

PSS[®] SINCAL 10.5

Netzreduktion

Statische und dynamische Netzreduktion in elektrischen Netzen

Herausgegeben von
SIEMENS AG
Freyeslebenstraße 1, 91058 Erlangen

IC SG SE PTI SW

Vorbemerkung

Die PSS SINCAL Handbücher bestehen aus drei Teilen:

- Benutzerhandbuch PSS SINCAL Bedienung
- Fachhandbücher für Elektronetze und Strömungsnetze
- Systemhandbuch Datenbankbeschreibung

Allgemeine Grundsätze der Bedienung und der Grafikoberfläche von PSS SINCAL können dem **Benutzerhandbuch PSS SINCAL Bedienung** entnommen werden.

Die **Fachhandbücher für Elektronetze** beinhalten detaillierte Beschreibungen der verschiedenen Berechnungsverfahren für Elektronetze (Lastfluss, Kurzschluss, etc.) sowie deren Eingabedaten.

Die **Fachhandbücher für Strömungsnetze** beinhalten detaillierte Beschreibungen der verschiedenen Berechnungsverfahren für Strömungsnetze (Wasser, Gas und Wärme/Kälte) sowie deren Eingabedaten.

Das **Systemhandbuch Datenbankbeschreibung** beinhaltet eine vollständige Beschreibung der Datenmodelle für Elektronetze und Strömungsnetze.

Urheber- und Verlagsrechte

Das Handbuch und alle in ihm enthaltenen Informationen und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt.

Die Rechte, insbesondere die Rechte zur Veröffentlichung, Wiedergabe, Übersetzung, zur Vergabe von Nachdrucken, zur elektronischen Speicherung in Datenbanken, zur Herstellung von Sonderdrucken, Fotokopien und Mikrokopien liegen bei SIEMENS.

Für jede Wiedergabe oder Verwendung außerhalb der durch das Urhebergesetz erlaubten Grenzen ist eine vorherige schriftliche Zustimmung von SIEMENS unerlässlich.

Gewährleistung

Trotz sorgfältiger Ausarbeitung könnten in diesem Handbuch Fehler enthalten sein. Es wird keinerlei Haftung für Fehler und deren Folgen übernommen. Änderungen des Textes und der Funktion der Software werden im Rahmen der Pflege ständig durchgeführt.

1.	Einleitung Netzreduktion	1
2.	Statische Netzreduktion	4
2.1	Funktionsprinzip	4
2.2	Assistent für statische Netzreduktion	5
3.	Dynamische Netzreduktion	8
3.1	Funktionsprinzip	8
3.2	Assistent für dynamische Netzreduktion	13

1. Einleitung Netzreduktion

Die in PSS SINCAL verfügbaren Berechnungsmethoden zur Netzreduktion stellen ein wirkungsvolles Werkzeug dar, um große Netze auf den für die Analyse relevanten Teil zu reduzieren. Hierzu sind sowohl eine **statische Netzreduktion** als auch eine **dynamische Netzreduktion** verfügbar.

Statische Netzreduktion

Die statische Netzreduktion ist die übliche Form, um ein bestehendes Netz für stationäre Analysen, also für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen zu reduzieren.

Zur Reduktion werden wahlweise Ward und Extended-Ward Verfahren eingesetzt. Beide Verfahren bilden die Impedanzverhältnisse des reduzierten Netzbereichs exakt nach. Das so reduzierte Netz liefert bei Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen die gleichen Ergebnisse wie das nicht reduzierte Netz.

Dynamische Netzreduktion

Die dynamische Netzreduktion ist eine erweiterte Form des Reduktionsverfahrens. Hier wird ebenfalls das reduzierte Netz durch Ersatzimpedanzen nachgebildet, aber die Generatoren und Asynchronmaschinen des Netzes werden durch passende kohärente Ersatzelemente korrekt nachgebildet. Diese kohärenten Ersatzgeneratoren bzw. Ersatzmaschinen bilden das korrekte dynamische Verhalten des reduzierten Netzes nach.

Die dynamische Netzreduktion stellt erweiterte Anforderungen an das Ausgangsnetz. Dies muss passend für die Dynamiksimulation modelliert werden und insbesondere die Generatoren und Maschinen müssen mit allen dynamischen Daten korrekt nachgebildet werden.

Definition des Reduktionsbereiches

Zur Netzreduktion muss jener Bereich des Gesamtnetzes definiert werden, der reduziert werden soll. Dazu können wahlweise ein **grafisches Polygon** oder eine **Netzelementgruppe** verwendet werden.

Polygon

Hierbei wird einfach der zu reduzierende Netzteil durch ein grafisches Polygon umschlossen. Die in dem Polygon eingefassten Elemente werden reduziert. Basierend auf der grafischen Bereichsdefinition bestimmt PSS SINCAL die topologischen Strukturen für das zu reduzierende Netz und das Restnetz.

Netzelementgruppe

Hierbei werden alle Elemente, die reduziert werden sollen, einer Netzelementgruppe zugeordnet. PSS SINCAL bestimmt anhand der der Gruppe zugeordneten Netzelemente die topologischen Strukturen für das zu reduzierende Netz und das Restnetz.

Generieren des reduzierten Netzes

Das reduzierte Netz ist ein mathematisches Ersatzmodell, welches nicht mehr aus den ursprünglichen topologischen Strukturen besteht. Es bleiben lediglich Randknoten übrig, an denen je nach gewählter Reduktionsmethode Ersatzspeisungen angeschlossen werden. All diese Randknoten sind wiederum untereinander mit Ersatzimpedanzen verbunden. Daraus wird klar, dass es nicht wirklich sinnvoll ist, das reduzierte Netz grafisch darzustellen.

In PSS SINICAL kann beim Generieren des reduzierten Netzes zwischen den Optionen **einzelnes Netz** oder **geteiltes Netz** gewählt werden.

Einzelnes Netz

Mit dieser Generierungsvariante wird das Gesamtnetz modifiziert. D.h. alle zu reduzierenden Knoten und Netzelemente werden aus dem Gesamtnetz entfernt. Es bleiben lediglich die Randknoten übrig. An diesen Randknoten werden Ersatzspeisungen und Ersatzzweige angeschlossen.

