



Worin investieren? Chancen und Risiken zukünftiger Fernwärme- Erzeugungsportfolien

Richard Büchele

Lukas Kranzl, Michael Hartner, Jeton Hasani

**Freiheit, Gleichheit, Demokratie:
Segen oder Chaos für Energie-
märkte?**

IEWT 2019

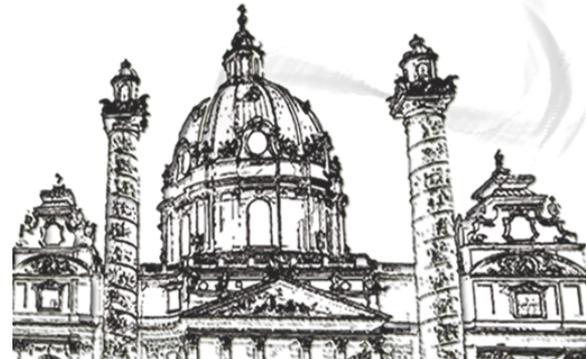
**11. Internationale
Energiewirtschaftstagung
an der TU Wien**

**13. – 15. Februar 2019
Wien, Österreich**

**Tagungsort:
Campus Gußhaus / TU Wien
Gußhausstraße 25-29
1040 Wien**

Veranstalter:

Energy Economics Group - Institut für
Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien
AAEE (Austrian Association for Energy Economics)



Agenda

- ▶ Einführung und Hintergrund
- ▶ Methodik
- ▶ Zusammenfassung Ergebnisse Portfolien
- ▶ Schlussfolgerungen und Key-Messages

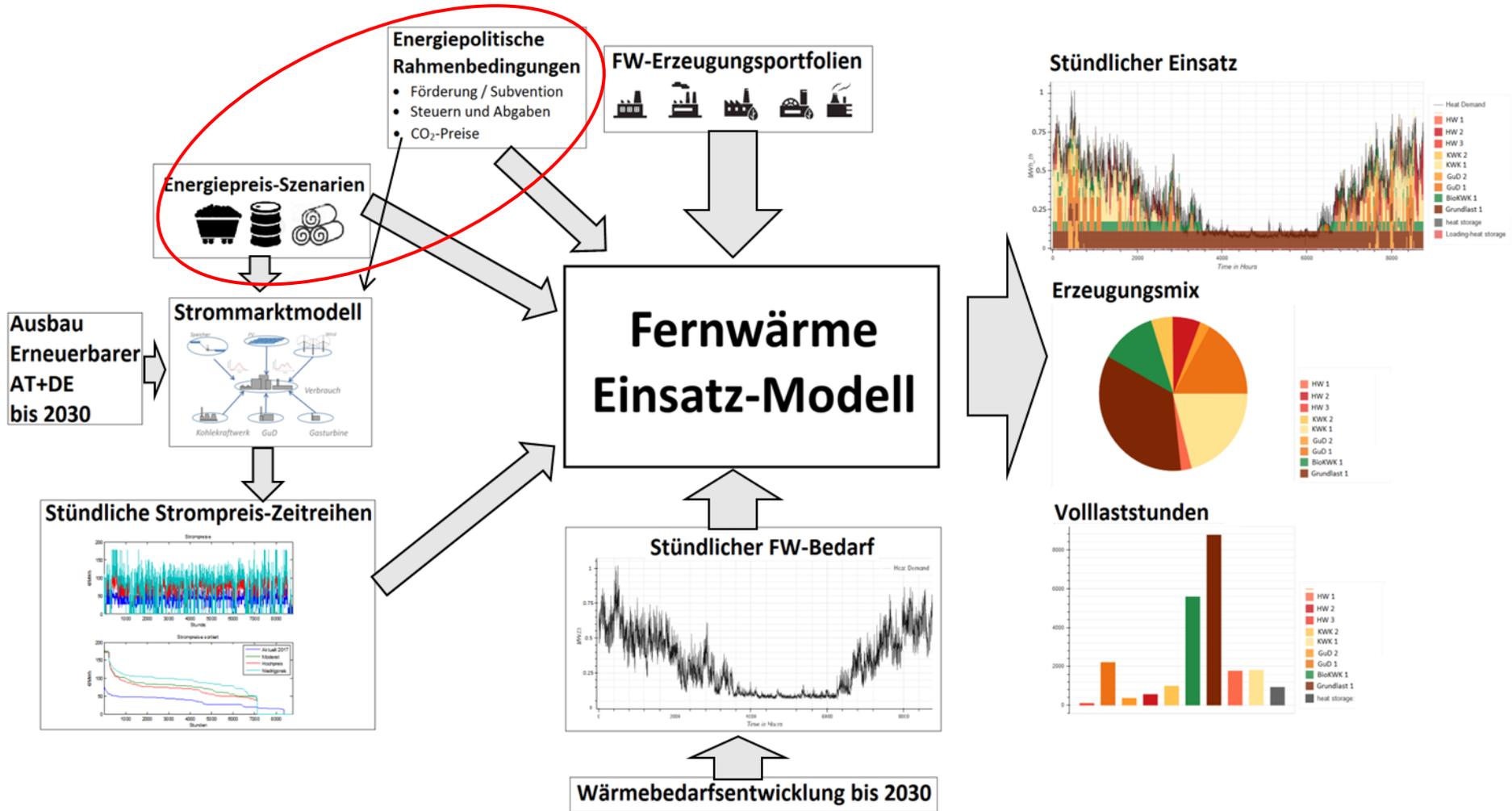
Einführung / Hintergrund

▶ Umbrüche in der Energiewirtschaft / Fernwärmesektor

- Steigende Energiepreise? / Steigende CO₂ Preise?
- Erneuerbaren- RL 2018/2001: Steigender Anteil Erneuerbarer um 1 Prozentpunkt pro Jahr im Fernwärmesektor?
- Mission 2030: Bilanziell 100% erneuerbarer Strom in 2030 in AUT?
 - Auswirkung auf Strompreise?
 - Auswirkung auf Flexibilität?
- Sinkender Wärmebedarf durch thermische Gebäudesanierung

→ Wie wirken sich mögliche zukünftige Rahmenbedingungen auf verschiedene Portfolio-Optionen eines Fernwärmeunternehmens aus?

