# Dynamisches Simulationssystem für die Netzbetriebsführung
# Dynamic Simulation System for Power System Operation

Dipl.-Ing. Nico Brose, Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, Dipl.-Ing. Benjamin Buckow, Dipl.-Ing. Dirk Lehmann, BTU Cottbus-Senftenberg, Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Cottbus, Germany

Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer, BTU Cottbus-Senftenberg, Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme und Speichertechnik, Cottbus, Germany

Dipl.-Ing. Martin Fischer, BTC Business Technology Consulting AG, Projekte & Betrieb, Berlin, Germany

Dr.-Ing. Martin E. Schmieg, Dipl.-Ing. Stefan Weigel, DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany

## Zusammenfassung

Die veränderten Anforderungen an den Betrieb der elektrischen Energieversorgungssysteme aufgrund stochastisch nicht bedarfsgerechter Erneuerbarer Energieeinspeisung, die hauptsächlich auf der Hochspannungsebene und darunterliegenden Spannungsebenen einspeisen. Gleichzeitig die Verdrängung regelbarer Kraftwerksleistung und damit Veränderungen in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen führen zu einer erhöhten Belastung in der Netzbetriebsführung und dem Netzbetrieb. Diese neuen Herausforderungen müssen neben der herkömmlichen universitären Ausbildung „klassischer“ Themen der Energietechnik in einer verstärkten Vermittlung des zukünftigen Netzbetriebs und der Netzführung münden.
In diesem Papier wird daher ein Simulationssystem für Energieversorgungsnetze zur Abbildung netzdynamischer Vorgänge für die Netzbetriebsführung vorgestellt. Dabei erfolgt eine kurze Darstellung des Zusammenspiels zwischen Simulationskern und Visualisierungsoberfläche einer Leittechnik sowie eine Beschreibung von Einsatzmöglichkeiten des Simulationssystems.
Die Zielgruppe umfasst Energieversorgungsunternehmen und Masterstudenten für das Thema der Grundausbildung Netzbetriebsführung.

## 1 Motivation

Die ständig ansteigende installierte Leistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit ihrem stark schwankenden Einspeiseverhalten verändert die Anforderungen an den Betrieb der elektrischen Energieversorgungssysteme. Dadurch ist das verantwortliche Personal der Netzbetreiber heutzutage deutlich stärker gefordert, den sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Darüber hinaus ergeben sich aus den Regelungen der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) Verpflichtungen, das operative Personal umfangreich zu schulen (Continental Europe Operation Handbook - Policy 8: Operational Training) [1].
Der Wandel des Energieversorgungssystems und die daraus entstehenden Veränderungen für die Netzbetriebsführung müssen neben der Schulung des Betriebspersonales ebenfalls in der universitären Lehre und Ausbildung berücksichtigt werden. Diese muss zusätzlich zur Vermittlung von „klassischen“ Themen der Energietechnik auch Werkzeuge anwenden, welche die Netzbetriebsführung stärker in den Mittelpunkt rücken. Aus diesem Grund wurde an der BTU Cottbus-Senftenberg ein spezielles englischsprachiges Lehrmodul „Power System Operation“ und ein deutschsprachiges Lehrmodul „Netzbetriebsführung“ unter Einbeziehung eines Trainingssimulators mit einer betriebsrealistischen dynamischen Prozesssimulation aufgebaut.
Damit ist eine effektive Möglichkeit gegeben, zukünftige Aufgaben in den Leitwarten, wie beispielsweise die Erkennung und Beherrschung stabilitätsgefährdender Ereignisse, den Studierenden anschaulich zu vermitteln.
Zusammenfassend wird in diesem Beitrag ein Trainingssimulator beschrieben, an dem Studierende effizient und realitätsnah ausgebildet und in Belangen der Netzbetriebsführung geschult werden können.