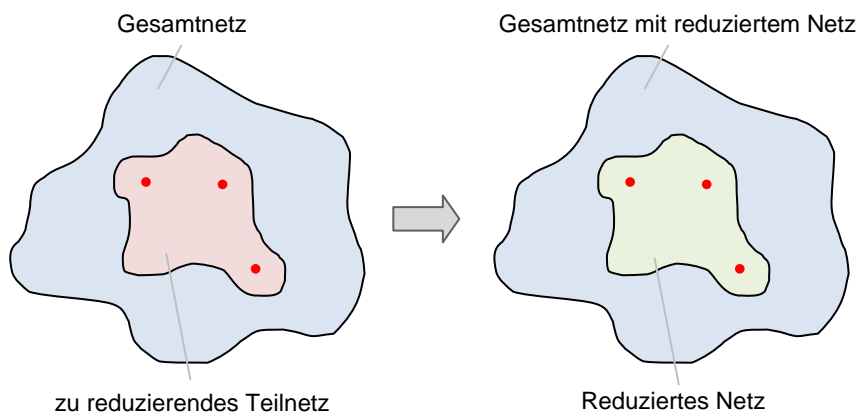


Bild: Generierung des einzelnen Netzes

Geteiltes Netz

Mit dieser Generierungsvariante wird ein 2. Netz erzeugt, welches alle Reduktionselemente enthält. Das reduzierte Netz wird dabei an das Gesamtnetz als "Include" Netz angebunden. Dabei werden sowohl im Gesamtnetz als auch im reduzierten Teilnetz an den Randknoten Verknüpfungsdefinitionen eingefügt.

Für das Gesamtnetz kann gewählt werden, ob das zu reduzierende Teilnetz tatsächlich aus diesem entfernt werden soll oder ob das Gesamtnetz komplett erhalten bleibt.

Anhand der folgenden Bilder soll das Funktionsprinzip verdeutlicht werden:

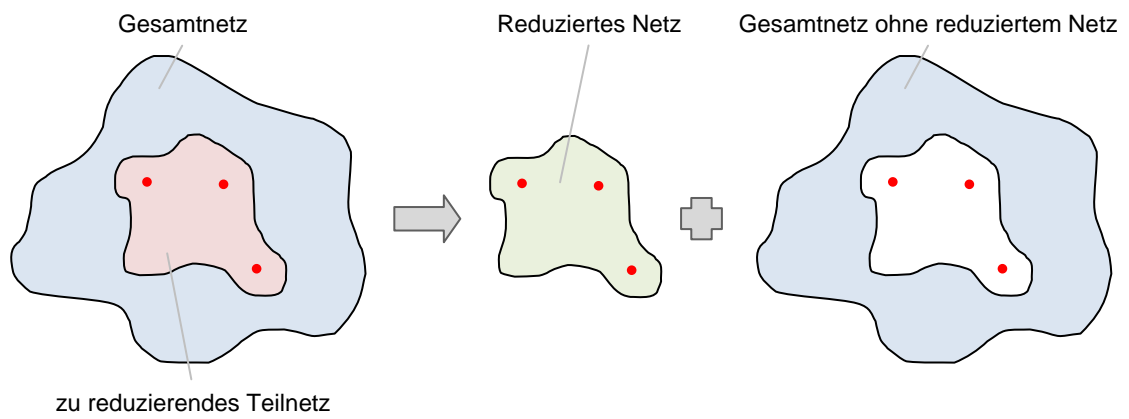


Bild: Generierung des geteilten Netzes

2. Statische Netzreduktion

Über den Menüpunkt **Tools – Netzreduktion – Statische Netzreduktion** kann die Reduktion gestartet werden. Hierbei wird ein **Assistent** geöffnet, in dem die erforderlichen Steuerparameter zur Netzreduktion eingegeben werden können. Anhand der im Assistenten gewählten Parameter wird die Netzreduktion durchgeführt.

2.1 Funktionsprinzip

PSS SINCAL unterstützt mit dem Ward und Extended-Ward Modell die beiden anerkanntesten Reduktionsverfahren zur statischen Netzreduktion. Beide bilden die Impedanzverhältnisse des reduzierten Netzbereichs exakt nach.

Das folgende Bild zeigt den prinzipiellen Aufbau des reduzierten Netzes.

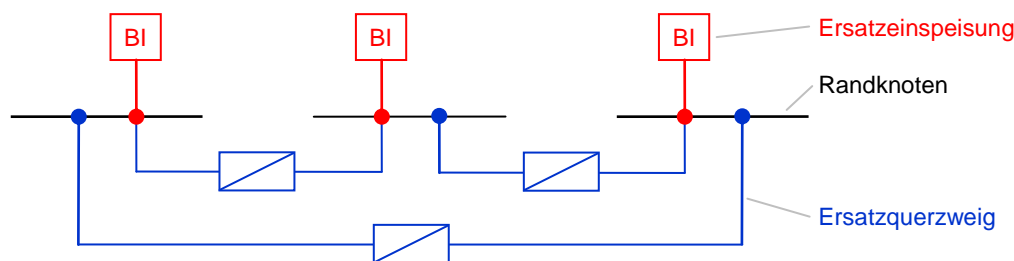


Bild: Ersatznetz von statischer Netzreduktion

An allen Randknoten werden Ersatzspeisungen angeschlossen, die den Leistungsfluss vom bzw. ins reduzierte Netz widerspiegelt. Je nach gewählter Option sind diese Ersatzspeisungen als Ward oder Extended Ward nachgebildet. Die Randknoten werden wiederum mit Ersatzquerzweigen verbunden, die die Impedanzverhältnisse des reduzierten Netzes nachbilden.

Damit das berechnete Ersatznetz sowohl bei Lastflussberechnungen als auch bei symmetrischen und unsymmetrischen Kurzschlussstromberechnungen im Restnetz die exakt gleichen Ergebnissen wie das ursprüngliche Netz liefert, werden die entsprechenden Daten für Lastfluss und Kurzschluss getrennt ermittelt und an den Ersatzspeisungen und Ersatzzweigen zur Verfügung gestellt.

Ermittlung für Lastfluss

Die Berechnung des reduzierten Netzes basiert auf einer spärlich besetzten Admittanzmatrix. Der sequentielle Reduktionsalgorithmus ist auch bekannt als Stern-Dreieck Transformation. Die Randknoten werden von der Reduktion ausgeschlossen. Die verbleibende Matrix enthält die Ersatzzweige als Nicht-Diagonalelemente. Die Querzweige an den Randknoten werden durch Addieren der Matrixzeilen inklusive dem Diagonalelement bestimmt.