Methodik-Übersicht



Energiepreise und weitere Rahmenbedingungen

- ▶ 3 Preis-Szenarien für Fossile & CO₂ (basierend auf World Energy Outlook 2016)
 - → Berechnung 3 stündlicher Strompreis-Szenarien für KWK und WP Einsatz

- ▶ Szenarienannahmen vergleichbar mit anderen Studien

- ▶ Netz- bzw. Transportkosten

- Netzentgelte Stromnetz, Netznutzungsentgelt Gasnetz, Biomassetransport

- ▶ Steuern und Abgaben

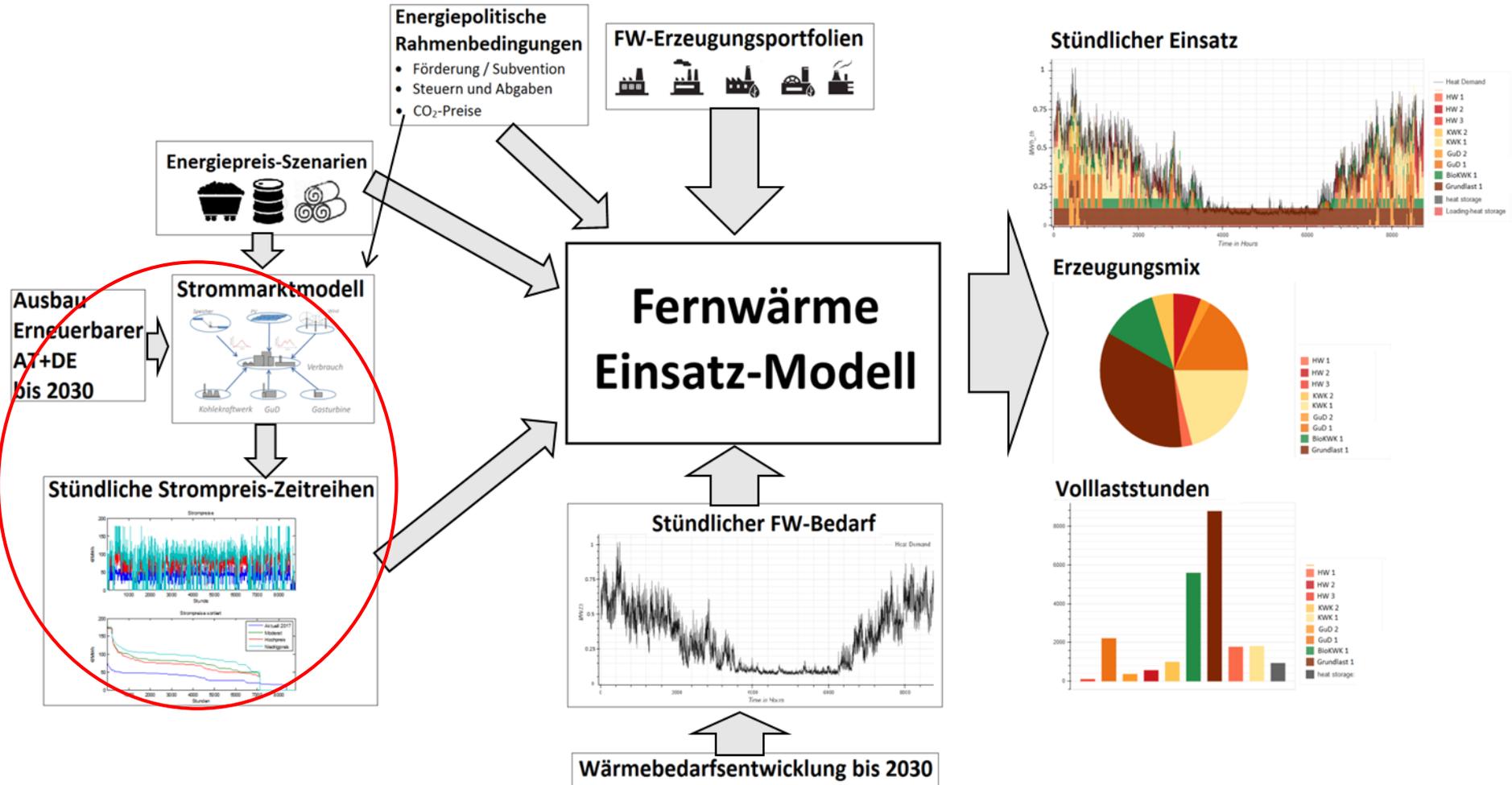
- Elektrizitätsabgabe & Ökostrombeitrag
Energieabgabe auf Gas,

- ▶ Förderungen

- Biomasse Einpeisetarif
100 EUR/MWh_{el}

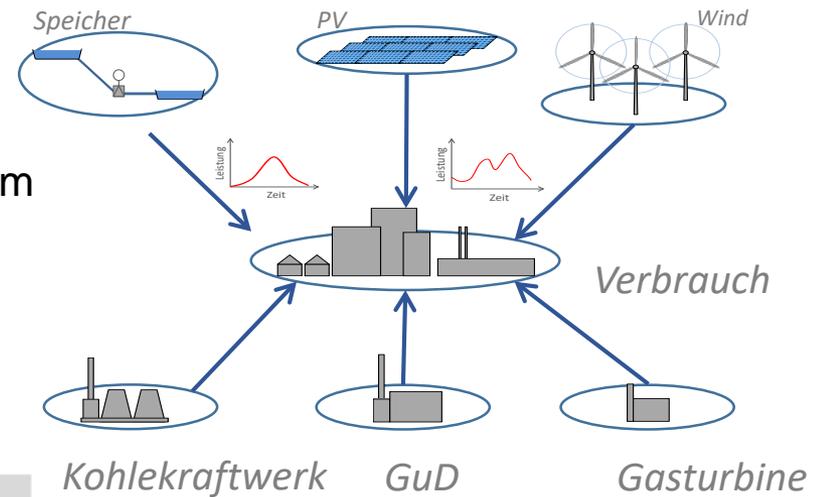
	Moderate Preise (New Policies Scenario)			
Marktpreis (€2017/MWh)	2017	2020	2030	2040
Gas (moderat)	20.3	20.6	29.8	33.3
Kohle (moderat)	5.9	6.6	7.7	8.0
Öl (moderat)	25.5	39.5	55.4	61.9
CO2 Preis (moderat) (€2017/t)	7	18	40	60
	Hohe Preise (Current Policies Scenario)			
Marktpreis (€2017/MWh)	2017	2020	2030	2040
Gas (hochpreis)	20.3	21.1	32.1	37.7
Kohle (hochpreis)	5.9	6.8	8.3	9.2
Öl (hochpreis)	25.5	41.0	63.4	72.9
CO2 Preis (hochpreis) (€2017/t)	7	15	30	50
	Niedrige Preise (450 ppm Scenario)			
Marktpreis (€2017/MWh)	2017	2020	2030	2040
Gas (niedrig)	20.3	20.0	27.2	28.7
Kohle (niedrig)	5.9	6.0	5.9	5.3
Öl (niedrig)	25.5	36.5	42.5	39.0
CO2 Preis (niedrig) (€2017/t)	7	20	60	120
Biomasse (€2017/MWh)	24.5	27.4	32.9	34.6
Abwärme Industrie direkt (€2017/MWh)	15.0	15.0	15.0	15.0
Abwärme Industrie niedertemp (€2017/MWh)	5.0	5.0	5.0	5.0