## 2 Konzept

Das technische Konzept des Systemsimulators basiert auf Anregungen und Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission GmbH. Es ist auf eine realitätsnahe Abbildung der komplexen Zusammenhänge zwischen Erzeugung, Übertragung und Abnahme in Energieversorgungssystemen ausgerichtet. Hierzu wurde die Netzleittechnik PRINS des Unternehmens BTC AG als Visualisierungsoberfläche verwendet, die über einen Fernwirkserver mit dem RMS-Echtzeit-Simulationskern PowerFactory der Firma DIgSILENT GmbH zur dynamischen Netzsi-

mulation gekoppelt ist. Der Simulationskern übernimmt die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge in Echtzeit.
Das Zusammenwirken dieser beiden Softwaresysteme wird in **Abb. 1** schematisch dargestellt. Hierbei sind die Leitstände mit den jeweils aktiven Netzleitwarten hellblau und die Prozesssimulation orange hinterlegt. Die Kommunikation der Prozesssimulation mit der Leittechnik erfolgt durch eine OPC-Matrikon-Schnittstelle. Diese wandelt die durch die Prozesssimulation berechneten Betriebsgrößen in Fernwirkadressen um, die dann über den Fernwirkserver in das Netzleitsystem eingespielt werden.

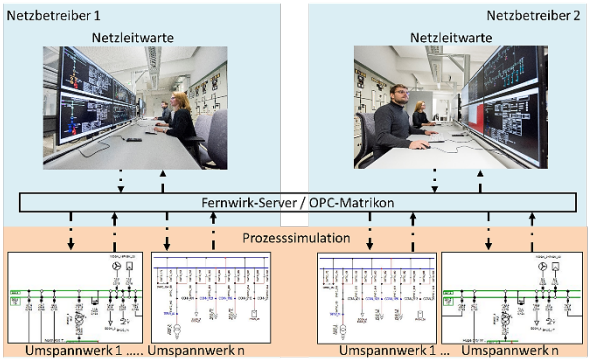


**Abbildung 1** – Schematische Darstellung des Zusammenspiels Leitwarte mit Simulationskern

Die Konfiguration des Trainingssimulators ist angelehnt an die Organisationsstruktur eines Energieversorgungssystems mit mehreren Netzbetreibern und umfasst neun Leitstände (siehe **Abb. 2**, gelbgrün markiert), an denen die Trainierenden gleichzeitig geschult werden können.
Sie interagieren als unterschiedliche Netzbetreiber bzw. Betriebsführer von Kraftwerken gemeinsam über das Simulationssystem, wodurch u.a. die Kommunikation zwischen den Leitstellen und deren Koordination in Störungssituationen trainiert werden. Die Trainingsleitstände sind eine Abbildung der Netzleitstellen der jeweiligen Netz- bzw. Kraftwerksbetreiber und simulieren die gewohnte Systemumgebung mit ihren Bedienfunktionen. Jeder Trainierende sieht dabei lediglich sein Netzgebiet und kann auch nur dort agieren sowie Schalt- und Bedienhandlungen vornehmen.
Zwei Lehrerplätze (siehe **Abb. 2**, rot markiert) haben Zugriff und Einblick auf das gesamte Netzmodell und können somit die Trainingssitzungen überwachen bzw. steuern. Für die Entwicklung, Untersuchung und Überprüfung von neuen Schulungs- und Trainingsszenarien sowie deren Einbindung in das Simulationssystem stehen Administratorplätze in einem separaten Raum zur Verfügung. Hier können die zwei derzeit vorhandenen, unabhängig voneinander existierenden Netzmodelle (Testmodell und Netzmodell in Anlehnung an die 50Hertz-Regelzone) gepflegt werden. Dabei kann auch auf die native Bedienoberfläche der DIgSILENT PowerFactory-Software direkt zugegriffen werden.

