

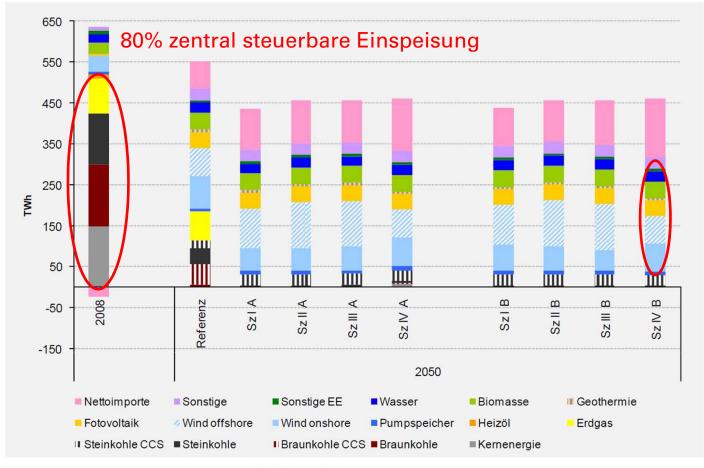
Übersicht



- I. Motivation
- II. Vorgehen
- II.1 Auswahl und Parametrierung eines Netzsektors
- II.2 Leistungsbegrenzung & Spannungsregelung
- II.3 Phasenschieberbetrieb
- II.4 Mechanische Modellierung des 500 MW Kraftwerkblockes
- II.5 Primär- und Sekundärregelung
- III. Ergebnis
- IV. Ausblick

I. Motivation für die Verteilernetzsimulation





56% dezentrale Einspeisung

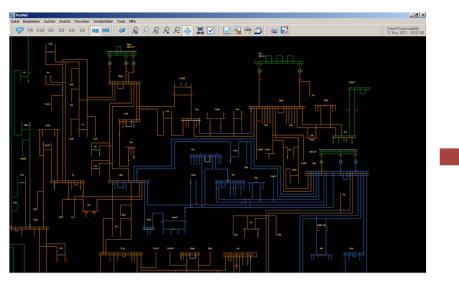
Prognos / EWI / GWS 2010

Smart Grid integriert alle Netzakteure → Welche Funktionalität ist dafür erforderlich? Wie lässt sich die zukünftige Funktionalität ermitteln? → Verteilnetzsimulation

Bis 2050 wird die zentrale durch die dezentrale Energieflusssteuerung abgelöst sein!

II. Vorgehen Auswahl eines repräsentativen Netzsektors

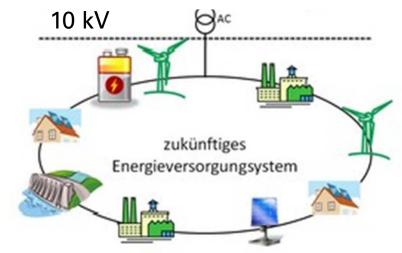




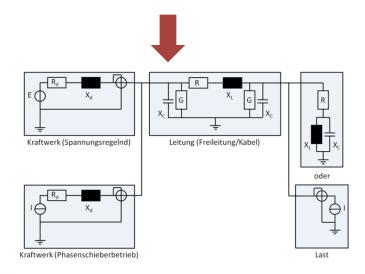
Ausschnitt aus dem Verteilnetz der envia

→ zu umfangreich für die Simulation

Umsetzung im Netzmodell: Gleichartige Akteure (Kraftwerk, Freileitung, Verbraucher) des ausgewählten Netzsektors werden konzentriert modelliert



Ausgewählter Netzsektor integriert alle zukünftigen Akteure



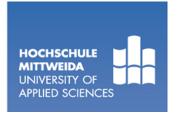
Prioritäten für die Steuerung der Verteilnetz-Simulation



Prioritäten für Energiequellen

- I. Einhaltung des Spannungstoleranzbandes (+/- 10%) bis zur Scheinleistungsgrenzkurve konventioneller Kraftwerke, danach Leistungsbegrenzung durch Spannungseinbruch
- II. Blindleistungsabgabe konventioneller Kraftwerke ist höher priorisiert als Wirkleistungsabgabe