Methodik-Übersicht: Strompreis-Zeitreihen

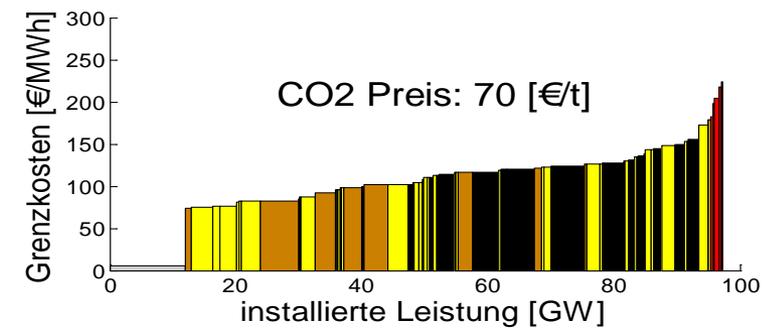
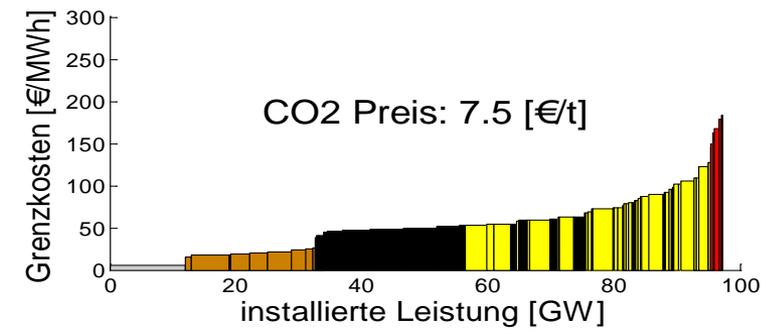
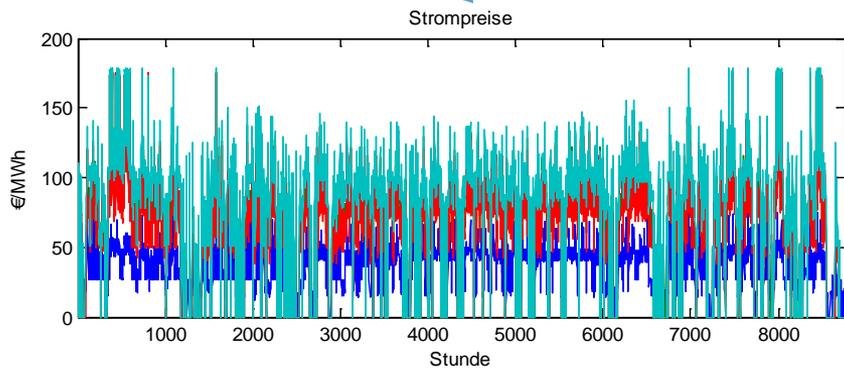


Strompreis-Szenarien

- ▶ Simulation von Strompreisen mit einfachem Marktmodell¹ (Merit Order von AT+DE)



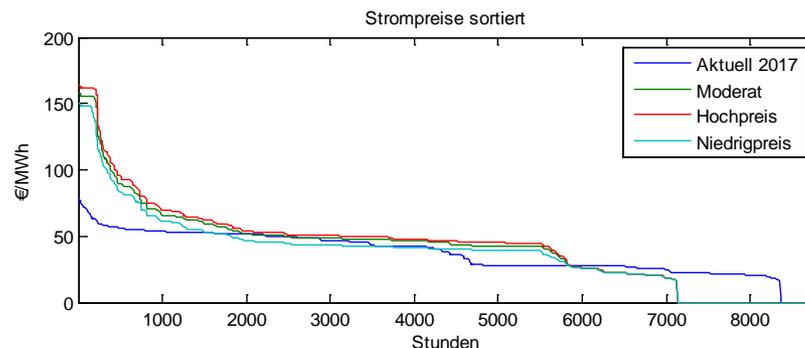
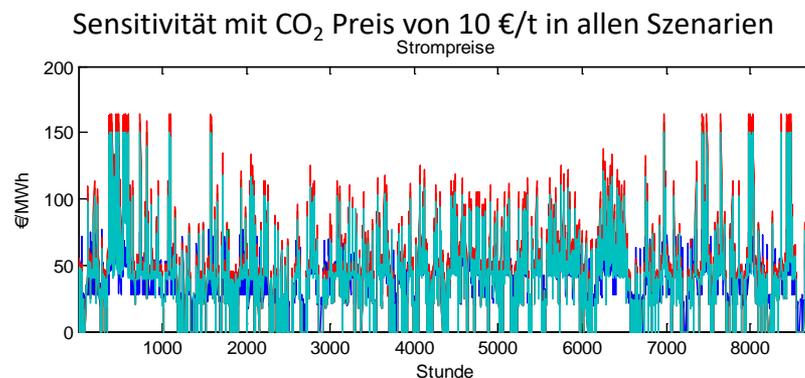
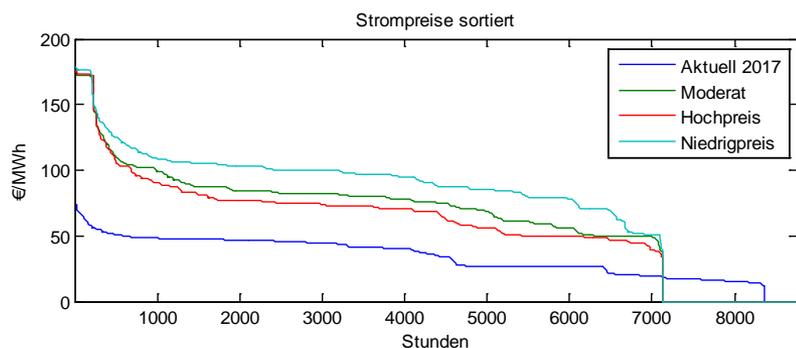
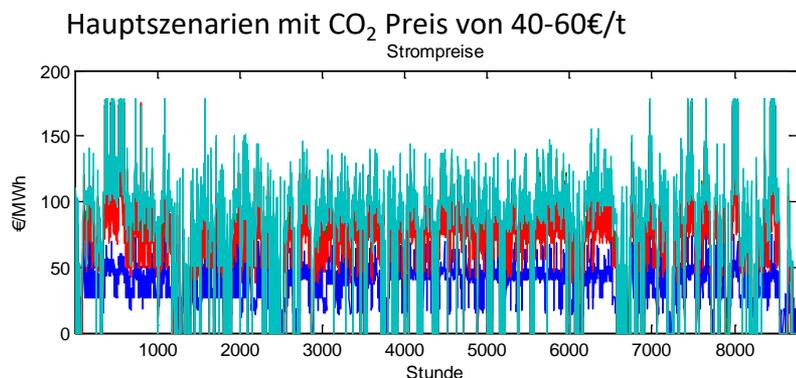
Year	Demand AT – [TWh]	Demand DE – [TWh]	PV AT [GW]	PV DE [GW]	Wind onshore AT [GW]	Wind onshore DE [GW]	Wind offshore DE [GW]
2017	63.5	493	1	41.1	2.7	47.8	4.6
2030	75.9	589.4	12	60.6	7	85	28.1



