

EnInnov 2020, 12.-14. Februar, 2020, Graz

Dynamische Simulation zur Flexibilisierung der Energieerzeugung durch Integration eines Wärmespeichers in ein Fernwärmenetz

Elias Hashemian Nik und Wolfgang Sanz

Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik
Technische Universität Graz

13. Februar 2020

Überblick

- Inhalt der Studie
- Modellierung und Simulation
- Ergebnisse
 - Technische Analyse
 - Vergleich der Speichergrößen
 - Wirtschaftlichkeitsstudie
- Fazit und Ausblick

Inhalt der Studie

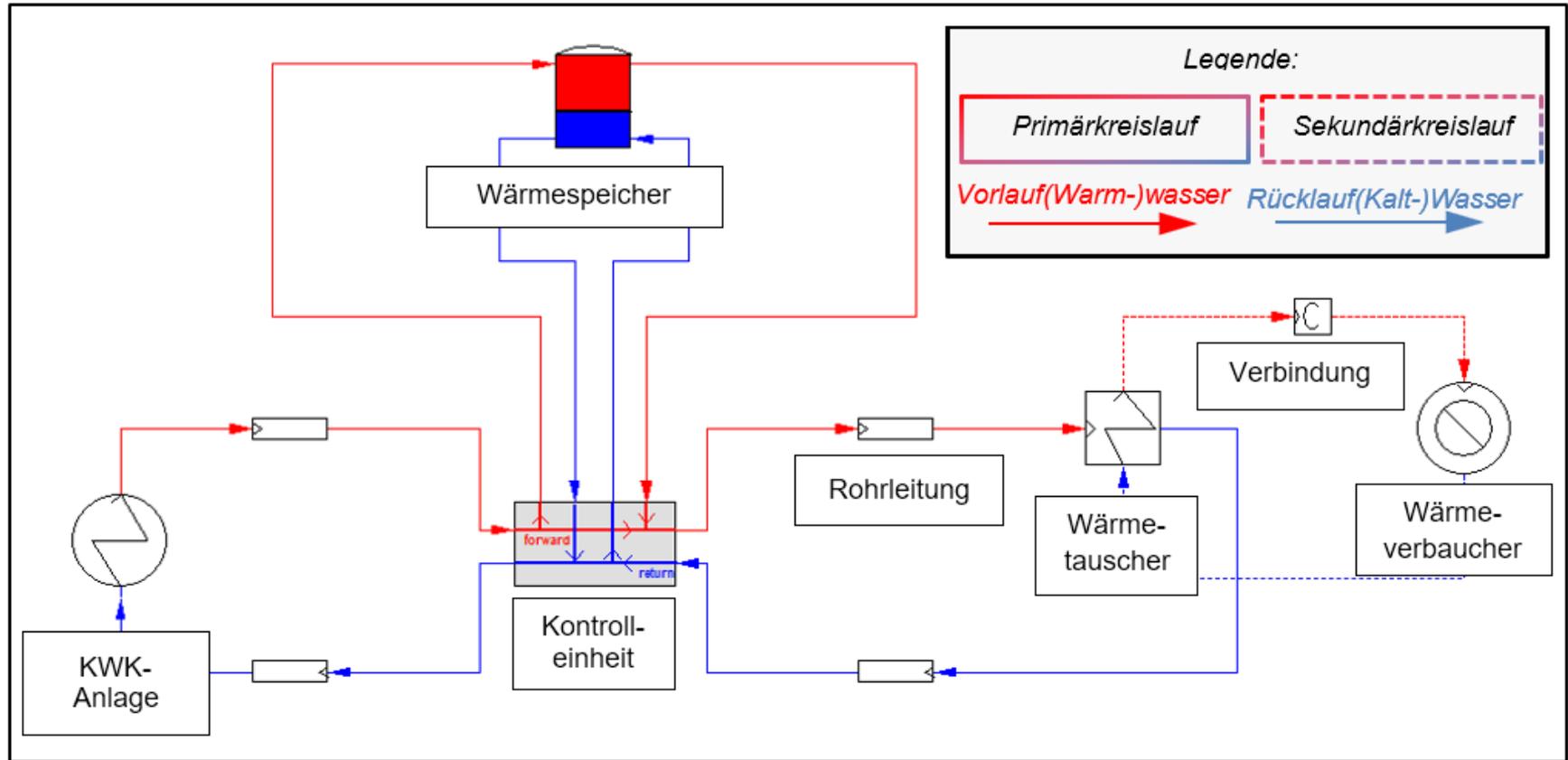
- Simulationsmodell für ein Fernwärmenetz mit Wärmespeicher und KWK-Anlage
 - Simulationssoftware IPSEpro der SimTech GmbH
- Grazer Fernwärmenetz mit Mellach als Wärmeerzeuger
 - Ohne Wärmeauskopplung: 250 MWel
 - Maximale Wärmeauskopplung: 170 MWel und 465 MWth
- Wärmespeicher zur Umsatzsteigerung
 - Nacht → Maximale Wärmeerzeugung
 - Tag → Maximale Stromerzeugung