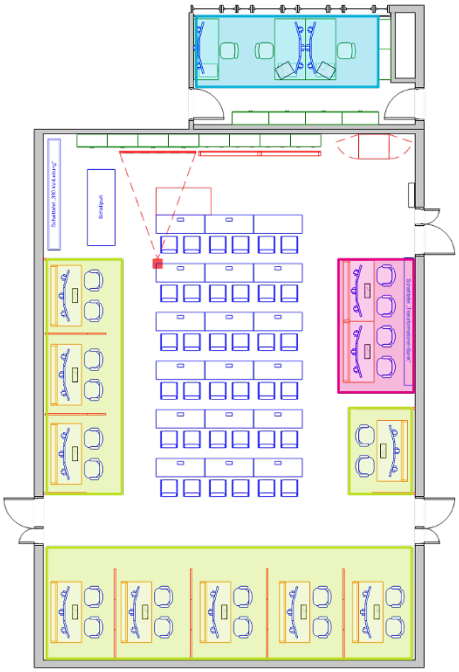

**Abbildung 2** – Räumliche Aufteilung des Simulators

# 3 Module und Funktionen

Über die Standardfunktionalitäten der Netzleittechnik (SCADA und HEO) hinaus wurden weitere Funktionen und Module entwickelt. Diese werden im Folgenden grob in zwei Bereiche eingeteilt, zum einen in das dynamische Netzmodell und zum anderen in die Bedienung des Systems, siehe **Abb. 3**.

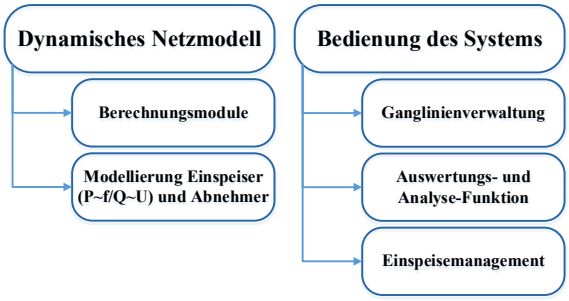


**Abbildung 3** – Grobübersicht Module u. Funktionen

Die nachfolgenden Ausführungen zu Modulen und Funktionen basieren zum Großteil auf den Modellbeschreibungen des Simulators [2].

## 3.1 Berechnungsmodule

**RMS-Echtzeit-Simulationsberechnung**
Die Prozesssimulation wird durch den RMS-Echtzeit-Simulationskern abgebildet. Dieser berücksichtigt das dynamische Verhalten von elektromechanischen Betriebsmitteln, Regel- sowie thermischen Einheiten.
Dabei werden sämtliche Systemzustände auf der Grundlage von Differenzialgleichungen beschrieben.
Aufgrund des Einsatzbereiches des Simulators sind schnelle, nicht beobachtbare Vorgänge durch ihre stationären, eingeschwungenen Charakteristiken dargestellt.
Eine klassische Lastflussberechnung mit Slack-Knoten erfolgt nur zur Initialisierung des Systems. Darauf basierend erfolgen die Lastflussberechnungen entlang der Lösungstrajektorien der Zustandsdifferentialgleichungen, die durch die Lastflüsse selbst wieder beeinflusst werden. Daher gibt es im weiteren Verlauf keine(n) Slack-Knoten, da sich die Leistungsflüsse auf Basis der Netzimpedanzen, der generator-elektromagnetischen Felder, der eingespeisten Ströme aus Photovoltaik- und Wind-Generatoren sowie der Lastcharakteristiken durch die Kirchhoffschen Regeln ergeben.

**Netzsicherheitsrechnung**
Durch den Simulationskern werden leittechnisch typische HEO-Funktionalitäten, wie z.B. die Netzsicherheitsrechnung übernommen. Diese basiert auf einem Snapshot der Simulations-Engine zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die Netzsicherheitsrechnung beruht auf einer klassischen Lastflussberechnung. Sie kann zyklisch kontinuierlich oder auf Anforderung des jeweiligen Bedieners ausgeführt werden.

Zusätzlich zur statischen (n-1)-Ausfallsimulation (Abarbeitung einer vorgebbaren (n-1)-Ausfallliste) kann auch eine dynamische (n-1)-Ausfallsimulation durchgeführt werden, welche auf Basis eines Rankings der aktuellen Betriebsmittelauslastung beruht. Dabei sind die Ergebnislisten und -darstellungen frei konfigurierbar.

