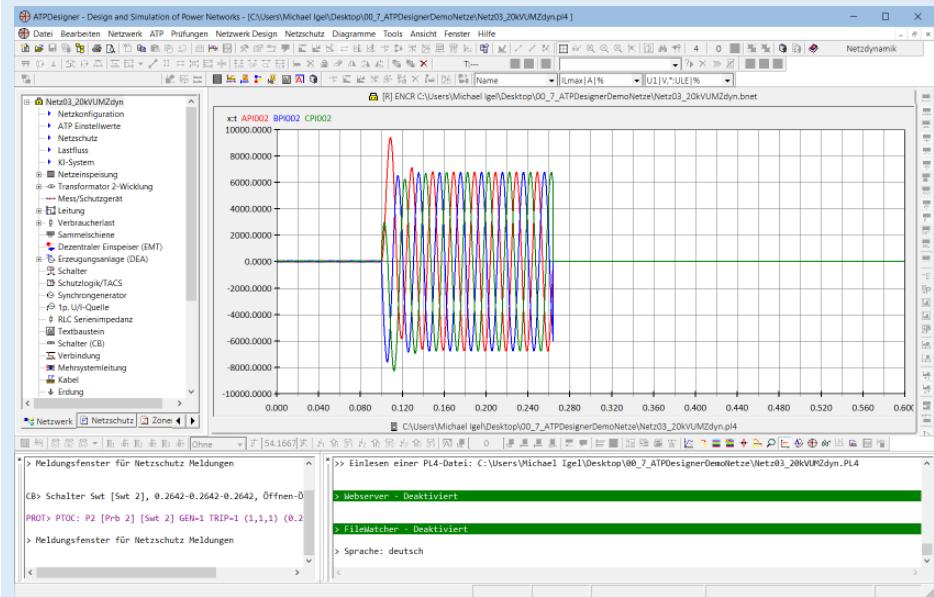
Einstellwert	Bedeutung
Zeit	Dauer des simulierten Zeitbereiches in Vielfachen einer Netzperiode T

	$T = \frac{1}{f_n}$ mit f_n = Nennfrequenz
dt	Zeitschritt dt: Zeitliche Auflösung des Diagramms mit den zeitabhängigen Signalen $u(t)$, $i(t)$, ...
Step	Interne Rechenschrittweite des ATP je Zeitschritt dt

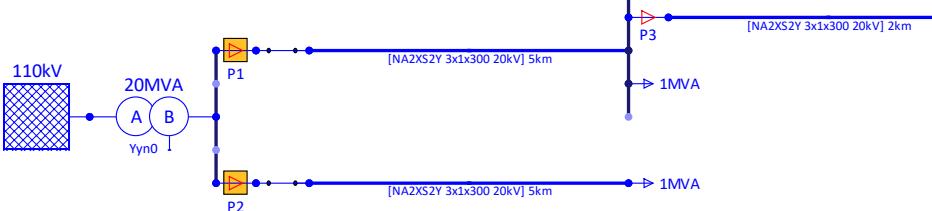
35.2.1 Stromnetz: Netz03_20kVUMZdyn

Dateiname	Stromnetz
Netz03_20kVUMZdyn	<p>20kV-Stromnetz mit Überstromzeitschutz (UMZ-Schutz)</p>  
Berechnung dynamischer Netzvorgänge 3p-Kurzschluss	<p>Einlesen einer Diagrammdatei: Auswahl der Signale</p>  <p>Die Ergebnisse der Netzberechnung, d.h. die zeitlichen Signale werden in einer .PL4-Datei gespeichert, in dem Beispiel:</p> <ul style="list-style-type: none"> Netz03_20kVUMZdyn.PL4

In dem nachfolgenden Diagramm ist der Kurzschlusseintritt bei $t=100\text{ms}$ und das Abschalten des Kurzschlussstromes bei ca. $t=260\text{ms}$ durch ein AUS-Kommando des Überstromzeitschutzes zu erkennen.