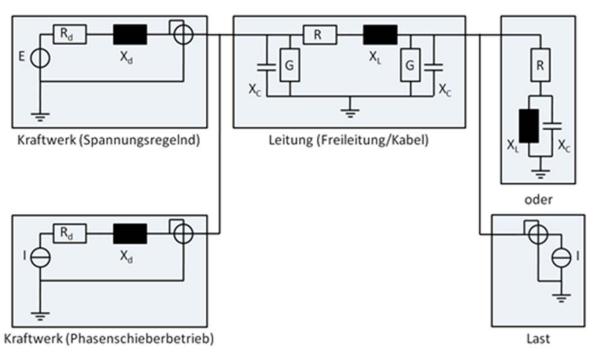
Parametrierung des Netzmodells



Modellierung aller Netzakteure an der 10 kV-Spannungsebene → Wegfall der Transformatoren

Braunkohle-Kraftwerk → 500 MW-Block Vattenfall Cottbus/Jänschwalde

Freileitung Datensatz von envia



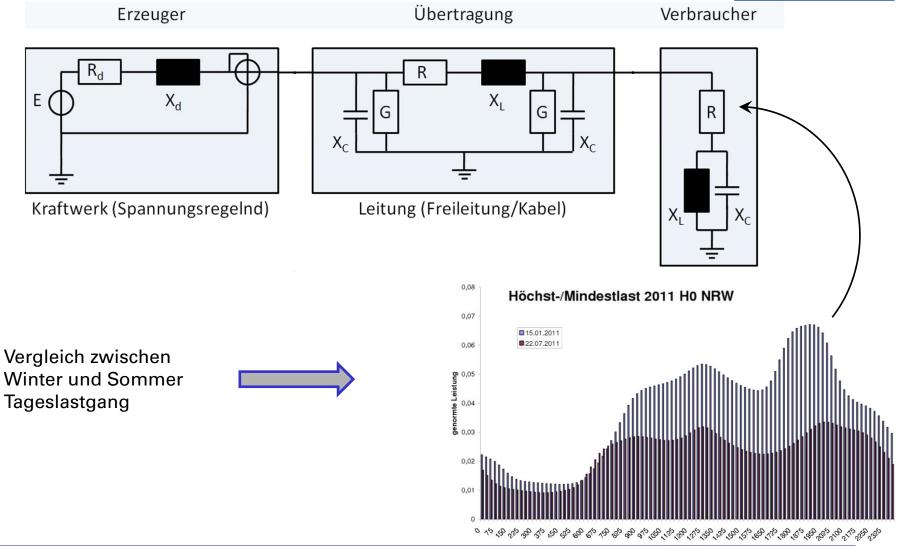
Regenerative Einspeisung → 500 MW Wind, Solar, ...
Datensatz von envia

Tageslastgang ist variabel austauschbar entsprechend der zu untersuchenden Szenarien

Rechenzeit real : Simulation → 1 : 10

Tageslastgang ist frei wählbar

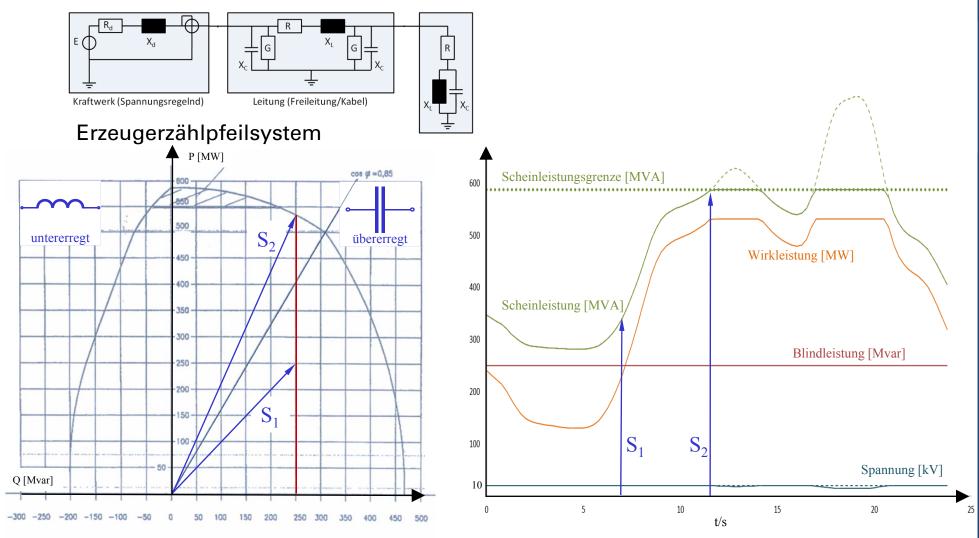




Wirk- und Blindleistungsbedarf sind für Lastgang-Szenarien frei wählbar!