Ermittlung für Kurzschluss

Üblicherweise entspricht das für den Lastfluss verwendete Netzmodell dem Mitsystem. Dies ist auch die Grundlage für die Kurzschlussberechnung, allerdings gibt es für einige Netzelemente spezielle Nachbildungen im Kurzschluss. So werden beispielsweise von den Generatoren die subtransienten Reaktanzen und von den Netzeinspeisungen die Kurzschlussleistungen benötigt, um diese korrekt nachzubilden.

Für die unsymmetrische Kurzschlussberechnung werden auch die Nullsystemdaten benötigt. Dabei wird das Nullsystem vorwiegend durch die Erdung der Transformatoren und Generatoren beeinflusst.

2.2 Assistent für statische Netzreduktion

In PSS SINCAL ist die statische Netzreduktion in Form eines Assistenten angebunden, in dem schrittweise alle erforderlichen Parameter definiert werden können. Dieser kann über den Menüpunkt **Tools – Netzreduktion – Statische Netzreduktion** gestartet werden.

Auswahl des Reduktionsbereiches

Auf dieser Seite des Assistenten werden der zu reduzierende Netzbereich sowie die Ausgabeform des reduzierten Netzes definiert.

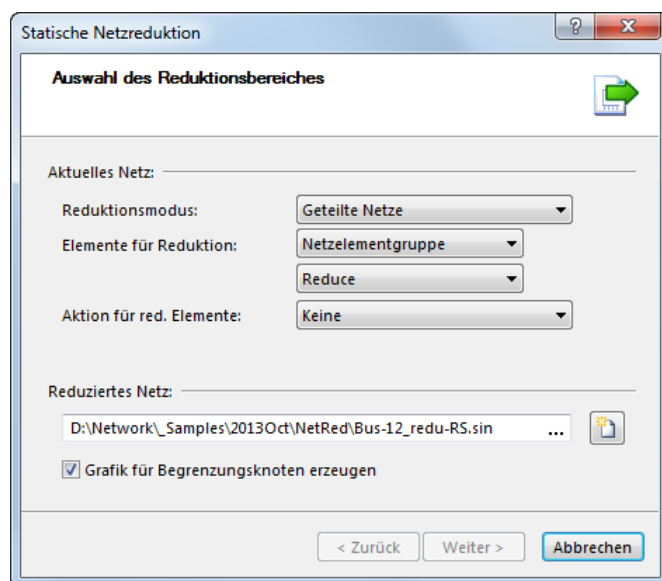


Bild: Startseite im Assistenten zur statischen Netzreduktion

Mit dem **Reduktionsmodus** kann definiert werden, in welcher Form das reduzierte Netz generiert wird. Hier kann zwischen folgenden Optionen gewählt werden:

- **Einzelnes Netz:**
Mit dieser Generierungsvariante wird das Gesamtnetz modifiziert. D.h. alle zu reduzierenden Knoten und Netzelemente werden aus dem Gesamtnetz entfernt. Es bleiben lediglich die Randknoten übrig. An diesen Randknoten werden Ersatzspeisungen und Ersatzzweige angeschlossen

- **Geteilte Netze:**
Mit dieser Generierungsvariante wird ein 2. Netz erzeugt, welches alle Reduktionselemente enthält. Das reduzierte Netz wird dabei an das Gesamtnetz als "Include" Netz angebunden. Dabei werden sowohl im Gesamtnetz als auch im reduzierten Teilnetz an den Randknoten Verknüpfungsdefinitionen eingefügt.

Mit der Option **Elemente für Reduktion** wird bestimmt, welche Elemente zur Reduktion herangezogen werden. Es kann zwischen den folgenden Optionen gewählt werden:

- **Polygon:**
In der 2. Auswahlliste wird jenes Polygon ausgewählt, welches den zu reduzierenden Netzteil umschließt.
- **Netzelementgruppe:**
In der 2. Auswahlliste wird jene Netzelementgruppe ausgewählt, welche die zu reduzierenden Netzelemente enthält.

Über die Auswahlliste **Aktion für red. Elemente** wird ausgewählt, was mit den Daten des reduzierten Netzteils aus dem Originalnetz geschehen soll. Zwischen folgenden Aktionen kann gewählt werden:

- Keine
- Elemente löschen
- Elemente außer Betrieb setzen

Achtung: Die Aktion kann nicht rückgängig gemacht werden, daher sollte die Auswahl mit Bedacht getroffen werden.

Im Abschnitt **Reduziertes Netz** muss ein leeres PSS SINCAL Netz ausgewählt werden, in dem die Daten des reduzierten Netzteils gespeichert werden. Mit dem Knopf hinter dem Eingabefeld kann dieses leere Netz auch einfach generiert werden.

Die Option **Grafik für Begrenzungsknoten erzeugen** kann dazu verwendet werden, eine "Minimale" grafische Darstellung im reduzierten Netz zu generieren. Besonders sinnvoll ist dies allerdings nicht, da ja das reduzierte Netz keinerlei erkennbare topologische Struktur besitzt. Nur die Begrenzungsknoten definieren den Bezug zum ursprünglichen Netz und genau diese Knoten können bei Bedarf auch mit Grafik generiert werden.

Steuerungsdaten zur Reduktion

Auf dieser Seite können die allgemeinen Steuerdaten für das Reduktionsverfahren definiert werden.

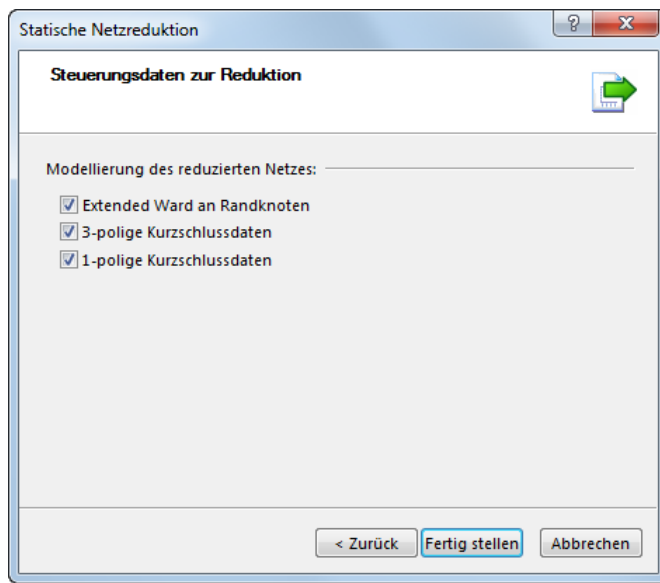


Bild: Steuerungsdaten im Assistenten zur statischen Netzreduktion

Mit der Option **Extended Ward an Randknoten** wird die Generierung von erweiterten Ersatzspeisungen an den Randknoten aktiviert. Dabei wird die Ersatzspeisung im Lastfluss durch eine Einspeisung mit konstanter Leistung \underline{J} sowie einer zusätzlichen Spannungsquelle \underline{E} nachgebildet. Die Spannungsquelle ist über eine Impedanz \underline{Z}_w angeschlossen, mit der die spannungsabhängige Blindleistungspeisung des Ersatznetzes modelliert wird. Die Spannungsquelle verhält sich durch die Impedanz wie ein "weicher" PV-Knoten, bei dem die eingespeiste Wirkleistung immer Null ist.