35.2.2 Stromnetz: Netz04_20kVUMZdynMitDEA

Dateiname	Stromnetz
	20kV-Stromnetz mit Überstromzeitschutz (UMZ-Schutz) und Dezentraler Erzeugungsanlage (RPI-Modell)
Netz04_20kV UMZdynMit- DEA	
 Lastflussbe- rechnung	Eine Lastflussberechnung ist mit diesem Stromnetz nicht möglich, da das Netzwerkelement Dezentraler Einspeiser (EMT) dafür nicht verwendet werden kann.
	Nach dem Start der Berechnung werden Meldungen im Meldungs- fenster ausgegeben.
 Berechnung dynamischer Netzvor- gänge	<pre> ATP starten um transiente Zeitfunktionen zu berechnen C:\Users\Michael Igel\Desktop\00_7_ATPDesignerDemoNetze\Netz04_20kVUMZdynMitDEA.ATP 09.02.2025 , 15:29:58 > .ATP-Datei schreiben ...: 'C:\Users\MICHAEL-1\AppData\Local\Temp\Netz04_20kVUMZdynMitDEA.ATP' > Simulationszeit = 1000 ms > Fehlerfreie Vorlaufzeit = 80 ms > Abtastschrittweite = 0.1 ms > Interne Abtastschrittweite = 0.1 ms > Suche nach nicht verbundenen Knoten für alle Netzwerkelemente ... >> 0 nicht verbundene Knoten gefunden >> Suche nach nicht verbundenen Knoten beendet > Netztopologie überprüfen ... >> Alle Netzwerkelemente sind o.k. >> MODELS(Probe RMS&PTOC): DT(DFT)=1ms; No(DFT)=20; Step=10 >> MODELS(Renewable Power Infeed): DT(DFT)=1ms; No(DFT)=20; Step=10 >> T = 36ms > Berechnung der .ATP-Datei C:\Users\MICHAEL-1\AppData\Local\Temp\Netz04_20kVUMZdynMitDEA.ATP > .ATP-Datei durch ATP ausführen ...: [C:\Users\MICHAEL-1\AppData\Local\Temp\Netz04_20kVUMZdynMitDEA.ATP] > ATP ausführen ... > .LST-Datei prüfen ... [C:\Users\MICHAEL-1\AppData\Local\Temp\Netz04_20kVUMZdynMitDEA.LIS] > Fehlerstatistik für die ATP .LST-Datei >> Anzahl Warnungen : 0 >> Anzahl Fehler : 0 > ATP CPU Zeit 3.641s > ATPDesigner CPU Zeit 3.743s --- Netzberechnung beendet: 0 Fehler, 0 Warnungen gefunden. --- TIME> Suche Fehler, Warnungen in .LST-Datei=12.0ms </pre>
	Die Ergebnisse der Netzberechnung, d.h. die zeitlichen Signale werden in einer .PL4-Datei gespeichert, in dem Beispiel:
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netz04_20kVUMZdynMitDEA.PL4 <p>Mit dem Toolbar-Button  wird ein Dialog geöffnet, um die Signale für das Diagramm auszuwählen.</p> 

Einlesen einer Diagrammdatei: Auswahl der Signale

TACS - APV001 [P1]
TACS - BPV001 [P1]
TACS - CPV001 [P1]
TACS - GPV001 [P1]
TACS - ABV001 [TACS - ABV001]
TACS - BCV001 [TACS - BCV001]
TACS - CAV001 [TACS - CAV001]
TACS - API001 [P1]
TACS - BPI001 [P1]
TACS - CPI001 [P1]
TACS - GPI001 [P1]
TACS - APV002 [P2]
TACS - BPV002 [P2]
TACS - CPV002 [P2]
TACS - GPV002 [P2]
TACS - ABV002 [TACS - ABV002]
TACS - BCV002 [TACS - BCV002]
TACS - CAV002 [TACS - CAV002]
TACS - API002 [P2]
TACS - BPI002 [P2]
TACS - CPI002 [P2]
TACS - GPI002 [P2]
TACS - ADV002 [P2]

Signal: „Users\Michael Igel\Desktop\00_7_ATPDesignerDemoNetze\Netz04_20kVUMZdynMitDEA.P“