⁷ Hartner, M., Permoser, A., 2017. Through the valley: The impact of PV penetration levels on price volatility and resulting revenues for storage plants. Renewable Energy. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.036>

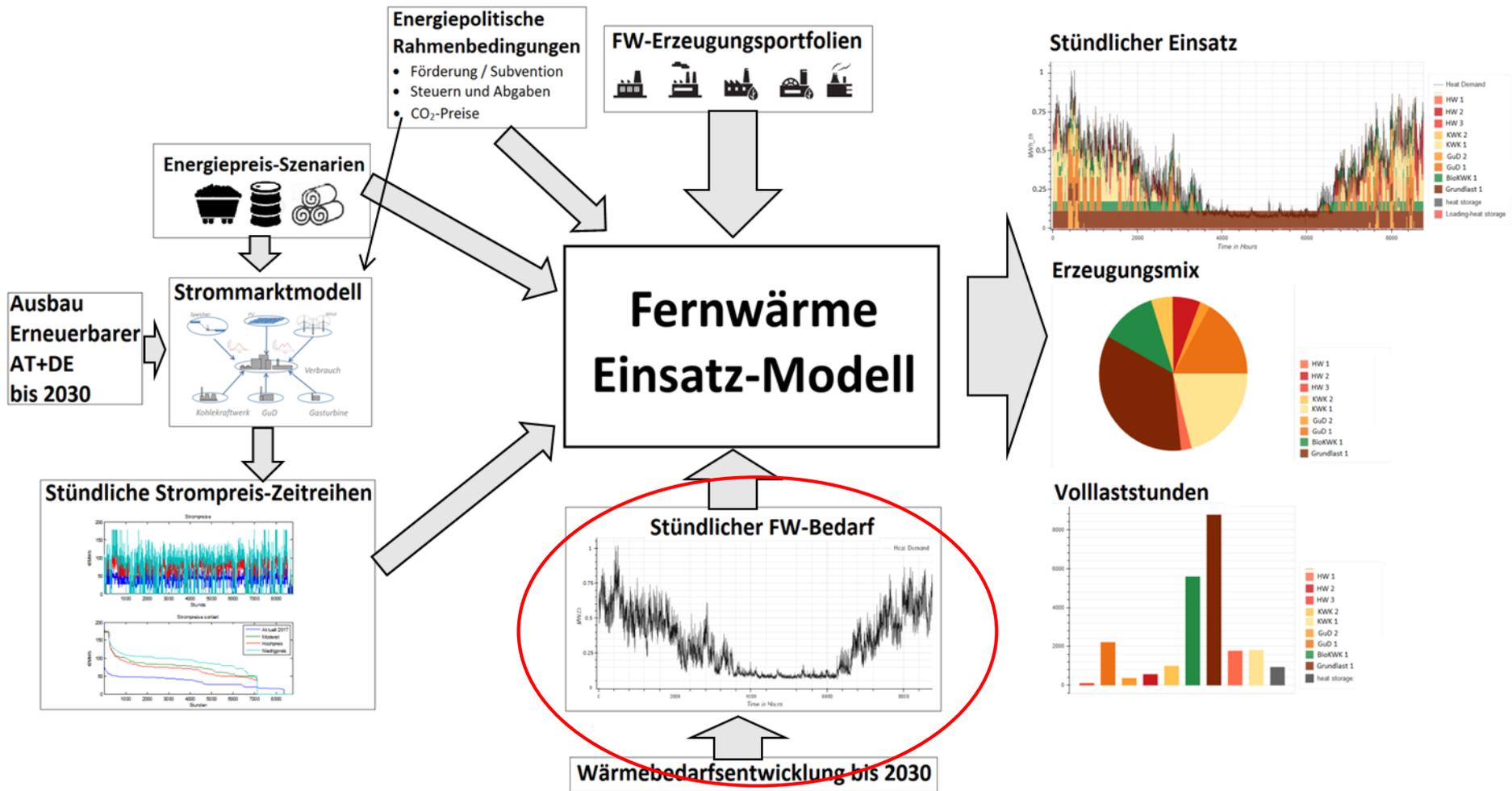
Strompreis-Szenarien

- ▶ Aufgrund der höheren CO₂ Preise ergeben sich durchwegs höhere Strompreise
 - Spitzenpreise im Bereich von 150 bis 180 €/MWh
- ▶ Preise mit 0 €/MWh steigen von 400 in 2017 auf ca. 1600 h/a in 2030
- ▶ Größte Preisunterschiede im Mittellastbereich – Kohle vs. Gaskraftwerke als Preissetzer



Durchschnittspreis €/MWh	2017_Aktuell	2030_Moderate	2030_FossilHi	2030_FossilLow
Basis-Annahmen (40-60€/t)	33.5	64.9	59.0	77.6
Niedriger CO2 Preis (10€/t)	37.0	41.9	43.7	38.6