Die Option **3-polige Kurzschlussdaten** steuert, ob im Zuge der Reduktion auch die passenden Ersatzimpedanzen für die 3-polige Kurzschlussberechnung bestimmt werden sollen. Diese Daten werden den Ersatzspeisungen und den Ersatzzweigen zugeordnet und ermöglichen auch eine dreipolige Kurzschlussberechnung im reduzierten Netz.

Die Option **1-polige Kurzschlussdaten** steuert, ob im Zuge der Reduktion auch die Nullsystemdaten für das reduzierte Netz bestimmt werden sollen. Dies ermöglicht auch die Berechnung von unsymmetrischen Kurz- und Erdschlüssen im reduzierten Netz.

3. Dynamische Netzreduktion

Über den Menüpunkt **Tools – Netzreduktion – Dynamische Netzreduktion** kann die Reduktion gestartet werden. Hierbei wird ein **Assistent** geöffnet, in dem die erforderlichen Steuerparameter zur Netzreduktion eingegeben werden können. Anhand der im Assistenten gewählten Parameter wird die Netzreduktion durchgeführt.

Folgende Voraussetzungen müssen für die dynamische Netzreduktion erfüllt sein:

- Das Netz muss eine für die Dynamiksimulation geeignete Modellierung aufweisen. D.h. die Netzelemente und vor allem die Maschinen müssen korrekt für die Dynamiksimulation nachgebildet werden.
- Das zu reduzierende Netz muss zusammenhängend sein. Das nicht zu reduzierende Netz darf in mehrere Teilnetze – auch mit isolierten Knoten – zerfallen.
- Das zu reduzierende Netz darf ausschließlich über Leitungen mit dem nicht zu reduzierenden Netz verbunden sein.
- Die dynamische Netzreduktion wird nur für ein symmetrisches Netz durchgeführt, eine Verwendung mit unsymmetrischen Netzen ist nicht möglich.

3.1 Funktionsprinzip

Die dynamische Netzreduktion ersetzt alle passiven Elemente des zu reduzierenden Netzes durch Impedanzen. Die Generatoren und Asynchronmaschinen werden dabei durch kohärente Äquivalente ersetzt.

Reduktion des Netzes

Übertragungsnetz

Das Netz mit den Knoten, die weder (äquivalente) Generatorknoten sind, noch zum nicht zu reduzierenden Netz gehören oder Sonderknoten sind, wird wie für statische Lastflussberechnungen reduziert.

Es ergibt sich ein reduziertes, äquivalentes Übertragungsnetz, das nur besteht aus den:

- Generatorknoten
- Kuppelknoten zum nicht zu reduzierenden Netz
- Sonderknoten, Sondermaschinen und Sonderzweigen, die zwar im zu reduzierenden Netz liegen, aber trotzdem erhalten bleiben sollen.

Dieses Netz wäre voll vermascht. Um die Anzahl der Zweige zu reduzieren, werden nur jene ausgewählt, die niederohmig sind und die im Kurzschlussfall eine Leistung übertragen können, welche größer als ein vordefinierter Grenzwert ist (Default 10 MVA).

Lastnachbildung

Die Lasten, die sich aus der **Lastfluss** Netzreduktion an den übrigbleibenden Knoten ergeben, können wahlweise als Impedanzlasten (I-Typ) oder als PQ-Lasten modelliert werden.

Die Einspeisungen der als äquivalent identifizierten Generatoren werden nach dem Originallastfluss addiert und als Summeneinspeisung für die äquivalenten Generatoren angenommen (**Kohärente Generatoren**).

Für die Ersatzlasten kann der Anwender zwischen zwei Möglichkeiten wählen:

- Die Ersatzlasten ergeben sich aus der **Lastfluss** Netzreduktion
- Die aus der **Lastfluss** Netzreduktion erhaltenen Ersatzlasten werden gestrichen. Stattdessen wird an jedem äquivalenten Generatorknoten eine Last angesetzt, welche die gleiche Größe hat wie die Generatoreinspeisung, jedoch mit negativem Vorzeichen. Es wird also vorausgesetzt, dass in dem Ersatznetz keine großen Transportleistungen vorhanden sind, dass sich also Erzeugung und Verbrauch regional ausgleichen.

Damit ergibt sich ein quasi leerlaufendes Ersatznetz. Es bestehen keine Probleme hinsichtlich einer Lastflusskonvergenz. Das Ersatznetz kann an jedes äußere Netz mit beliebigen Spannungen an den Kuppelknoten angeschlossen werden. Unterschiedliche Übergabeleistungen an das nicht zu reduzierende Netz können durch Lasten an den Kuppelknoten eingestellt werden.

Dynamische Lasten, die durch Asynchronmaschinen nachgebildet werden, werden mit dem gleichen Verfahren wie die Generatoren reduziert.

Kohärente Generatoren

Um die kohärenten Generatoren zu erkennen, wird in allen Kuppelknoten eine zeitabhängige Spannungsänderung mit einer gleichverteilten Random-Verteilung eingeprägt. Um Wirk- und Blindleistungsflüsse gleichzeitig anzuregen, werden der Real- und der Imaginärteil der Spannung geändert.

Infolge der Spannungseinprägung in allen Kuppelknoten wird die Netzreduktion nahezu unabhängig vom Ort der Anregung, wenn sie voraussetzungsgemäß im nicht zu reduzierenden Netz auftritt. Infolge des randomförmigen Charakters der Spannung wird das Verfahren nahezu unabhängig von der Art der Anregung. Da auch die Höhe der Anregung wegen der Korrelationsanalyse keinen Einfluss auf die Netzreduktion ausübt, kann das Verfahren als nahezu unabhängig von Ort, Art und Höhe der Anregung angesehen werden.