OK
Abbrechen
Hilfe
Hilfe Knoten
Schrittwerte 1
Schriftart

Signalname X-Achse „t“

Löschen

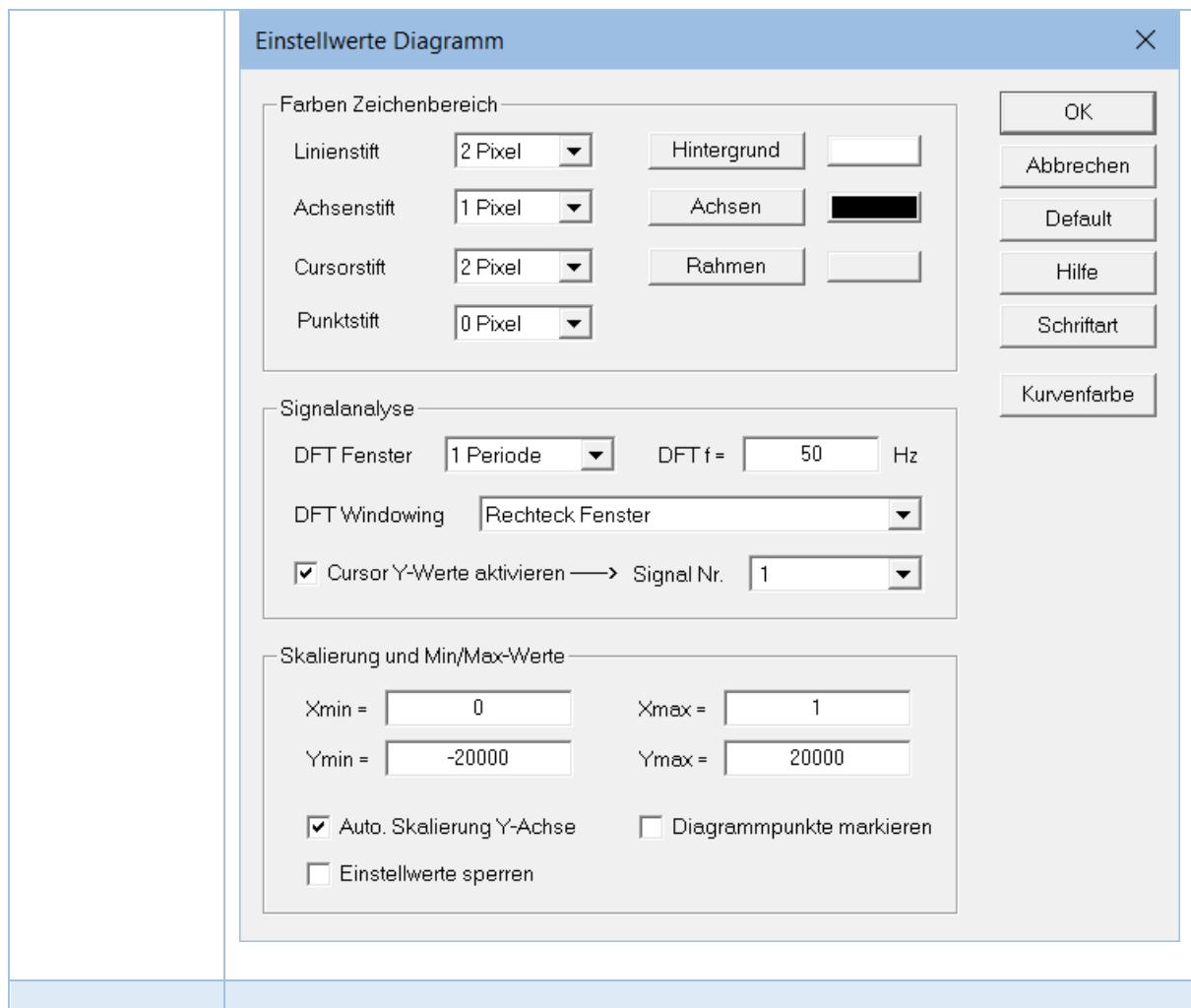
ATP Designer - Design and Simulation of Power Networks - [C:\Users\Michael Igel\Desktop\00_7_ATPDesignerDemoNetze\Netz04_20kVUMZdynMitDEA.p4]