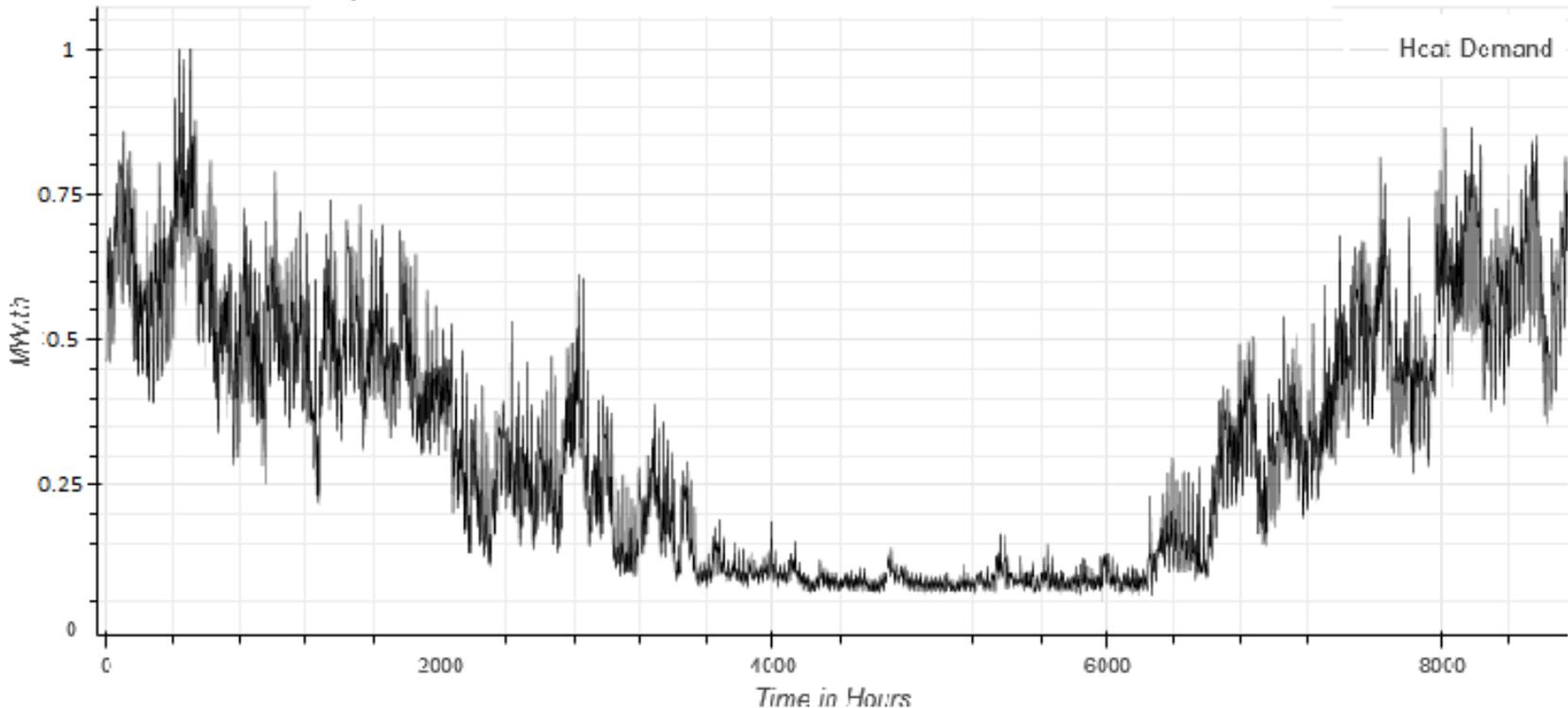
Methodik-Übersicht: Stündlicher Fernwärmebedarf