Ein weiterer wesentlicher Effekt ergibt sich dadurch, dass das zu reduzierende Netz infolge der Vorgabe der Spannung bei der Einprägung der Spannungsänderungen an allen Kuppelknoten vollständig vom nicht zu reduzierenden Netz entkoppelt ist. Damit sind für die Netzreduktion keine Informationen über das nicht zu reduzierende Netz (i.a. Fremdnetz) nötig, die Netzreduktion kann nur mit der Kenntnis der Daten des zu reduzierenden Netzes (i.a. eigenes Netz) durchgeführt werden.

Es werden vom Anwender wählbare Funktionen (z.B. Drehzahlabweichungen) aller Generatoren simuliert. Der Datensatz ist dabei noch vollständig, d.h. das Ergebnis der Simulation ist exakt und kann später zur Validierung des reduzierten, äquivalenten Netzes benutzt werden.

Die ausgewählten Funktionen werden innerhalb einer zu betrachtenden Zeitdauer (z.B. 8 s) einer Korrelationsanalyse unterworfen, welche die Ähnlichkeit der Funktionsverläufe untereinander feststellen und bewerten kann. Exakt gleichförmig schwingende Maschinen haben den Korrelationskoeffizienten 1, gegenphasig schwingende den Koeffizienten -1, alle anderen Werte liegen dazwischen.

Mit Hilfe einer standardmäßigen Routine zur Clusterbildung werden Generatoren als kohärent identifiziert (bilden ein Cluster), wenn ihre Korrelationskoeffizienten bei 1 liegen. Untersuchungen haben gezeigt, dass Werte von 0,8 sehr gute Ergebnisse liefern, auch Korrelationsfaktoren von 0,7 liefern noch brauchbare Netzäquivalente.

Bei dieser Clusterbildung muss die Anzahl der übrigbleibenden Maschinen vorgegeben werden, die Routine bestimmt dann die optimale Gruppeneinteilung. Bei der Netzreduktion soll jedoch i.a. nicht die Anzahl der übrigbleibenden Maschinen vorgegeben werden, sondern der schlechteste Korrelationskoeffizient innerhalb einer Gruppe ist ein Maß für die Genauigkeit der Gruppenbildung. Deshalb wird die Anzahl der Maschinen iterativ so geändert, dass ein vorgegebener, schlechtester Korrelationskoeffizient eingehalten wird.

Zum Vergleich mit dem schlechtesten Korrelationsfaktor dient der mittlere Korrelationsfaktor innerhalb einer Gruppe, der mit dem Anteil der Nennleistungen an der Gesamt-Gruppennennleistung gemittelt wird. Damit wird der Anteil kleiner Maschinen am Korrelationsfaktor verringert.

Generatoren, die als zugehörig zu einer Gruppe identifiziert wurden, werden über einen "idealen" Transformator (Impedanzen nahezu Null) mit komplexem Übersetzungsverhältnis parallel an einen einzigen Knoten mit der Spannung 1 pu geschaltet. Die ursprünglichen Generatorknoten werden später durch die Lastfluss-Netzreduktion entfernt und durch diesen einzigen äquivalenten Knoten ersetzt.

Die Spannung von 1 pu wurde gewählt, da die Generatoren im Allgemeinen bei dieser Spannung betrieben werden. Abweichende Werte beeinflussen nur die Hauptfeldsättigung des Ersatzgenerators.

Das komplexe Übersetzungsverhältnis, das aus der Spannung des zu reduzierenden Generatorknotens nach Betrag und Phase und der Spannung 1 pu gebildet wird, gleicht den Spannungsbetrag und -winkel des Lastflusses an den gemeinsamen Knoten von 1 pu an. Durch diese Maßnahme bleibt der Lastfluss exakt erhalten – auch bei wesentlichen Winkelunterschieden.

Darf kein komplexes Übersetzungsverhältnis verwendet werden – z.B. bei einer Netzreduktion zur späteren Verwendung auf einem analogen Netzmodell – kann der Anwender durch Eingabe einer entsprechenden Steuerung reelle Übersetzungsverhältnisse anfordern. Damit bleibt der Lastfluss jedoch nicht exakt erhalten.

Der äquivalente Generator soll in Bezug auf Spannungs- und Frequenzänderungen gleich reagieren. Dies wird näherungsweise erreicht, indem die Impedanzen der Längs- und Querachse der einzelnen Generatoren für bestimmte Schwingungsfrequenzen parallel geschaltet werden.

Es werden die Eingangsimpedanzen für folgende Schwingungsfrequenzen (s) berechnet:

Aus 50 Hz ($s = 1$) folgen die subtransienten Eingangsimpedanzen:

$$Z'' = R'' + jX''$$

Aus 0,5 Hz ($s = .01$) folgen die transienten Eingangsimpedanzen:

$$Z' = R' + jX'$$

Aus 0,001 Hz ($s \sim 0$) folgen die synchronen Eingangsimpedanzen:

$$Z = R + jX$$

Die Eingangsimpedanzen werden für die einzelnen Maschinen einer Gruppe parallel geschaltet:

$$Y''_{eq} = Y''_1 + Y''_2 + \dots + Y''_n$$

$$Y'_{eq} = Y'_1 + Y'_2 + \dots + Y'_n$$

$$Y_{eq} = Y_1 + Y_2 + \dots + Y_n$$

Aus den drei parallel geschalteten Gesamtadmittanzen kann man wieder auf die Einzeldaten des Ersatzgenerators zurückrechnen. Beispielsweise gilt (Index eq im Folgenden weggelassen):

$$\frac{1}{Y} = Z = R_a + jX_{as} + jX_{hd}$$

R_a und X_{hd} , wenn X_{as} bekannt ist.

$$\frac{1}{Y'} = Z' = R_a + jX_{as} + \frac{jX_{hd} * (R_{fd} + jX_{fd})}{R_{fd} + jX_{hd} + jX_{fd}}$$

R_{fd} und X_{fd}

Die Ankerstreureaktanz X_{as} wird aus den zu reduzierenden Maschinen über die Nennleistung gemittelt, der Wert beeinflusst nur die Aufteilung der Ströme auf der Rotorseite. Auch wenn dieser Wert wegen der Mittelwertbildung etwas ungenau sein sollte, wird das dynamische Verhalten der Maschine nur unwesentlich beeinflusst, das Kurzschlussverhalten überhaupt nicht.