Modellierung und Simulation

- Wichtigste Annahmen:
 - Strompreis tagsüber höher als nachts
 - Konstanter Wärmepreis
 - Betrieb der KWK-Anlage unter Vollast über gesamte Heizperiode
 - Lade- und Entladerate des Speichers sind limitiert

Modellierung und Simulation

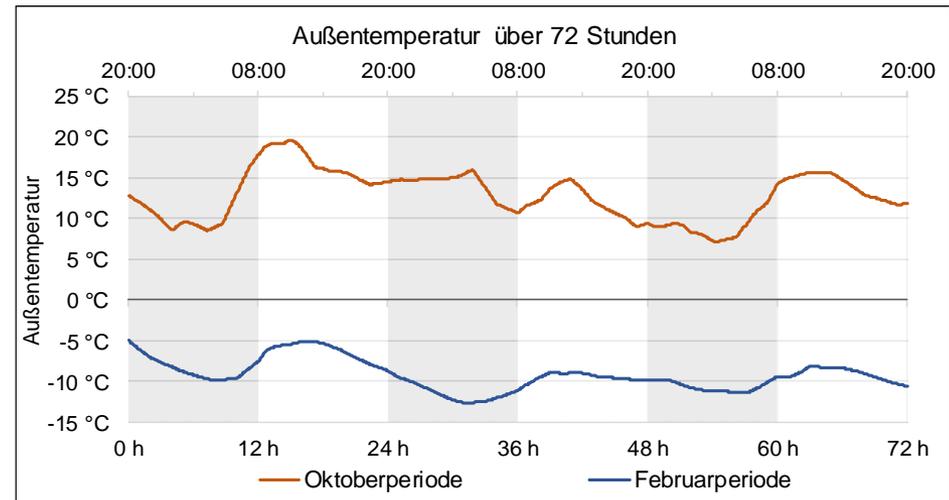
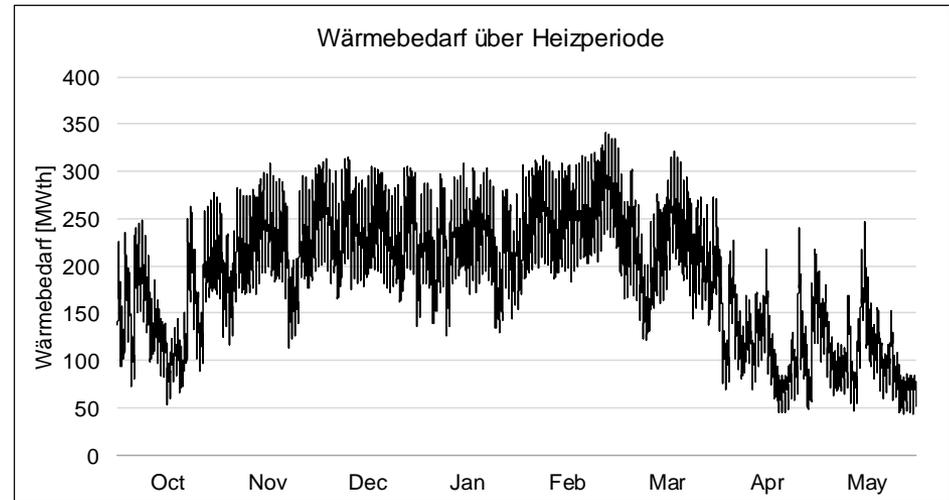
- Systemaufbau in IPSEpro