xz: APV001 BPV001 CPV001

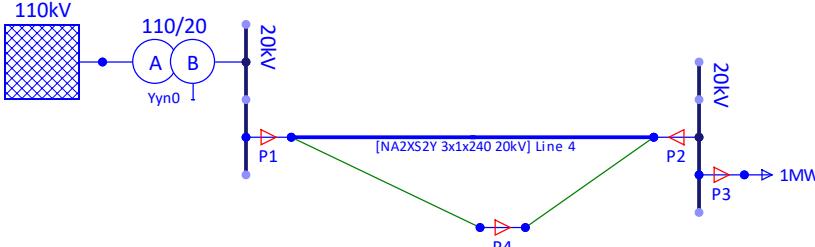
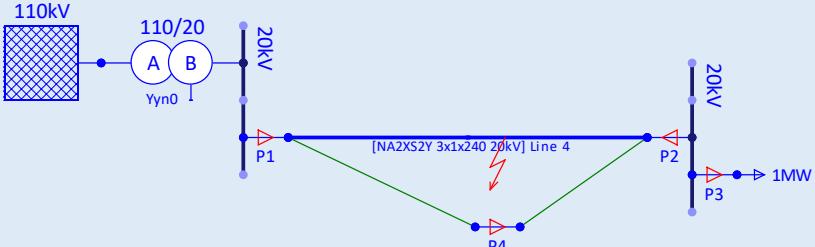
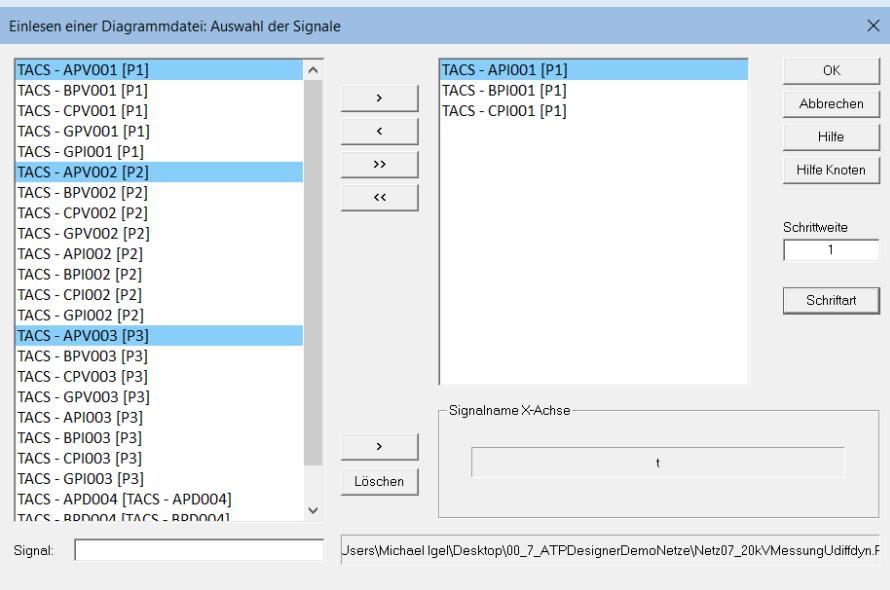
Netzwerk 

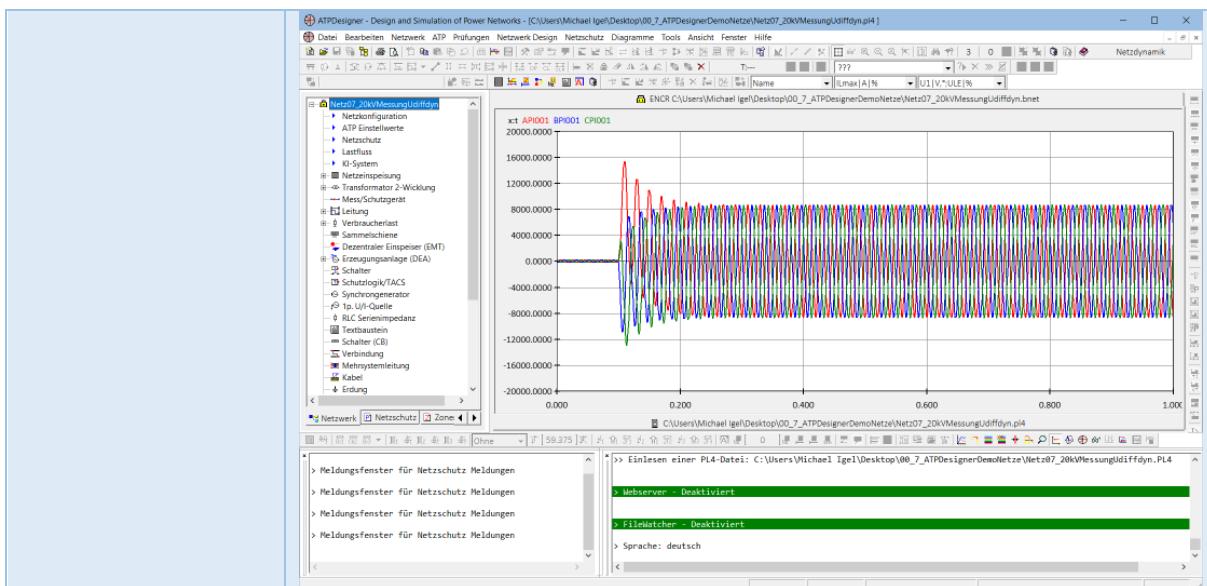
Meldungsfenster für Netzschatz Meldungen
Meldungsfenster für Netzschatz Meldungen