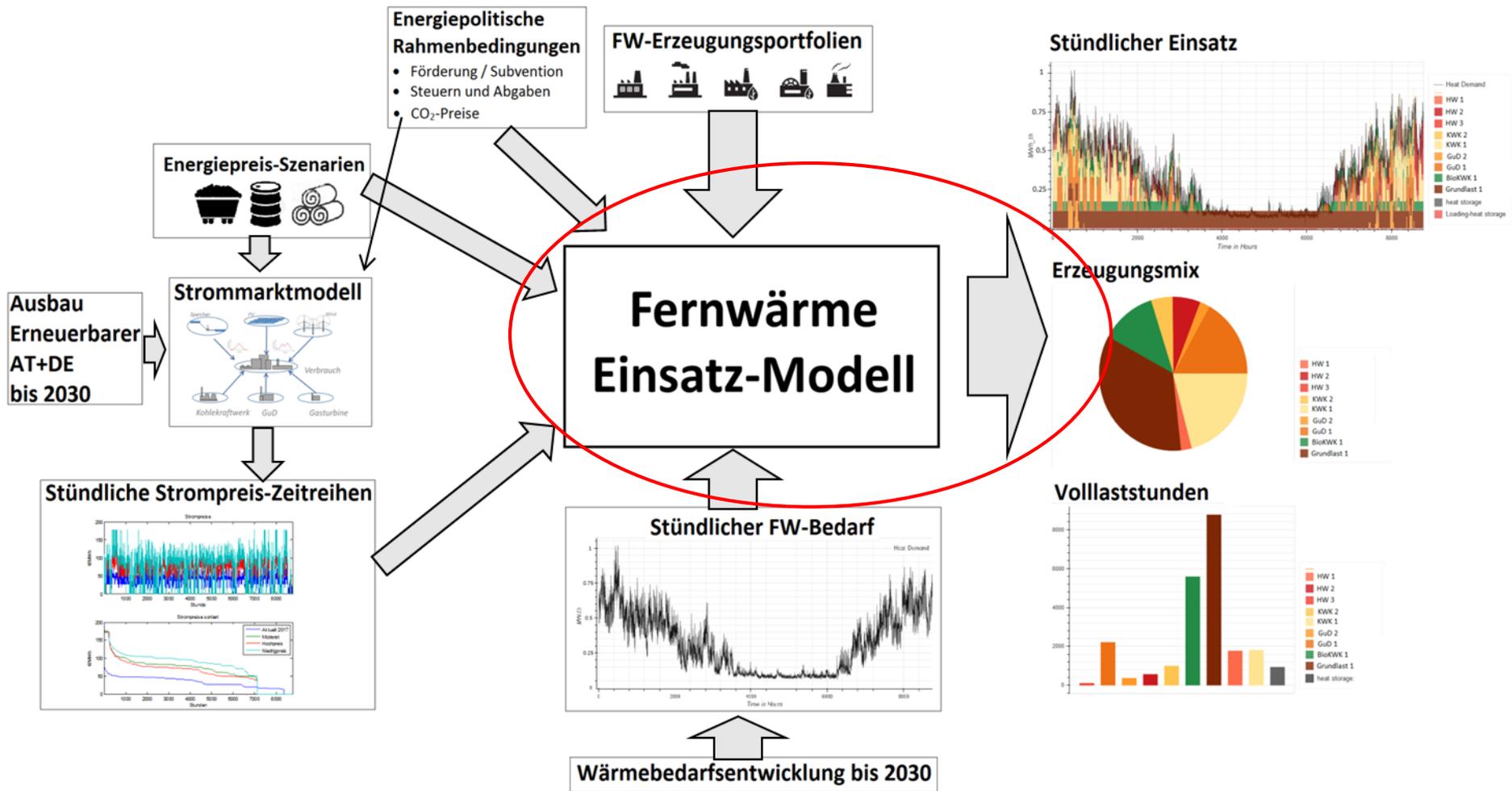
Fernwärmebedarf

- ▶ Tatsächliches FW-Erzeugungsprofil aus dem Jahr 2016
- ▶ Entwicklung Wärmebedarf für alle Hauptszenarien
 - ▶ ~ - 5% ggü. den letzten Jahren (Maximallast ~ -10%)

Stündliches Lastprofil:



Methodik-Übersicht: Fernwärme-Einsatz-Modell



Fernwärme-Einsatz-Optimierungs-Modell

▶ Lineares Optimierungsmodell:

- Jede Anlage j wird beschrieben über

- thermische (Nenn-) Erzeugungsleistungen:
- thermische- und elektrische- (Nenn-) Wirkungsgrade:
- → ergibt elektr. Erzeugung zu jedem Zeitpunkt:

$$p_{th}^{max}[j]$$

$$n_{th}[j], n_{el}[j]$$

$$p_{el}[j,t] == p_{th}[j,t] / n_{th}[j] * n_{el}[j]$$

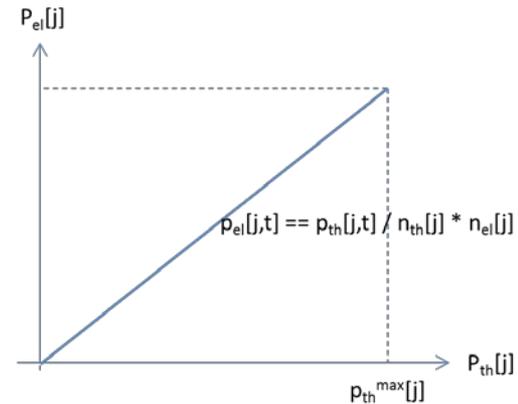
- Wärmegeführter Betrieb:

$$\Sigma(p_{th}[j,t] + hs_{unload}[j,t] - hs_{load}[j,t]) == demand[t]$$

- Einfache Speichergleichung:

$$hs_{level}[t] == hs_{level}[t-1]*loss - hs_{unload}[t]/loss_{unload} + hs_{load}[t-1]*loss_{load}$$

→Abbildung der wesentlichen Einsatzcharakteristik



▶ Weitere technische Restriktionen der Anlagen sind nicht vollständig abgebildet

- Keine Anfahr- und Laständerungszeiten bzw. notwendige Stillstandzeiten
 - Über Kosten der Laständerung abgebildet
- Alle Betriebspunkte möglich

▶ Temperaturniveau des Fernwärmenetzes nicht abgebildet

- Wärmepumpen arbeiten mit konstanten COP

Fernwärme-Einsatz-Optimierungs-Modell

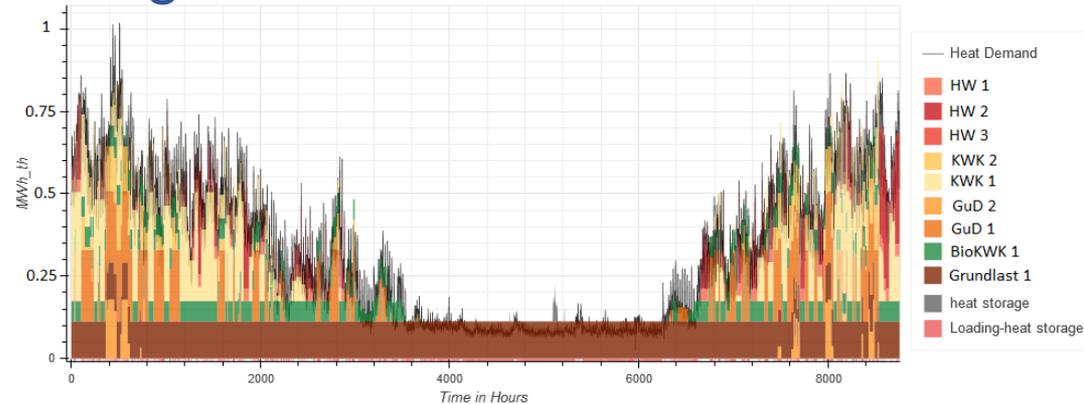
▶ Hinterlegte Kosten je Technologie

- (Re-)Investitionskosten
(Annuiert über jeweilige Lebensdauer und Investitionszinssatz)
- Jährliche fixe Betriebskosten
(Unabhängig vom Einsatz der Anlage)
- Variable Betriebskosten
(Abhängig von der erzeugten Wärmemenge)
- Brennstoffkosten je Energieträger
(inkl. eventueller Steuern und Abgaben)
- eventuelle CO₂ - Zertifikatskosten
(über spezifische Emissionsfaktoren der Energieträger)
- Kosten für Bezug oder Einspeisen von Strom ins Netz