Modellierung und Simulation

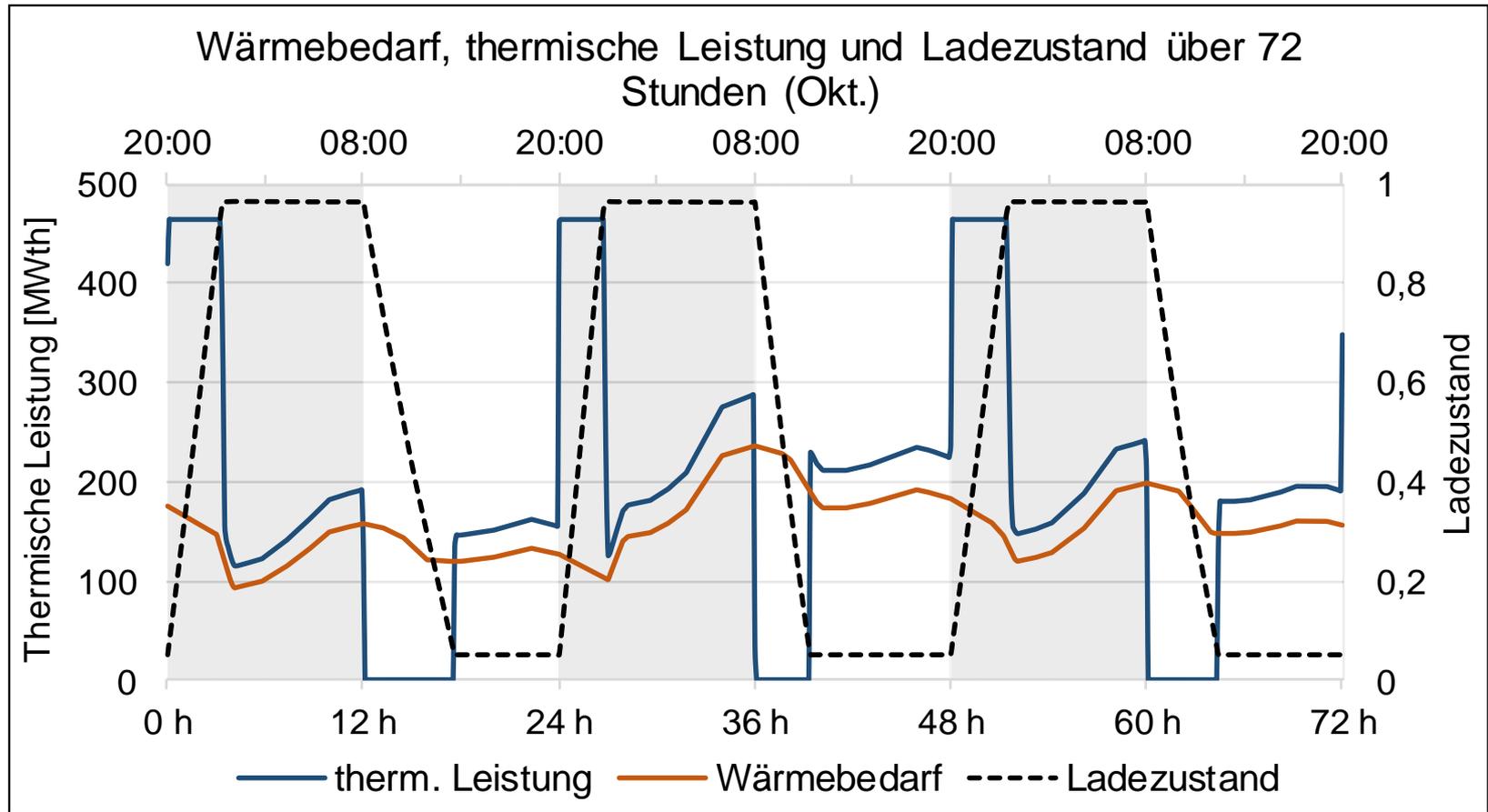
- Modellierter Wärmebedarf
 - Tageszeit
 - Außentemperatur

- Niedriger Wärmeverbrauch
 - **Warme Oktoberperiode**
- Hoher Wärmeverbrauch
 - **Kalte Februarperiode**