Leistungsbegrenzung & Spannungsregelung

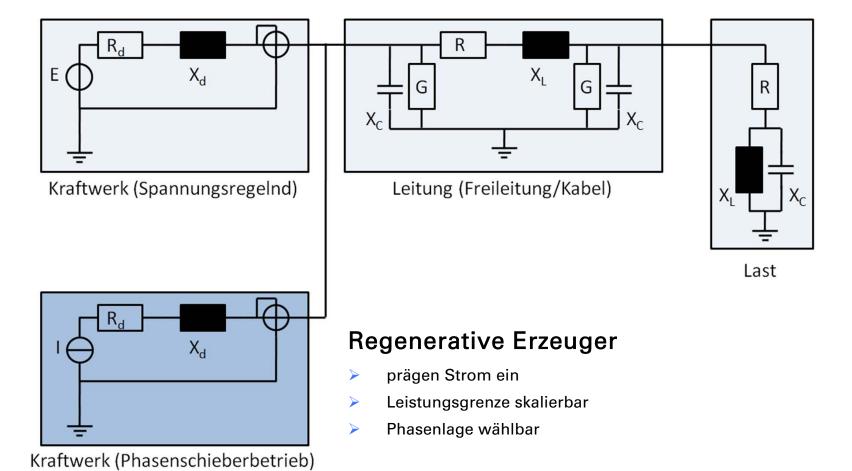




Simulation spiegelt elektrisches Verhalten des realen Kraftwerkes wider!

Modellerweiterung um regenerative Erzeuger

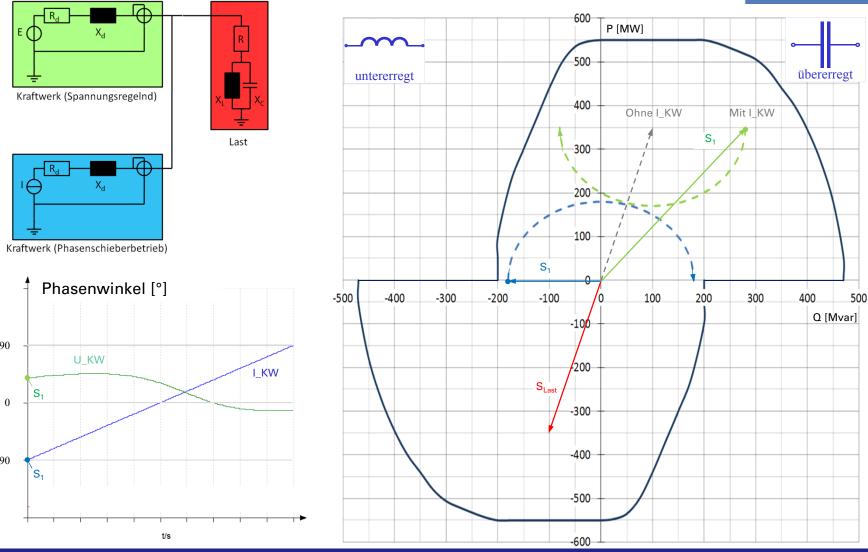




Simulation soll maximal erreichbare regenerative Energieeinspeisung liefern

Phasenschieberbetrieb der Kraftwerke

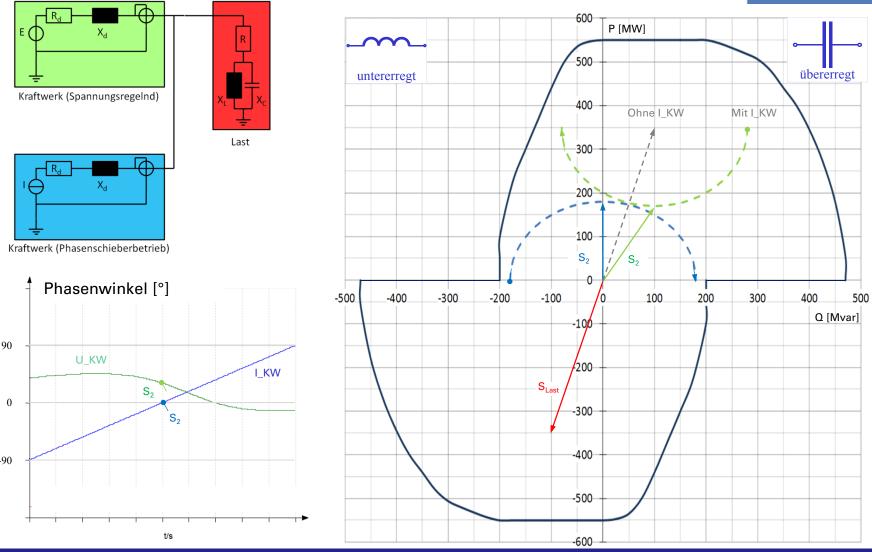




Konventionelles Kraftwerk gleicht Phasenwinkel für Last und Erzeuger aus!