Mit dem Toolbar-Button  wird der nachfolgende Einstelldialog geöffnet, in dem Einstellwerte für das Diagramm enthalten sind.



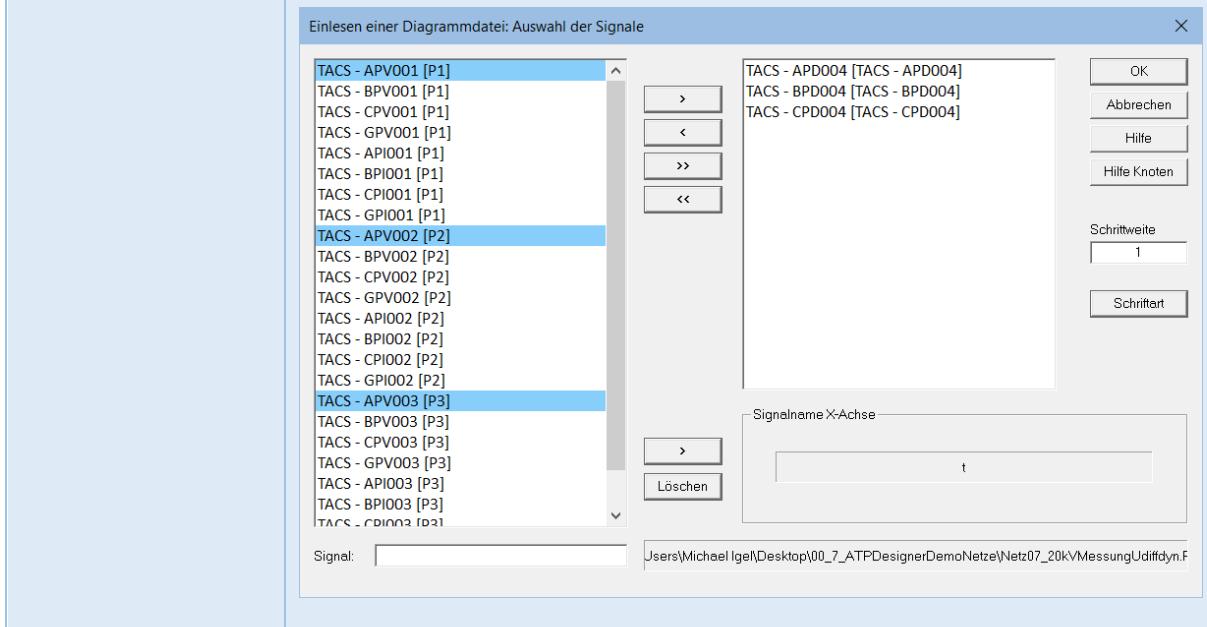
35.2.3 Stromnetz: Netz07_20kVMessungUdiffdyn