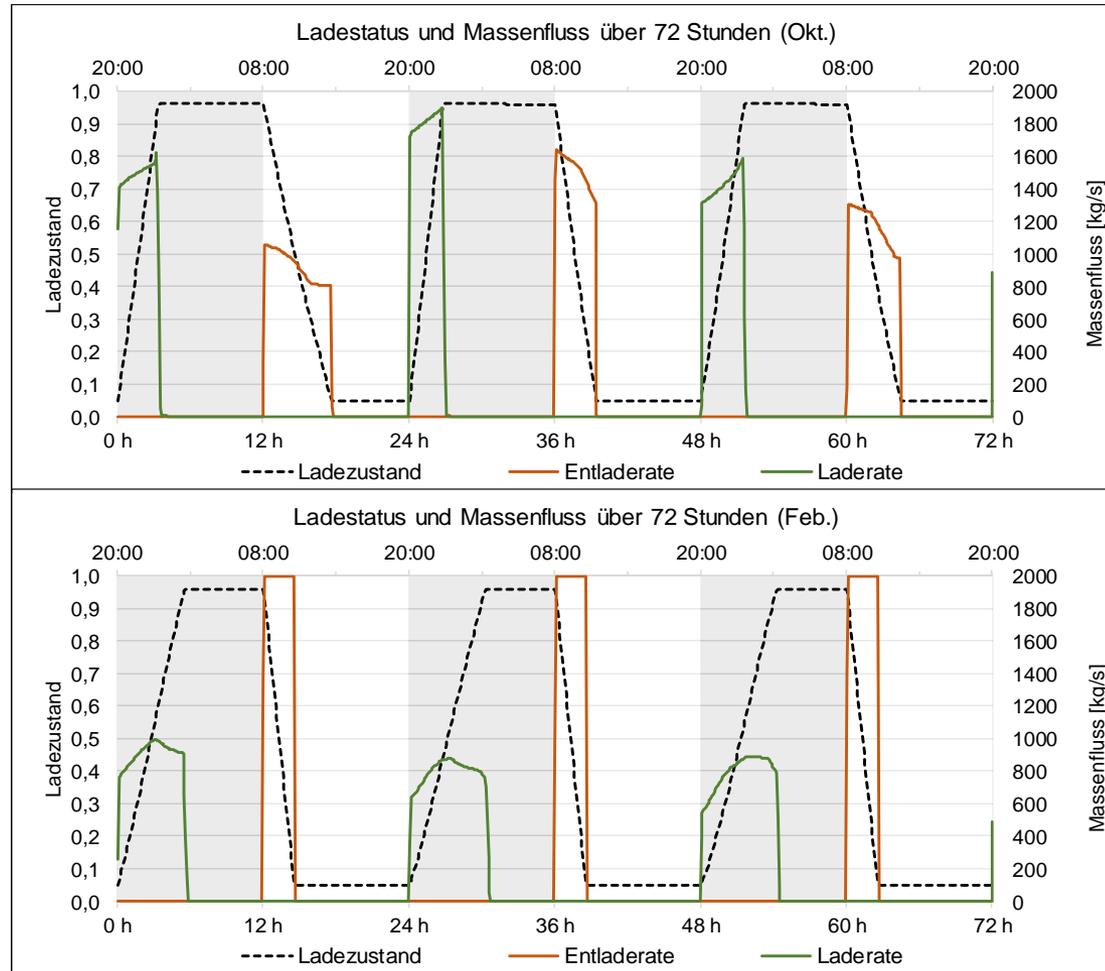
Technische Analyse

des Szenarios mit 20.000 m³ Speichergröße (740 MWth)