Phasenschieberbetrieb der Kraftwerke

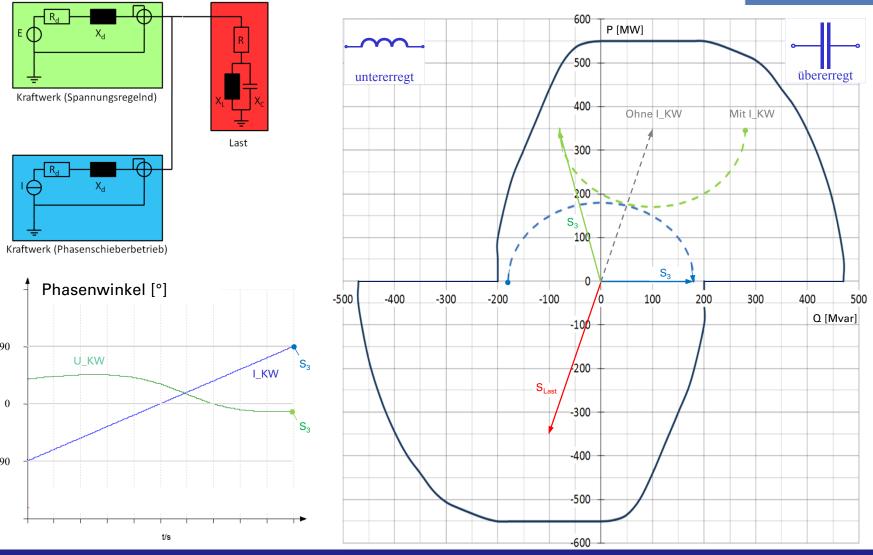




Konventionelles Kraftwerk gleicht Phasenwinkel für Last und Erzeuger aus!

Phasenschieberbetrieb der Kraftwerke

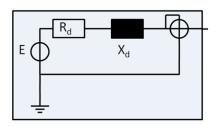




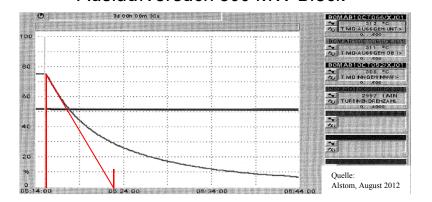
Konventionelles Kraftwerk gleicht Phasenwinkel für Last und Erzeuger aus!

Mechanische Modellierung des 500 MW - Kraftwerkblockes





Trägheitsmoment anhand Auslaufversuch ermittelt Implementierung in J



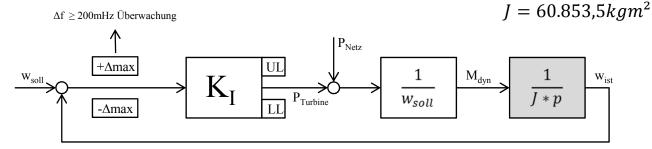
Auslaufversuch 500 MW-Block

$$T_{ausl} = 546s$$

$$J = \frac{P_v * T_{ausl}}{\omega^2}$$

$$J = \frac{11MW * 546s}{(2\pi * 50Hz)^2}$$

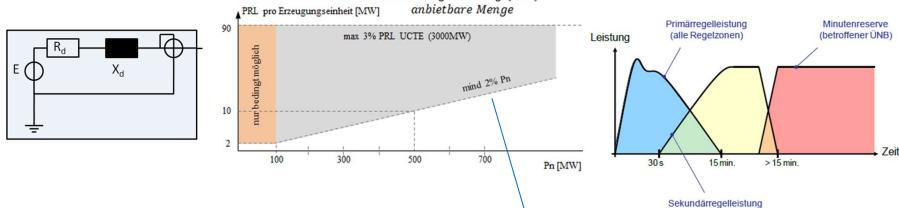
*Annahme: Verlustleistung von 11MW



Trägheitsmoment wirkt stabilisierend auf die Netzfrequenz nach Lastsprüngen!