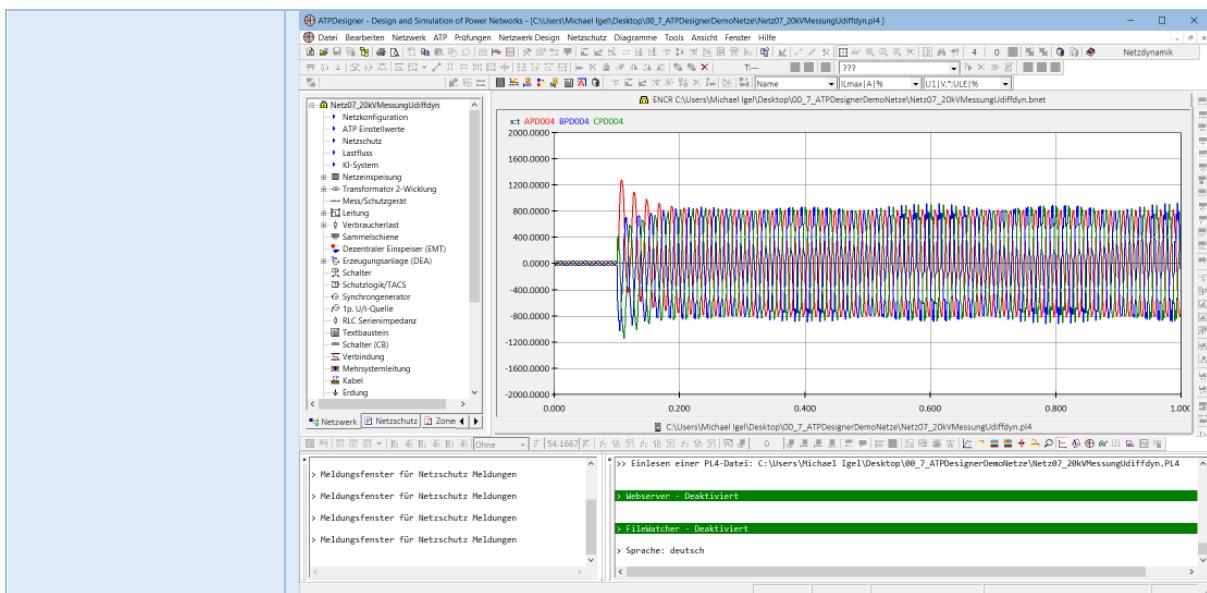
Dateiname	Stromnetz
20kV-Stromnetz mit Messung der Differenzspannung	
Netz07_20kVMes sungUdiffdyn	
	
<p>Die Ergebnisse der Netzberechnung, d.h. die zeitlichen Signale werden in einer .PL4-Datei gespeichert, in dem Beispiel:</p> <ul style="list-style-type: none"> Netz07_20kVMessungUdiffdyn.PL4 	
	
<p>Am Messort P1 werden die Leiterströme ausgewählt.</p> <ul style="list-style-type: none"> Leiterstrom $i_{L1}(t) = \text{TACS} - \text{API001}(P1)$ Leiterstrom $i_{L2}(t) = \text{TACS} - \text{BPI001}(P1)$ Leiterstrom $i_{L3}(t) = \text{TACS} - \text{CPI001}(P1)$ 	



Im nächsten Diagramm werden Differenzspannungen **P1** – **P2** ausgewählt.

- Differenzspannung L1 ($P1 - P2$) = TACS – APD004
- Differenzspannung L2 ($P1 - P2$) = TACS – BPD004
- Differenzspannung L3 ($P1 - P2$) = TACS – CPD004





36 Typkennung der Netzwerkelemente

Erläuterungen zur den Netzwerkelementen sind in [Bd. 2] enthalten.

Typkennung	Netzwerkelement
3	Sammelschiene
5	Verbraucherlast
6	Transformator 2-Wicklung
17	Mess/Schutzgerät
19	Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)
21	Erzeugungsanlage (DEA)
24	Schutzlogik (TACS)
28	Schalter