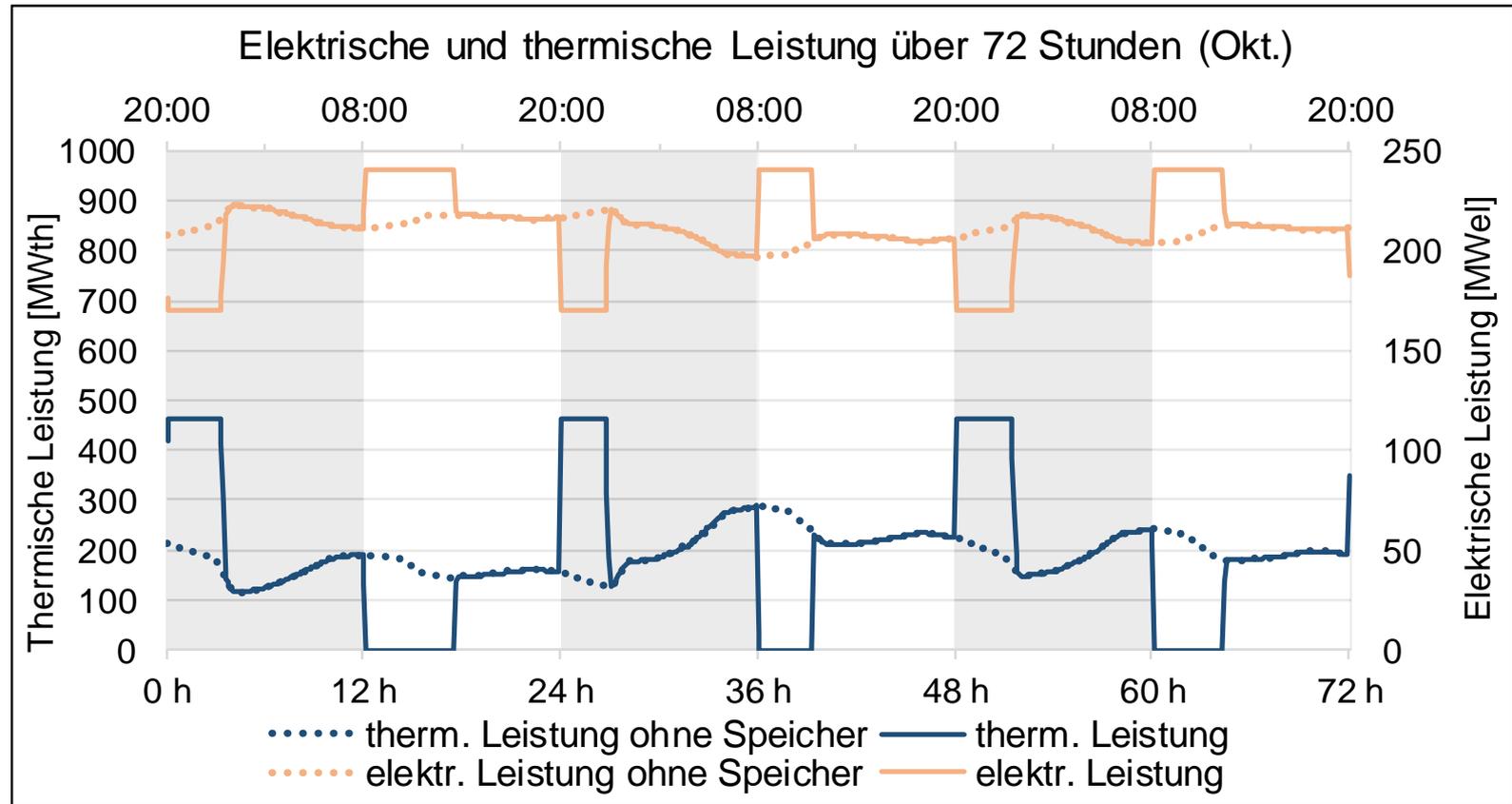
Technische Analyse

des Szenarios mit 20.000 m³ Speichergröße (740 MWth)