Mit dieser Methode zur Bestimmung der Ersatzimpedanzen bleiben die subtransienten, transienten und synchronen Kurzschlusseinspeisungen der äquivalenten Maschinen exakt erhalten.

Die Ersatz-Anlaufzeitkonstante T_{Aeq} wird über das Summenträgheitsmoment bezogen auf die Summenersatz-Scheinleistung berechnet:

$$T_{Aeq} = \frac{T_{Ai}}{S_i} * S_i$$

Die Einspeisungen der Generatoren werden addiert zu einer Summeneinspeisung. Die Einspeisungen können im Lastfluss wahlweise als PQ-Last, I-Last oder PV-Last modelliert werden:

$$P_{eq} + jQ_{eq} = P_i + jQ_i$$

Um die Generatoreigenschwingungen von den Reglerbeeinflussungen zu trennen, können – müssen aber nicht – die kohärenten Gruppen zuerst ohne Regler bestimmt und später um das Reglerverhalten ergänzt werden.

Kohärente Asynchronmotoren

Da Asynchronmotoren gegenüber Generatoren wesentlich verschiedene Daten und elektromechanisches Verhalten besitzen, muss zwischen beiden Maschinenarten unterschieden werden. Die Cluster werden somit für gemeinsam schwingende Generatoren und gemeinsam schwingende Asynchronmotoren getrennt erzeugt.

Die Vorgehensweise bei der Clusterbildung ist dieselbe wie unter [Kohärente Generatoren](#) beschrieben.

Eigenschaften des Reduktionsverfahrens

Die dynamische Netzreduktion lässt sich nur mit der Kenntnis der eigenen Netzdaten und der Kuppelleitungen zu dem Fremdnetz durchführen. Daten der originalen Netzumgebung (Fremdnetz) sind nicht nötig.

Der **Grad der Reduktion** kann wahlweise über die Angabe eines Korrelationsfaktors oder über die **Anzahl der verbleibenden Maschinen** im Teilnetz vorgegeben werden.

Die Angabe eines Korrelationsfaktors ist besser, sie führt zu einer optimalen Anzahl von verbleibenden Maschinen. Es hat sich herausgestellt, dass bei Vorgabe eines schlechtesten Korrelationsfaktors von 0,8 hervorragende, aber auch bei einem Korrelationsfaktor von 0,7 noch gute Ergebnisse geliefert werden.

Der vorgegebene, schlechteste Korrelationsfaktor kann wegen der Ganzzahligkeit der Maschinengruppen nicht exakt eingehalten, sondern nur als Richtwert angesehen werden. Zwischen zwei Maschinenzahlen wird die als endgültig angesehen, deren Korrelationsfaktor am dichtesten bei dem vorgegebenen Wert liegt.

Das Verfahren gibt den schlechtesten und einen gemittelten Korrelationsfaktor innerhalb einer zusammengefassten Maschinengruppe aus. Damit kann die Güte der erzielten Reduktion – im Vergleich zu dem Korrelationsfaktor 0,8 – abgeschätzt werden.

Das zu reduzierende Netz wird über die Angabe der Kuppelleitungen zwischen dem zu reduzierenden Netz und dem nicht zu reduzierenden Netz definiert.

Folgende Elemente eines zu reduzierenden Netzes lassen sich unreduziert (original) erhalten:

- Knoten
- Maschinen
- Zweige, z.B. Leitungen, Lasten, Transformatoren.

Über die Lastfluss-Reduktion des Netzes wird das Kurzschluss- und auch das Lastflussverhalten des Ersatznetzes nicht geändert.

Lastflüsse über die Kuppelleitungen, die das zu reduzierende Netz mit dem nicht zu reduzierenden Netz verbinden, und auch Lastflüsse innerhalb des zu reduzierenden Netzes werden exakt eingehalten. Geringe Abweichungen ergeben sich, da bei der Ausgabe der reduzierten Netzdaten nur eine begrenzte Stellenzahl möglich ist und hochohmige Verbindungen eliminiert werden.

Die Kurzschlussströme im reduzierten Netz werden exakt wiedergegeben, da auch die Kurzschlusseinspeisungen wegen der beschriebenen Methode zur Ermittlung der Ersatzdaten der Maschinen gleich bleiben.

Die dynamische Netzreduktion wird nur für ein symmetrisches Netz durchgeführt. Deshalb können auch nur symmetrische Fehler nachgebildet werden.

Als Ergebnis der Reduktion ergeben sich physikalische Daten und Parameter mit in Stabilitätsprogrammen üblichen Elementen.

Als Ersatzstrukturen von Reglern können beliebige Modelle gewählt werden, vorzugsweise sollte der Anwender IEEE-Modelle verwenden.

Eine Reduktion bereits reduzierter Netze ist möglich – führt jedoch zwangsweise zu geringeren Reduktionsgenauigkeiten.

Das Ergebnis der Netzreduktion ist nahezu unabhängig von Art, Ort und Höhe der Anregung.

Spannungs- und frequenzabhängige Lasten werden direkt übernommen, d.h. sie werden nicht reduziert.

Dynamische Lasten, die durch Asynchronmaschinen nachgebildet werden, werden mit dem gleichen Verfahren – wie die Synchronmaschinen – reduziert.

Der Anwender kann die fehlerfreie Reduktion durch Überprüfung der zulässigen Kurzschlusszeiten im reduzierten und unreduzierten Netz und/oder durch eine Eigenwertanalyse nachweisen.

Das Reduktionsverfahren ist auch für sehr große Netze geeignet, die Rechenzeit wächst etwa linear mit der Größe des zu reduzierenden Netzes, sie geht in der Ein-Ausgabezeit unter.

3.2 Assistent für dynamische Netzreduktion

In PSS SINCAL ist die dynamische Netzreduktion in Form eines Assistenten angebunden, in dem schrittweise alle erforderlichen Parameter definiert werden können. Dieser kann über den Menüpunkt **Tools – Netzreduktion – Dynamische Netzreduktion** gestartet werden.

Auswahl des Reduktionsbereiches

Auf dieser Seite des Assistenten werden der zu reduzierende Netzbereich sowie die Ausgabeform des reduzierten Netzes definiert.