Dokumente

- [1] Digitaler Distanzschutz
Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen
Nelles, Dieter; Opperskalski, Hartmut; Deutscher Universitäts-Verlag, 1991
- [2] VDE 0102, DIN EN 60909-0, IEC60909-0:2016, Dezember 2016
Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0: Berechnung der Ströme
- [3] Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz
Vom Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen FN17N3408 geförderten Vorhabens, Abschlussbericht Mai 2012
- [4] BDEW (Hrsg.): Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin: 2008
- [5] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV), 2009
- [6] Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber TC2007, 2007
- [7] Digitaler Differentialschutz: Grundlagen und Anwendungen
Gerhard Ziegler, Siemens, 2. Auflage
- [8] Numerical Fault Arc Simulation Based on Power Arc Tests
M. Kizilcay; K.-H. Koch; ETEP Vol 4., No. 3, May/June 1994
- [9] Sicherungshandbuch Starkstromsicherungen
Dr.-Ing. Herbert Bessei, NH/HH-Recycling, www.nh-hh-recycling.de
- [10] DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6), Normen für Windenergieanlagen
- [11] DIN VDE 0276-1000:1995-06 Starkstromkabel
Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren
- [12] DIN VDE 0103 Kurzschlussströme – Berechnung der Wirkung
DIN EN 60865-1:Teil 1: Begriffe und Berechnungsverfahren
- [13] Leistungsbegriffe für Ein- und Mehrphasensysteme
(nach DIN 40110-1 und DIN 40110-2)
Helmut Späth, VDE Schriftenreihe 103, VDE Verlag GmbH, 2. Auflage 2012
- [14] Lastenheft Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Februar 2010
- [15] Elektrische Kraftwerke und Netze
Oeding, D.; Oswald, B.; Springer Verlag, 7. Auflage
- [16] Druml, Gernot; Kugi, Andreas (2003): Verfahren zur Erkennung der Richtung eines Erdenschlusses. Angemeldet durch EDC GmbH, 90768 Fürth, DE am 22.01.2003. Veröffentlichungsnummer: DE10302451B3

- [17] Druml, Gernot: 4. ETG Fachtagung STE 2017. Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110kV (D-A-CH)
- [18] DIN VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)
- [19] Electro-Magnetic Transients Program (EMTP) Theory Book (www.eeug.org)
- [20] Alternative Transients Program (ATP) Rule Book
Canadian/American EMTP User Group (www.eeug.org)
- [21] Office Open XML (www.officeopenxml.com)
- [22] Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzeptes im Verteilnetz
Diskussionspapier, BDEW, April 2018
- [23] Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile
VDEW Materialien, VDEW-Frankfurt 2000
- [24] Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes
50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Stand März 2018
- [25] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
Energiewirtschaftsgesetz – EnWG, Stand 21.12.2020
- [26] Elektrische Energieübertragungssysteme
Teil 1: Stationärer Betriebszustand
Handschin, Edmund; ELTEX Studientexte Elektrotechnik
- [27] DIN EN 50160
Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
Februar 2011 (DIN EN 50160:2011-02)
- [28] JSON (JavaScript Object Notation)
ECMA-404 The JSON Data Interchange Standard (www.json.org)
- [29] DIN VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)
Stand: November 2018
- [30] DIN VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz -
Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
Stand: November 2019
- [31] EDI@Energy Codeliste der OBIS-Kennzahlen und Medien
BDEW, Version 2.3, 01.04.2021
- [32] Erstellung temperaturabhängiger Lastprofile für
Speicherheizungen und Wärmepumpen mit E-Mobilität

Mayer, Ulrike; Basaran, Setenay; Bayernwerk Netz GmbH
www.bayernwerk-netz.de; Stand: 01.07.2020

- [33] Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemaßnahmen
Alain Franck Kaptue Kamga
Dissertation Bergische Universität Wuppertal, 2009
- [34] K. F. Schäfer, Netzberechnung Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze: Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
- [35] L. Simon M.Sc., Masterarbeit - Flexibilität in Stromverteilnetzen 2021.
- [36] Prognose mit Flexibilitäten
Ein Verfahren für die Berechnung von 15min-Fahrplänen für Flexibilitäten zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Netzzustandes
Vanessa Spies, M.Sc.; Lucas Simon, M.Sc.; Prof, Dr.-Ing. Michael Igel
Saarbrücken, 2024
- [37] IEC 60255-24:2001 (VDE 0435-3040): 2002-04
Elektrische Relais
Teil 24: Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)
- [38] DIN IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1):2012-03
Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines
- [39] DIN 40200: Oktober 1981
Nennwert, Grenzwert, Bemessungswert, Bemessungsdaten

Handbücher zu ATPDesigner

- [Bd. 1] Einführung in ATPDesigner, Band 1: Grundlagen und Bedienung
- [Bd. 2] Einführung in ATPDesigner, Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel
- [Bd. 3] Einführung in ATPDesigner, Band 3: Netzberechnung