**Kurzschlussstromberechnung**
Eine weitere HEO-Funktionalität, die durch den Simulationskern übernommen wird, ist die Kurzschlussstromberechnung. Die Kurzschlussstromberechnung basiert genau wie die Netzsicherheitsrechnung auf einem Snapshot der Simulations-Engine zu einem bestimmten Zeitpunkt.
Dabei erfolgt die Berechnung der Kurzschlussströme entweder nach Normen (IEC/DIN) oder nach der „vollständigen Berechnungsmethode“. Es werden sämtliche Größen nach IEC/DIN Norm ermittelt.

## 3.2 Modellierung Einspeiser und Abnehmer

Unter dem Oberbegriff Einspeiser sind die Kraftwerksmodelle und EEG-Einspeiser-Modelle subsumiert, hinter denen sich spezifische Modellcharakteristiken je nach Technologie befinden, wie thermisches Kraftwerk (1-oder 2-Kesselbetrieb), siehe **Abb. 4**, Gasturbinen-, Laufwasser-, Pumpspeicher-, Gas- und Dampfkraftwerk, Photovoltaik-, Windenergie-, Biomasseanlagen sowie Speichersysteme.

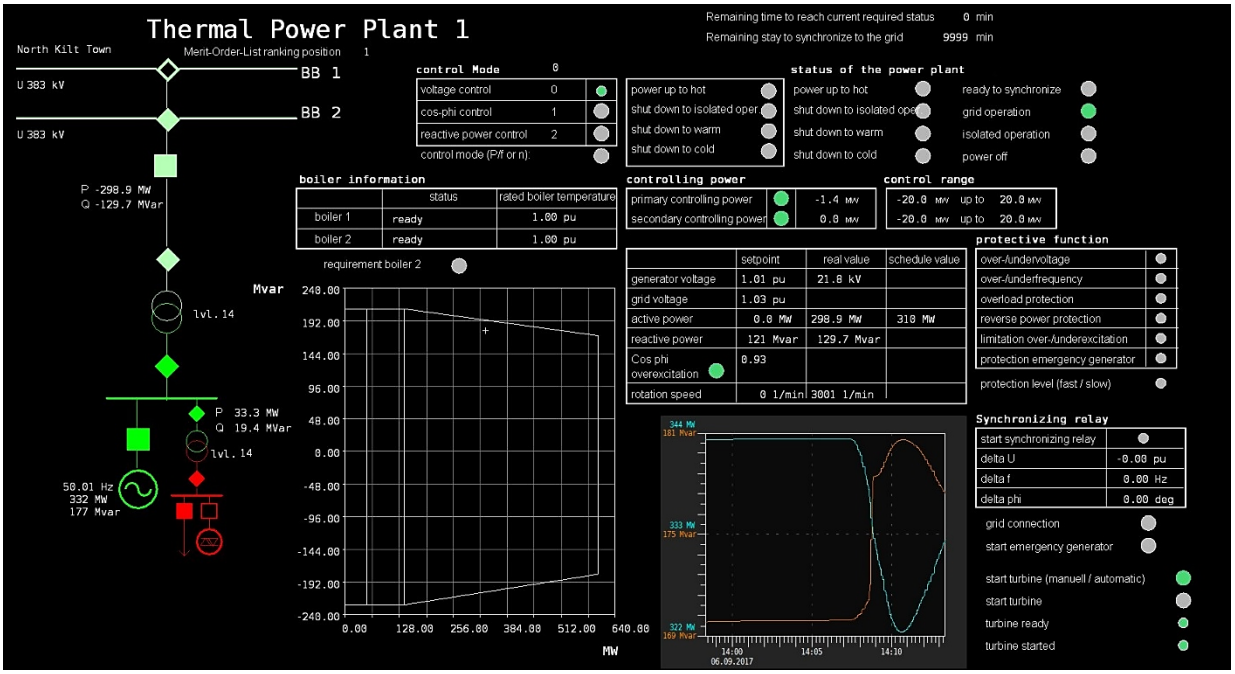


**Abbildung 4 –** Kraftwerksübersichtsbild

Für die **Kraftwerke** werden vereinfachte Generatormodelle verwendet. Diese bestehen aus einer geregelten Polradspannung hinter der Generatorreaktanz sowie einem zusätzlichen Dämpfungsmoment. Dabei wird das Dämpfungsmoment so eingestellt, dass sich für ein synchrones Netzgebiet eine nahezu ideale „starre Welle“ ergibt. Dadurch werden die Polradpendelungen ausgeblendet und es stellt sich eine einheitliche Mittel-Frequenz für alle Generatoren eines synchronen Netzes ein.
Bei thermischen Kraftwerken erfolgt weiterhin die Modellierung der Wärmeentbindung des Kessels als Verzögerungsglied, jedoch ohne Berücksichtigung von Temperatur- und Druckregelung. Darüber hinaus wird eine Umleitstation für die Simulation von Anfahrvorgängen und des Inselbetriebs berücksichtigt. Die Turbine wird einschließlich Zwischenüberhitzerstufen mit typischen Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckanteilen sowie Zeitkonstanten modelliert. Der eingesetzte Turbinenregler ist als Drehzahl-, Leistungs- oder frequenzgeführter Leistungsregler (gem. VDI/VDE RL 3521) ausgelegt. Berücksichtigt werden hierbei die Ventil-Stellgeschwindigkeitsbegrenzungen sowie Totbänder bzw. Umkehrspannen.