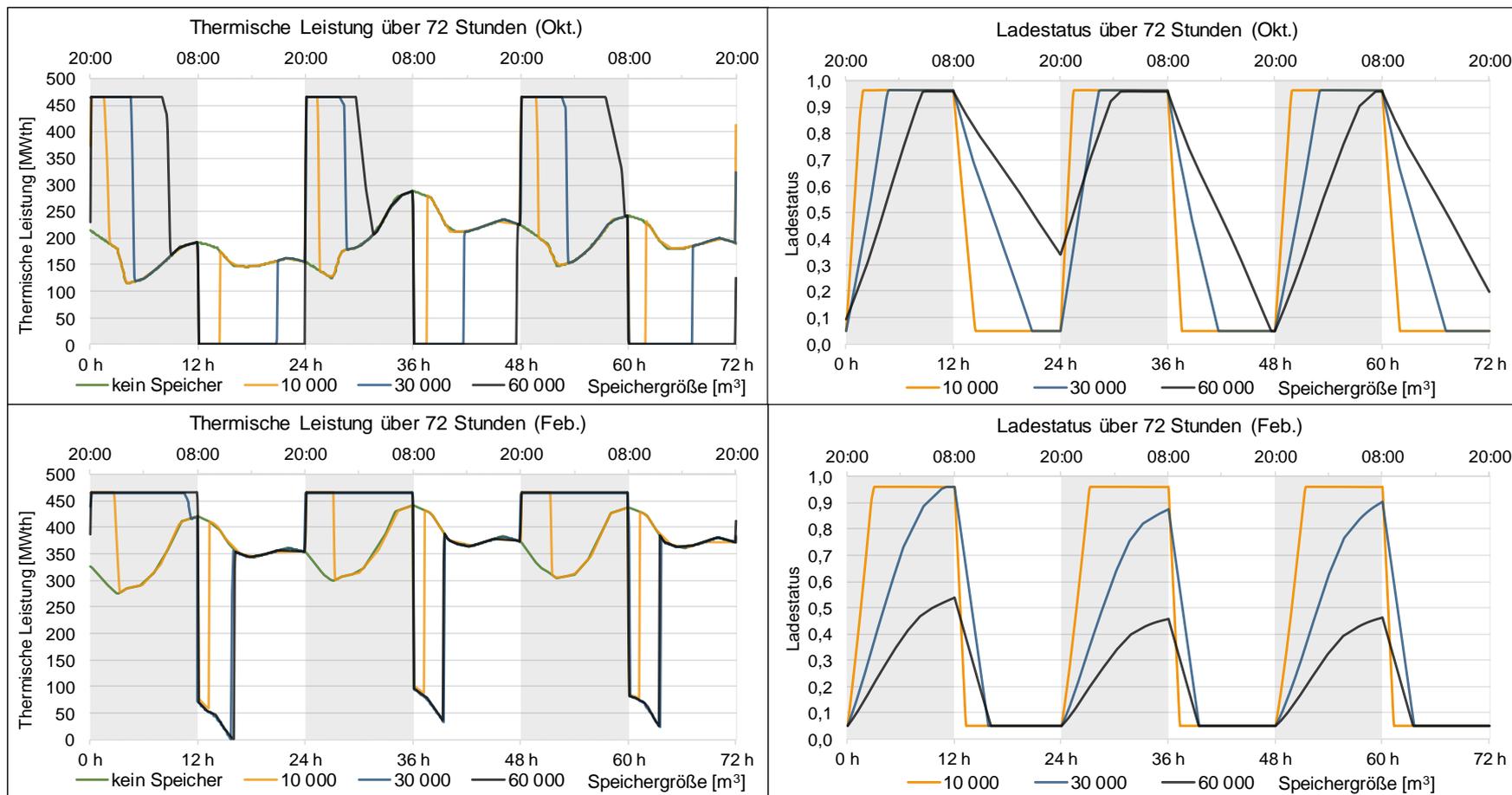


Technische Analyse

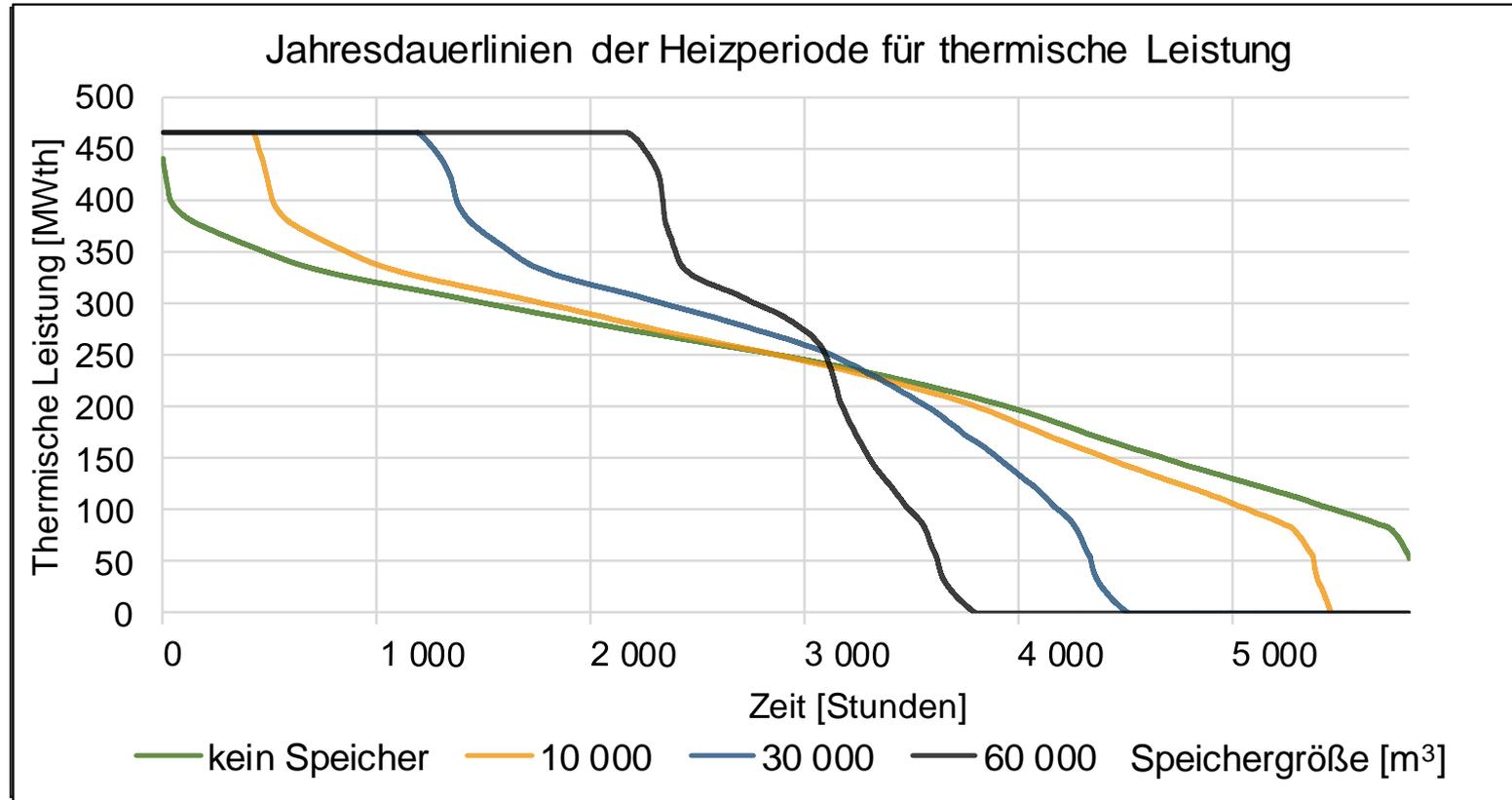
des Szenarios mit 20.000 m³ Speichergröße (740 MWth)