Primär- und Sekundärregelung





Primärregelleistung (PRL)

Implementierung des Primärregelleistungsgradienten in K_I

UL = 500MW

*KW-block 500MW

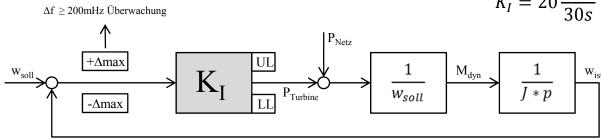
(betroffener ÜNB)

LL = 0MW

 $K_I = 4\% \ von \ 500MW \ in \ 30s$

$$K_I = 20 \frac{MW}{30s}$$

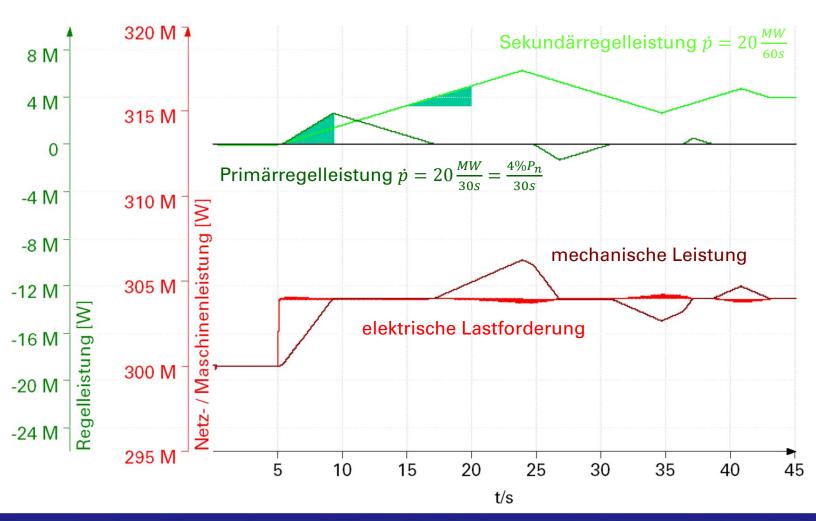
*UTCP OH: vollständige Aktivierung bei $\Delta f \geq 200 \text{mHz} (\Delta max)$



Vorgaben des Transmission Codes für Primär- und Sekundärregelung umgesetzt!

III. Simulationsergebnis nach Leistungssprung

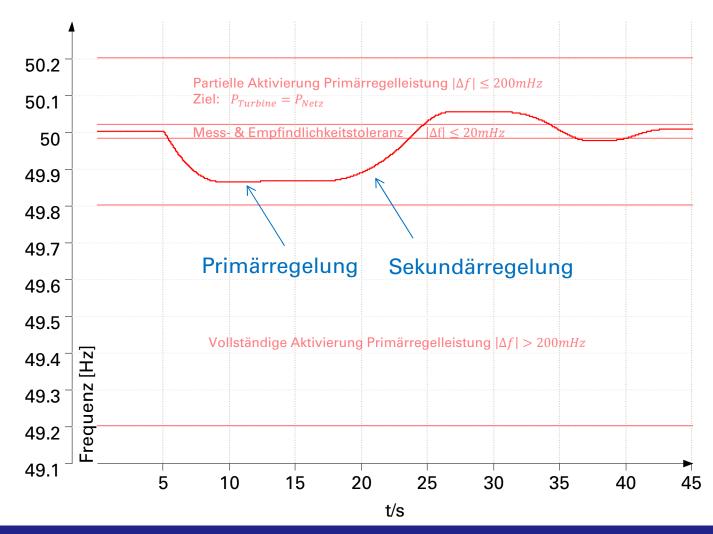




Primär- und Sekundärregelung erfüllen die Forderung des Transmission-Codes

III. Simulationsergebnis nach Leistungssprung



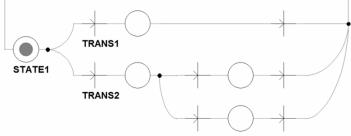


Simulation spiegelt elektr. und mech. Verhalten des realen Kraftwerkes wider!

IV. Ausblick



- Schrittweise Erhöhung dezentraler regenerativer Einspeiseleistung erzwingt die Reduktion konventioneller Einspeisung
 - → Bewertung der Netzstabilität
- Entwicklung von Energiemanagementszenarien für das Smart Grid zur Steuerung der Energieflüsse mit Zustandsgraphen



- Autonome Regelung der Netzspannung in einem begrenzten Netzsektor durch den Frequenzumrichter dezentraler Erzeuger (Intelligente Ladesäule, Solar, Windkraft, ...)
- Kombination der Solver Cerberus (minimale Rechenzeit) und Portunus (transiente Vorgänge + Zustandsgraph)