Die Blindleistungseinspeisung erfolgt auf Basis der Spannungsregelung und ihren Begrenzungsregeln. Für die Spannungsregelung sind verschiedene Regelmodi, wie die direkte Spannungsregelung sowie die Leistungsfaktor- und Blindleistungsregelung auswählbar.
Neben den Regelungen sind auch Schutzfunktionalitäten hinterlegt, welche die Grundfunktionen des Generator- und Turbinenschutzes darstellen: Über- und Unterdrehzahlschutz, Über- und Unterfrequenzschutz, Überlast und Rückleistungsschutz sowie eine Begrenzung der Über- und Untererregung.
Alle Kraftwerksmodelle beinhalten weiterhin eine Nachbildung des Kraftwerkseigenbedarfs mit Blockeigenbedarfstransformatoren, aggregierter Eigenbedarfslast, (welche sich am Betriebszustand des Kraftwerks orientiert) sowie einer Fremdnetzeinspeisung (kann als Notstromsystem ausgelegt werden).
Für die Synchronisation der Kraftwerke an das Netz wurden Synchro-Check-Geräte implementiert, welche nach der Anwahl automatisch den Block mit dem Netz synchronisieren und zuschalten. Dabei werden die Werte Frequenz, Spannungsbetrag und –winkel überwacht. Die Synchro-Check-Geräte wirken dabei, je nach Betriebszustand und Eigenbedarfsversorgung (Inselbetrieb, Anfahren des Blockes oder Schwarzstart) auf den Generator- oder den Netzleistungsschalter im Generatorabzweig.
Die Kraftwerksmodelle ermöglichen verschiedene Betriebszustände, wie An- und Abfahrprozesse, Inselbetrieb und Schwarzstart sowie 1- und 2-Kessel-Betrieb eines thermischen Kraftwerks. Dabei wird die jeweilige Charakteristik des Kraftwerks mit seinen Leistungsgradienten, Vorhaltezeiten und Totbändern berücksichtigt.

Ein weiterer Baustein des dynamischen Kraftwerksverhaltens wird durch die Implementierung einer Primär- und Sekundärregelung realisiert, auf die in Kapitel 3.3 näher eingegangen wird.