Vergleich der Speichergrößen



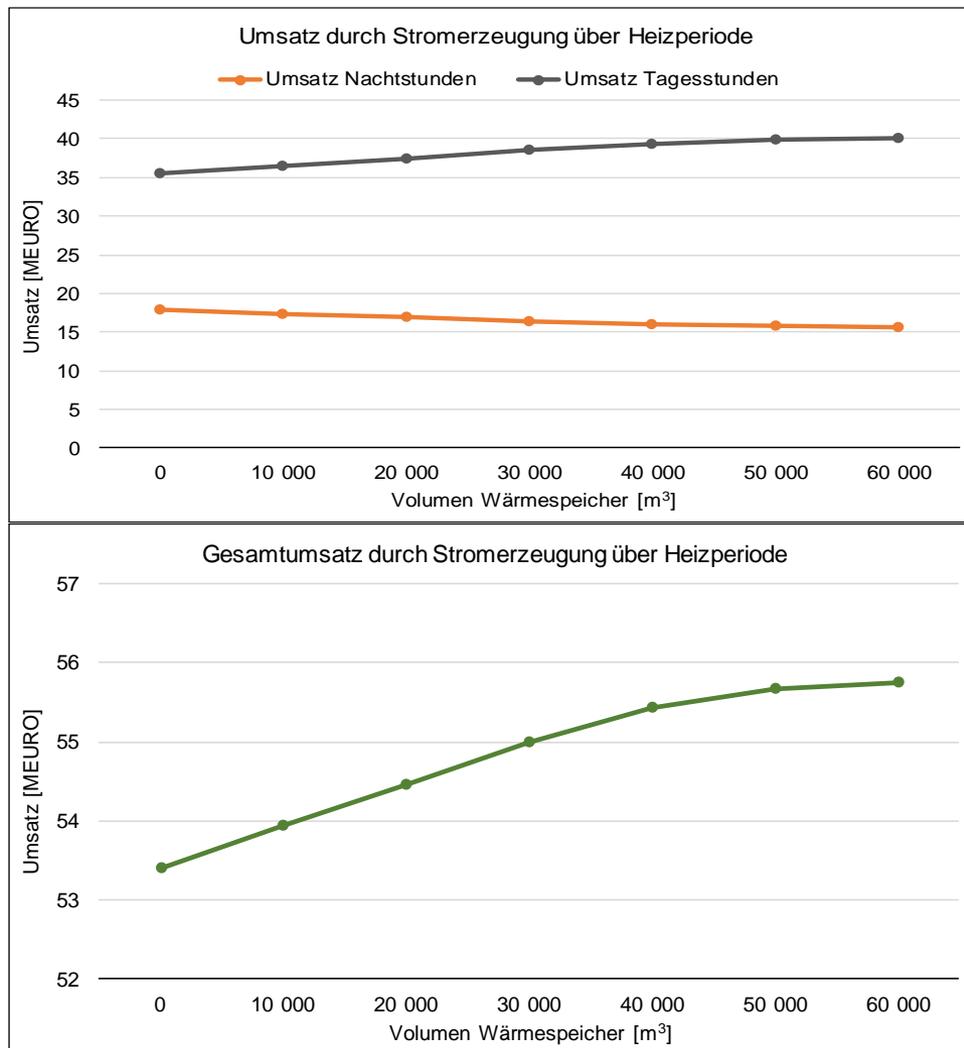
Vergleich der Speichergrößen



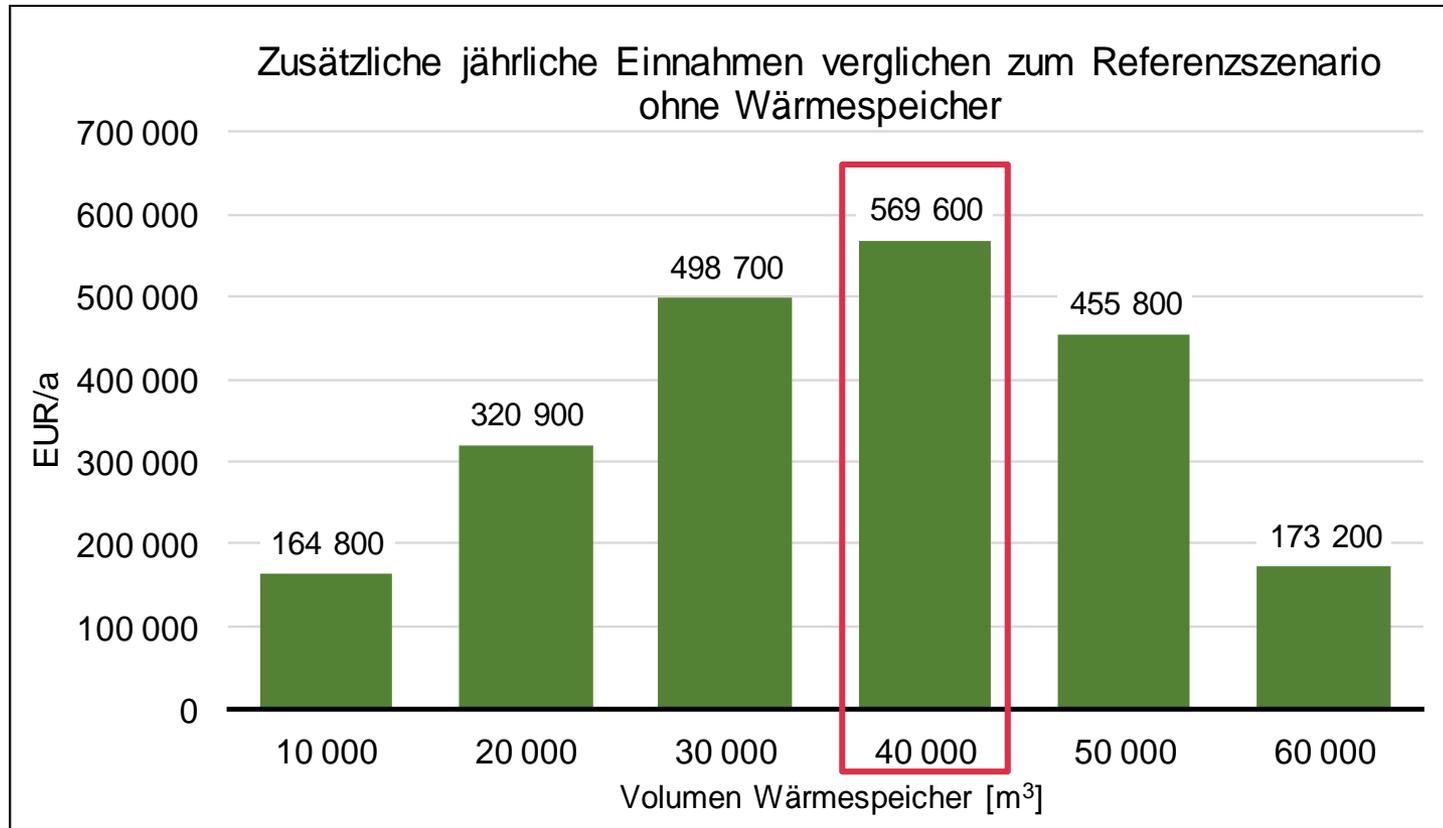
Wirtschaftlichkeitsstudie

Finanzielle Rahmenbedingungen für Annuitätenmethode		
	Einheit	
Simulationszeit	s	20 991 600
	Tage	243
Investitionskosten des Speichers	EUR/m ³	450
Betriebskosten des Speichers im ersten Jahr	EUR/m ³	3
Zinsfuß	% p.a.	4,0%
Preissteigerung	% p.a.	1,0%
Nutzungsdauer	a	20
Annuitätenfaktor	[-]	0,0736
Preisdynamischer Annuitätenfaktor	[-]	1,0869
Kapitalkosten	EUR/(a*m ³)	33,11
Betriebskosten	EUR/(a*m ³)	3,26
Gesamtkosten des Speichers	EUR/(a*m ³)	36,37
Nachttarif Strom	EUR/MWh _{el}	30
Tagestarif Strom	EUR/MWh _{el}	60

Wirtschaftlichkeitsstudie



Wirtschaftlichkeitsstudie



Fazit und Ausblick

- Größte zusätzliche jährliche Einnahmen: 40.000 m³ Speicher
 - entspricht 1.480 MWth oder etwa 13% der maximal erzeugbaren Wärme innerhalb eines Tages
- Speicher größer als 40.000 m³ nicht empfehlenswert
- Modellansatz ermöglicht Optimierung des Betriebs von thermischen Anlagen
- Erweiterungen des konfigurierbaren Modells
 - Speichereffekt des Rohrleitungssystems
 - Reale Strompreisschwankungen
 - Vorhersagemodell für Spitzenverbrauchszeiten

EnInnov 2020, 12.-14. Februar, 2020, Graz

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Elias Hashemian Nik, Graz University of Technology

13. Februar 2020

Backup



Sensitivitätsanalyse