Fernwärme-Einsatz-Optimierungs-Modell

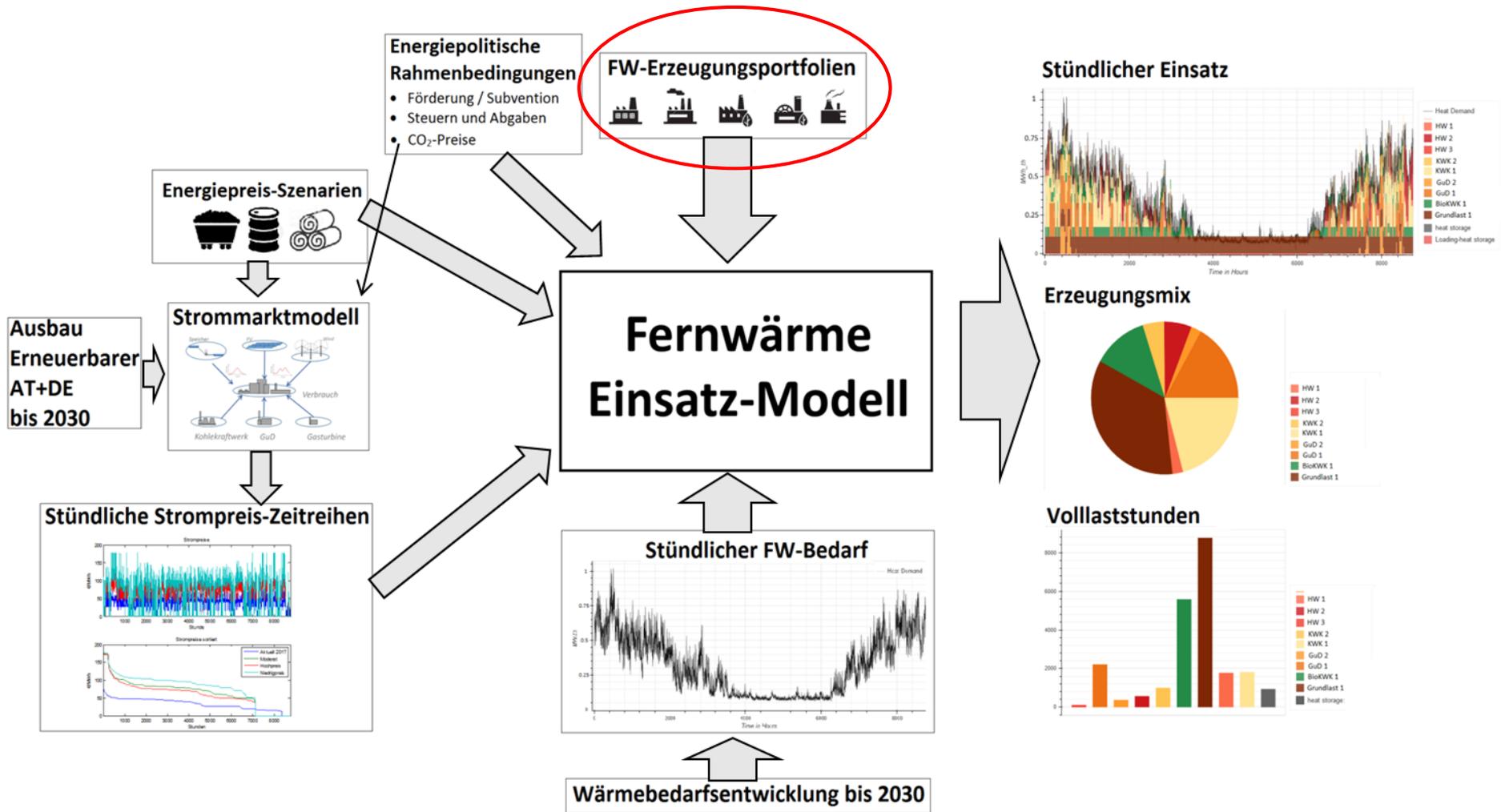
► Output

- Stündlicher Einsatz aller Anlagen inkl. Speicher



- Bereitgestellte Energiemenge je modellierter Erzeugungsanlage
- Volllaststunden: Energiemenge je Anlage / thermische Output-Kapazität
- Wärmetransferkosten: (Summe aller Kosten – Stromerlöse) / Fernwärmebedarf
- RES-Anteil: RES-Faktoren je Energieträger * Wärmemenge / Fernwärmebedarf
 - Biomasse, Abwärme: 1
 - Wärmepumpe: Anteil der Umgebungswärme (1/(COP-1))
 - Erdgas: 0
- CO₂-Emissionen im ETS: CO₂-Faktoren je Energieträger * Input-Energie
 - Erdgas 0.2 t/MWh
 - Biomasse, Abwärme: 0 t/MWh

Methodik-Übersicht: Erzeugungsportfolien



FW-Erzeugungsportfolien

▶ P0 - Status Quo

- Derzeitiges Portfolio (100% thermische Leistung)

▶ P1 - Wärmepumpenportfolio

- Zubau 10% Leistung an Wärmepumpen + 133% Speicherleistung + 154% Speicherkapazität

▶ P2 - Abwärme

- Zubau 5% Leistung Abwärme + 5% Leistung Abwärme über Wärmepumpe

▶ P3 - Biomasse KWK

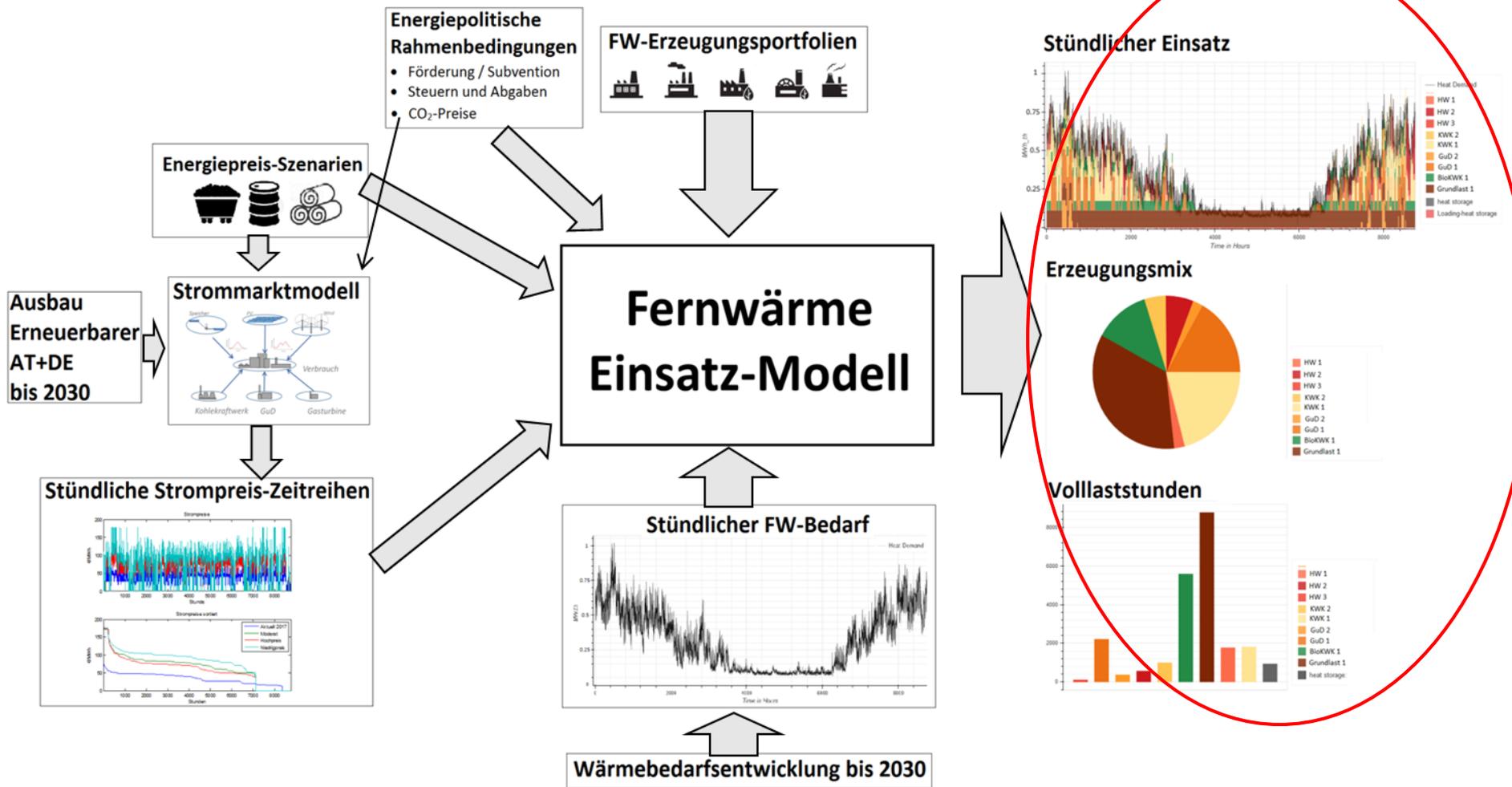
- Zubau 5% Leistung Bio KWK + 3.5% Leistung Rauchgaswärmepumpe