Die **EEG-Einspeiser-Modelle** werden vereinfacht als statische Generatoren umgesetzt. Das Modell basiert auf einer gesteuerten Wirk- und Blindleistungsquelle. Dabei werden für die Photovoltaik und Windenergie meteorologische Daten als Ausgangsgrößen verwendet. Diese Daten sind zeitreihenbasierte georeferenzierte Wetterdaten, wie Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung. Auf deren Grundlage sowie den Leistungsdaten der Anlagen wird die Wirkleistungseinspeisung berechnet.
Die Blindleistungseinspeisung der Anlagen kann gemäß VDE-AR-N 4120 nach folgenden Regelmodi gesteuert werden: Blindleistungs-Spannungskennlinie (Q(U)-Regelung), Blindleistung als Funktion der Wirkleistung (Q(P)-Regelung), direkte Blindleistungsvorgabe oder Vorgabe des Leistungsfaktors (cos φ).
Die Modelle beinhalten weiterhin Standardschutzfunktionalitäten, wie Über- und Unterfrequenzschutz sowie Über- und Unterspannungsschutz. Die Parameter können frei wählbar eingestellt werden.
Darüber hinaus ist als weitere Schutzfunktionalität eine frequenzabhängige Reduzierung der Einspeiseleistung umgesetzt. Die Anlagen, bei denen diese Funktion hinterlegt ist, regeln z.B. ab 50,2 Hz gemäß eines vorgegeben Gradienten ihre Leistung ab.

Die **Abnehmer-Modelle** (Lasten) werden auf Basis von Lastganglinien durch statische, frequenz- und spannungsabhängige Ersatzlasten modelliert. Die Frequenz- und Spannungsabhängigkeit der Abnehmer ist für Wirk- und Blindleistung getrennt einstellbar. Die dynamische Charakteristik einzelner Lasten wird durch die Ganglinie im jeweiligen Zeitschritt vorgegeben.
An die jeweiligen Abnehmer kann ein Relais, für einen automatisierten frequenzabhängigen Lastabwurf angeschlossen werden.

## 3.3 Regelleistungserbringung

Für jeden Kraftwerksblock kann ausgewählt werden, ob sich dieser an der **Primärregelung** (PRL) beteiligt. Weiterhin kann die maximale Höhe der positiven und negativen Regelleistungsbeteiligung an der PRL in einem Regelband festgelegt werden. Die Regelbänder sind mit Begrenzungen und Schutzfunktionalitäten (Überdrehzahlschutz) hinterlegt. Das negative Regelband wird durch die Mindestlast begrenzt, wohingegen das positive Regelband durch die maximale Wirkleistung des Blockes begrenzt wird. Die reservierte Leistung wird vom jeweiligen Kraftwerksblock vorgehalten. Die Leistungsanforderungen von PRL

und SRL sind additiv. Die gezielte Aufteilung der abgerufenen PRL-Leistung wird anhand der jeweiligen Statik der sich an der PRL beteiligenden Kraftwerksblöcke umgesetzt.
Die Beteiligung an der **Sekundärregelung** (SRL) kann für jeden Kraftwerksblock ausgewählt werden. Ebenso kann die maximale Höhe der positiven und negativen Regelleistungsbeteiligung festgelegt werden. Die SRL wird genauso wie die PRL durch die Mindestlast und maximale Wirkleistung des Kraftwerkes begrenzt. Die Sekundärregelung ist als automatischer zentraler Regler ausgelegt und betrachtet neben der Frequenz auch die Austauschleistung des eigenen Netzes mit dem Randnetz. Anhand dieses Ergebnisses wird ein Regelsignal für die an der SRL beteiligten Kraftwerke übermittelt. Mittels eines Rankings auf Basis einer Merit-Order-Liste beteiligen sich die jeweiligen Kraftwerke an der SRL.
Für die **Tertiärregelung** werden im Simulator keine automatischen Regelvorgänge hinterlegt. Sie wird durch manuelle Eingriffe des Bedieners, insbesondere durch die Vorgabe von Sollwerten umgesetzt.