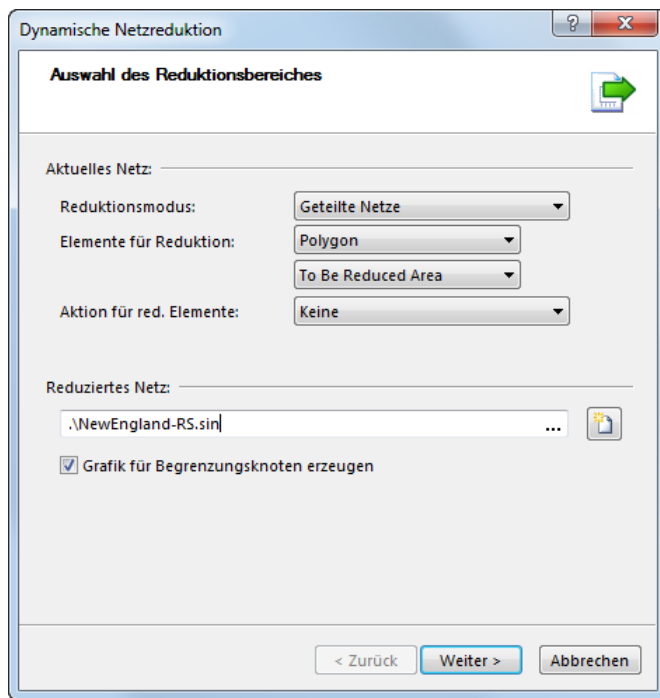


Bild: Startseite im Assistenten zur dynamischen Netzreduktion

Mit dem **Reduktionsmodus** kann definiert werden, in welcher Form das reduzierte Netz generiert wird. Hier kann zwischen folgenden Optionen gewählt werden:

- **Einzelnes Netz:**
Mit dieser Generierungsvariante wird das Gesamtnetz modifiziert. D.h. alle zu reduzierenden Knoten und Netzelemente werden aus dem Gesamtnetz entfernt. Es bleiben lediglich die Randknoten übrig. An diesen Randknoten werden Ersatzspeisungen und Ersatzzweige angeschlossen.
- **Geteilte Netze:**
Mit dieser Generierungsvariante wird ein 2. Netz erzeugt, welches alle Reduktionselemente enthält. Das reduzierte Netz wird dabei an das Gesamtnetz als "Include" Netz angebunden. Dabei werden sowohl im Gesamtnetz als auch im reduzierten Teilnetz an den Randknoten Verknüpfungsdefinitionen eingefügt.

Mit der Option **Elemente für Reduktion** wird bestimmt, welche Elemente zur Reduktion herangezogen werden. Es kann zwischen den folgenden Optionen gewählt werden:

- **Polygon:**
In der 2. Auswahlliste wird jenes Polygon ausgewählt, welches den zu reduzierenden Netzteil umschließt.
- **Netzelementgruppe:**
In der 2. Auswahlliste wird jene Netzelementgruppe ausgewählt, welche die zu reduzierenden Netzelemente enthält.

Im Abschnitt **Reduziertes Netz** muss ein leeres PSS SINCAL Netz ausgewählt werden, in dem die Daten des reduzierten Netzteils gespeichert werden. Mit dem Knopf hinter dem Eingabefeld kann dieses leere Netz auch einfach generiert werden.

Die Option **Grafik für Begrenzungsknoten erzeugen** kann dazu verwendet werden, eine "Minimale" grafische Darstellung im reduzierten Netz zu generieren. Besonders sinnvoll ist dies allerdings nicht, da ja das reduzierte Netz keinerlei erkennbare topologische Struktur besitzt. Nur die Begrenzungsknoten definieren den Bezug zum ursprünglichen Netz und genau diese Knoten können bei Bedarf auch mit Grafik generiert werden.

Steuerungsdaten zur Reduktion

Auf dieser Seite können die allgemeinen Steuerdaten für das Reduktionsverfahren definiert werden.

Dynamische Netzreduktion

Steuerungsdaten zur Reduktion

Korrelation:

Zeit-Anfang: 1,000 s

Zeit-Ende: 10,000 s

Untere Grenze: 0,700

Anzahl der Maschinen: 0

Funktionen: Schlupf

Optionen:

Ref. Knoten im zu red. Netz: BUS16 ...

Bezugsspannung für Netzäquiv.: 345,00 kV

Max. Leistung über Ersatzleitung: 10,00 MVA

Leistung für zu ignor. Maschinen: 0,00 pu

< Zurück Weiter > Abbrechen

Bild: Steuerungsdaten im Assistenten zur dynamischen Netzreduktion

Mit den Feldern **Zeit-Anfang** und **Zeit-Ende** wird der Zeitbereich für die Korrelationsfunktionen definiert. In diesem Zeitbereich wird die Korrelationsanalyse durchgeführt und die definierten Funktionen zur Signalausgabe werden dabei überwacht.

Im Feld **Untere Grenze** wird der Grenzwert für den Korrelationsfaktor definiert. Der Korrelationsfaktor ist ein Wert im Bereich von -1 bis 1, wobei 1 identische Signale bedeutet und -1 in der Phase gespiegelte Signale.

Im Feld **Anzahl der Maschinen** wird definiert, wie viele Maschinen nach der Korrelation vorhanden sein sollen.

Es gibt nun zwei Möglichkeiten für die Gruppierung der kohärenten Generatoren, die folgende Eigenschaften aufweisen:

- **Untere Grenze** für Korrelationsfaktor: Der Benutzer hat hier keinerlei Einfluss auf die Anzahl der kohärenten Generatoren aus der Kreuzkorrelation. Diese ergibt sich anhand des gewählten Grenzwertes für den Korrelationsfaktor.

- **Anzahl der Maschinen:** Der Benutzer hat keinerlei Einfluss auf den Korrelationsfaktor. Dieser ergibt sich je nach Anzahl der Maschinen, d.h. es gibt auch keinen direkten Einfluss auf die Qualität der reduzierten Ergebnisse.

Im Feld **Funktionen** kann gewählt werden, welches Signal für die Korrelationsfunktionen verwendet werden soll. Verfügbar sind hier folgende Optionen:

- Schlupf
- Polradwinkel
- Wirkleistung
- Blindleistung
- Spannung

Erfahrungen haben gezeigt, dass die besten Ergebnisse mit der Funktion **Schlupf** erreicht werden, aber dennoch können auch die anderen Funktionen verwendet werden.

Im Abschnitt **Optionen** können erweiterte Steuerparameter definiert werden. Wichtig in diesem Abschnitt ist die Auswahl des Referenzknotens. Dies ist ein Knoten, der im zu reduzierenden Netz enthalten ist. Dieser muss im Feld **Ref. Knoten im zu red. Netz** ausgewählt werden.