## 3.4 Ganglinienverwaltung

Es hat sich gezeigt, dass bei großen Netzen die Implementierung und der Abgleich von Ganglinien (Lastprofile, Kraftwerksfahrpläne, EE-Einspeisezeitreihen) für einen konvergierenden Zustand der Simulation zunehmend komplex wird.
Zur einfacheren Handhabung einer Vielzahl von Ganglinien wurde in dem System eine umfangreiche Ganglinienverwaltung implementiert. Ganglinien können für jeden einzelnen Einspeiser und Abnehmer individuell zugewiesen werden. Somit ist der Aufbau von beliebigen Szenarien (bspw. Sommer/Winter, sonnig/windig, Werktag/Wochenende) möglich.
Die Implementierung von Wetterdaten über die Ganglinie als Basis für die EEG-Modelle Wind und Photovoltaik ist ebenfalls möglich. Die hohe Dynamik der EEG-Erzeuger wurde durch die Einführung variabler Zeitschrittweiten berücksichtigt.
Die Möglichkeit des Im- und Exports von Ganglinien, zur Bearbeitung außerhalb des Simulators, wurde ebenfalls umgesetzt. Dies kann einzeln oder gruppenweise erfolgen. Darüber hinaus ist ein Import von Zeitreihen aus dem realen Netzbetrieb ebenfalls möglich, um in der Praxis aufgetretene Situationen im Simulator nachfahren zu können.

## 3.5 Auswertung- und Analysefunktion

Für die Auswertung von Trainingssitzungen wurde eine gesonderte Auswertungs- und Analysefunktion (Replay-Modul) entwickelt.
Mit diesem Werkzeug werden neben dem Betriebstagebuch die Bildschirminhalte aufgezeichnet. Bei jeder Bedienhandlung eines Trainierenden wird ein Screenshot aller Bildschirme aufgenommen. Diese sind über das Replay-Modul abspielbar, wodurch die jeweilige Trainingssitzung umfangreich wiedergegeben werden kann. Auf einem Zeitstrahl kann dann zum jeweilig gewünschten Zeitpunkt vor- oder zurückgesprungen werden. Dabei können Trainingsleitstände einzeln an- oder abgewählt werden.
Neben der Aufzeichnung der Bildschirminhalte wird zyklisch alle 5 min. oder manuell ein Snapshot der Simulationsengine ausgelöst. Hiermit werden ein Prozessabbild der Simulation, Meldezustände, Messwerte, Transformatorstufen und Markierungen abgespeichert. Von diesem Prozessabbild kann ein neues Ausgangsmodell aufgesetzt und die Simulation neu gestartet werden.

## 3.6 Einspeisemanagementsysteme

Im Simulator wurde ein Einspeisemanagement implementiert. Hierbei geht es um die gezielte Abregelung von EE-Anlagen in kritischen Netzsituationen. Dabei wurde zwischen drei verschiedenen Maßnahmen unterschieden: System-, Netz-, und Transformatorsicherheitsmanagement. Berücksichtigt wurde die Verwaltung von verschiedenen EE-Einspeisern, die Möglichkeit der Erstellung von Erzeugungskategorien und Prioritäten der Abregelung, Erstellung von Absenkmaßnahmen individueller Einspeiser oder Sammel-Einspeiser, Erstellung von Netzgebieten oder Netzgruppen zur Abregelung.
Die Ergebnisse aus der gewählten Absenkung werden dem Rechenkern übergeben und in der Simulation berücksichtigt.
Ein weiterer wichtiger Punkt für die Schulung ist die Nachweispflicht aus Sicht des Netzbetreibers. Alle Vorgänge werden protokolliert: die Vorbereitung des Vorgangs, das Erstellen und Ausführen der dazugehörigen Maßnahmen, Überwachung der Vorgänge, Rücknahme der Maßnahmen und Abschluss des jeweiligen Vorgangs. Zusammengefasst werden alle Vorgänge protokolliert und dokumentiert.