Mit dem Parameter **Max. Leistung über Ersatzleitung** wird jener Grenzwert definiert, der dazu verwendet wird, die Anzahl der Zweige im reduzierten Netz zu verringern. Im Normalfall wird nämlich das reduzierte Netz komplett vermascht. Mit diesem Parameter bleiben aber nur die wesentlichen niederohmigen Leitungen übrig, welche im Kurzschlussfall mehr als die angegebene Leistung übertragen können.

Ausgabedaten

Auf dieser Seite können erweiterte Optionen für die Ausgabe der Netzdaten definiert werden.

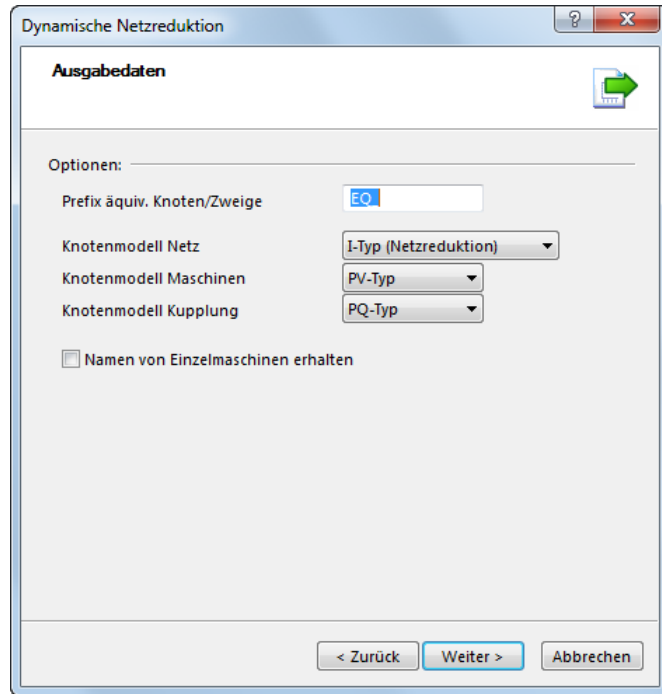


Bild: Ausgabedaten im Assistenten zur dynamischen Netzreduktion

Mit dem Feld **Präfix äquiv. Knoten/Zweige** kann ein beliebiger Namenszusatz definiert werden, der für diese Elemente im reduzierten Netz verwendet wird.

Mit den Auswahlfeldern **Knotenmodell Netz**, **Knotenmodell Maschinen** und **Knotenmodell Kupplung** kann die interne Darstellung der Netzelemente im Reduktionsverfahren gewählt werden.

Die Option **Namen von Einzelmaschinen erhalten** bewirkt, dass diese auch nach der Reduktion denselben Namen wie im Originalnetz erhalten.

Reglerdaten

Auf dieser Seite werden die Regler für Maschinen definiert, welche im reduzierten Netzteil bei den Ersatzmaschinen verwendet werden sollen.

The screenshot shows a Windows-style dialog box titled 'Dynamische Netzreduktion' with a subtitle 'Reglerdaten'. It contains three unchecked checkboxes under the heading 'Optionen:': 'Maschinen im zu red. Netz ohne Regler', 'Maschinen im nicht zu red. Netz ohne Regler', and 'Regler von Einzelmaschinen erhalten'. Below these are three text input fields: 'Name PSS-Regler' (empty), 'Name Spannungsregler' (containing 'IEEE2.mac'), and 'Name Turbinenregler' (containing 'IEEEG1.mac'). At the bottom are three buttons: '< Zurück', 'Weiter >', and 'Abbrechen'.

Bild: Reglerdaten im Assistenten zur dynamischen Netzreduktion

Mit diesen Optionen kann die Berücksichtigung der Regler im Zuge der Netzreduktion gesteuert werden. Folgende Optionen sind verfügbar:

- Maschinen im zu reduzierenden Netz ohne Regler
- Maschinen im nicht zu reduzierenden Netz ohne Regler
- Regler von Einzelmaschinen erhalten

Für die Ersatzmaschinen können drei Reglertypen vordefiniert werden. Hierzu werden die Namen der Regler in den Eingabefeldern **Name PSS-Regler**, **Name Spannungsregler** und **Name Turbinenregler** definiert. Die Definition der Parameter für diese Regler erfolgt auf der nächsten Seite des Assistenten.

Parameter

Auf dieser Seite werden die Parameter der Regler definiert, welche im Zuge der Netzreduktion identifiziert werden sollen.

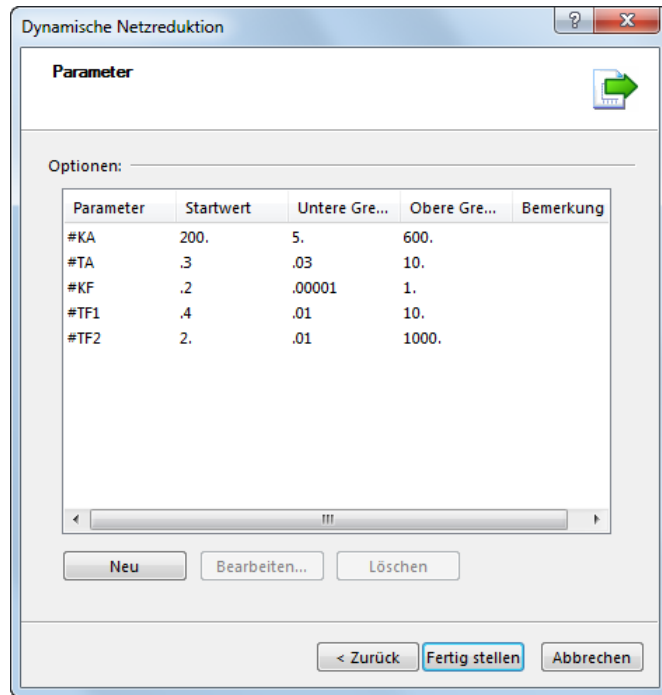


Bild: Parameter im Assistenten zur dynamischen Netzreduktion

Auf dieser Dialogseite können beliebige Parameter und deren Grenzwerte, also Startwert, untere Grenze und obere Grenze definiert werden.

Im Zuge der Netzreduktion wird eine spezielle Parameteridentifikation durchgeführt. Dabei werden die auf dieser Seite definierten Parameter der Regler bei allen Ersatzmaschinen so variiert, dass ein möglichst identisches Betriebsverhalten analog zum nicht reduzierten Netz erreicht wird.