# 4 Zusammenfassung

Das hier vorgestellte Simulationssystem bietet die Möglichkeit für eine umfangreiche universitäre Ausbildung im Bereich der komplexen Zusammenhänge im Energieversorgungssystem und stellt hierbei Vorgänge in der Netzbetriebsführung praxisnah und betriebsrealistisch dar.
Weiterhin kann dieses Simulationssystem in unterschiedliche Forschungsaufgaben eingebunden werden. Diese Aufgaben umfassen dabei einen weiten Bereich, wie z.B. zukünftiger Netzbetrieb, Analyse von künftigen Veränderungen in der

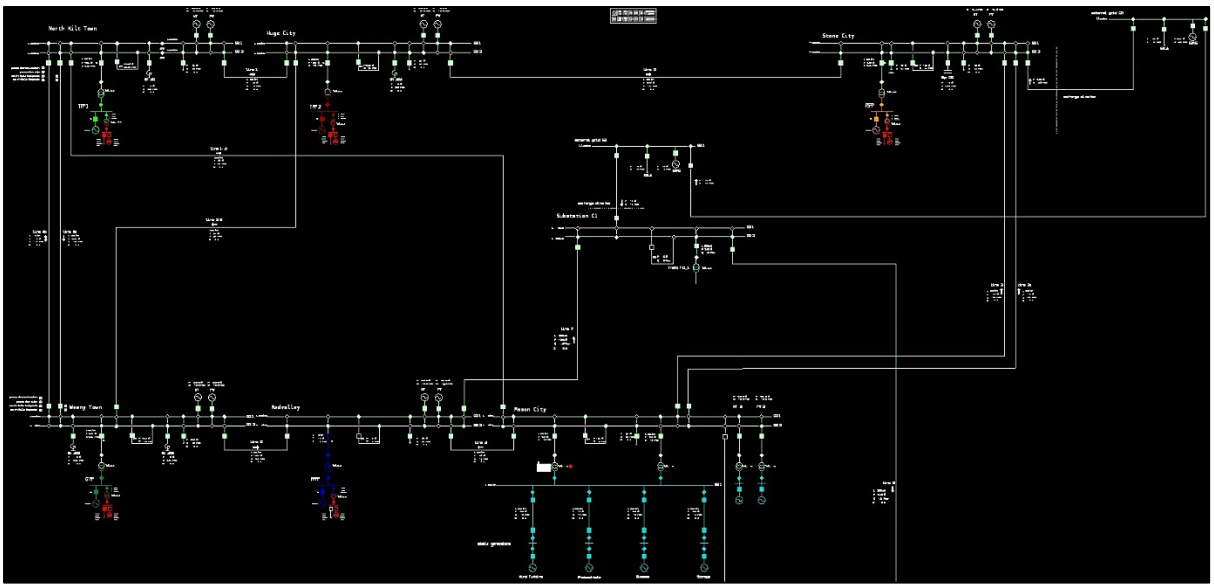

**Abbildung 5 –** Grobe Übersicht: kleines Netz

Einspeiserstruktur oder ein verändertes Zusammenspiel zwischen ÜNB, VNB sowie Anlagenbetreibern.
Derzeit bestehen zwei Netzmodelle, ein kleines sensibles Schulungsnetz, siehe **Abb. 5**, sowie ein großes Netzmodell der Höchst- und Hochspannungsebene eines regionalen Netzbetreibers.
Die nächsten Schritte sind die Erweiterung des Lehr- und Ausbildungsangebotes sowie der Netzmodelle.

# 5 Danksagung

Der Aufbau des Simulationssystems wurde mit Mitteln der Deutschen Forschungsgemeinschaft e.V. (DFG) gefördert.
Darüber hinaus hat die 50Hertz Transmission GmbH die Aufbauarbeiten langjährig fachlich unterstützt sowie die erforderliche Personalstruktur finanziell abgesichert.

# 6 Literatur

[1] European Network of Transmission System Operator for Electricity: P8 – Policy 8: Operational Training, Brüssel, August 2008.

[2] Schmieg, M., Weigel, S.: „PowerFactory Echtzeitsimulator, Netz und Kraftwerksmodelle – Modellbeschreibung“ Gomaringen, Juli 2016.

[3] VDI/VDE-Gesellschaft Mess- und Automatisierungstechnik: Richtlinien für die Untersuchung der Regel- und Steuereinrichtungen von Dampfturbinen“ (VDI/VDE-RL 3521); Blatt 1-4 in aktuellen Fassungen

[4] VDE Veband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik: „Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz“ (VDE-AR-N 4120); Berlin, Januar 2015.