▶ P4 - Erneuerbare

- Ausstieg fossile KWK (-61%)
- Zubau 5% Abwärme direkt + 5% MW Abwärme über Wärmepumpe
- Zubau 17% weitere Wärmepumpen
- Zubau 17.5% Spitzenkessel
- + 233% Speicherleistung + 900% Speicherkapazität

Portfolio	Erforderl. (Re-) Investitionen	Therm. Erzeugungskapazität	Speicherleistung	Speicherkapazität
P0 Status Quo	100%	100%	100%	100%
P1 Wärmepumpe	132%	110%	233%	254%
P2 Abwärme	118%	110%	100%	100%
P3 Biomasse KWK	138%	108.5%	100%	100%
P4 RES	93%	84%	333%	1000%

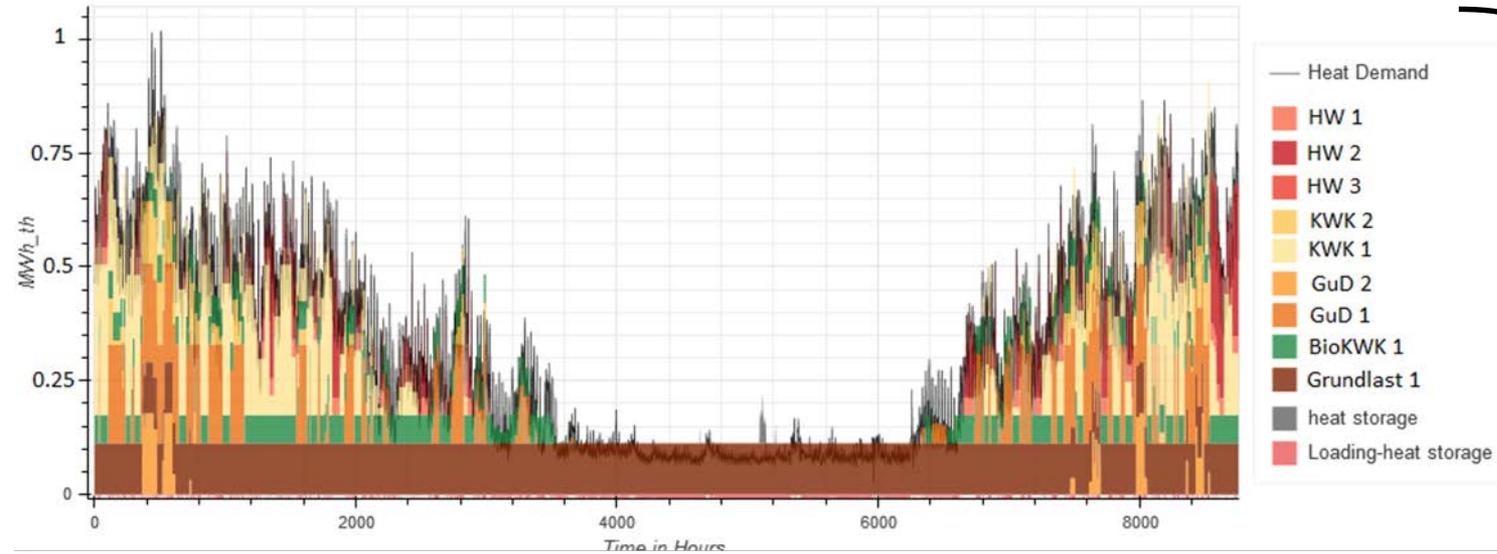
Methodik-Übersicht: Ergebnisse



Beispielsergebnisse – Status quo: Szenario Aktuell_2017

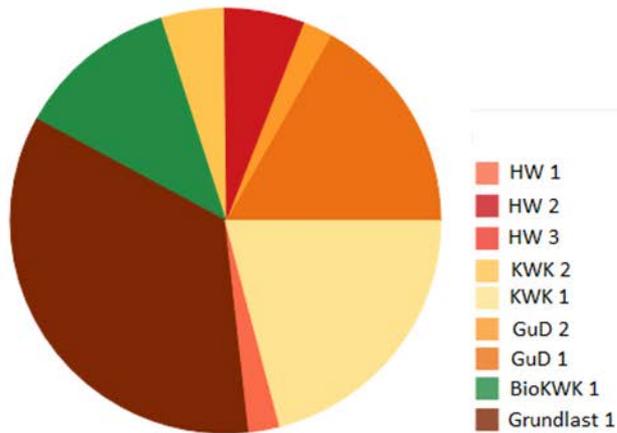
Stündlicher Einsatz, Erzeugungsmix, Volllaststunden

Stündlicher Einsatz

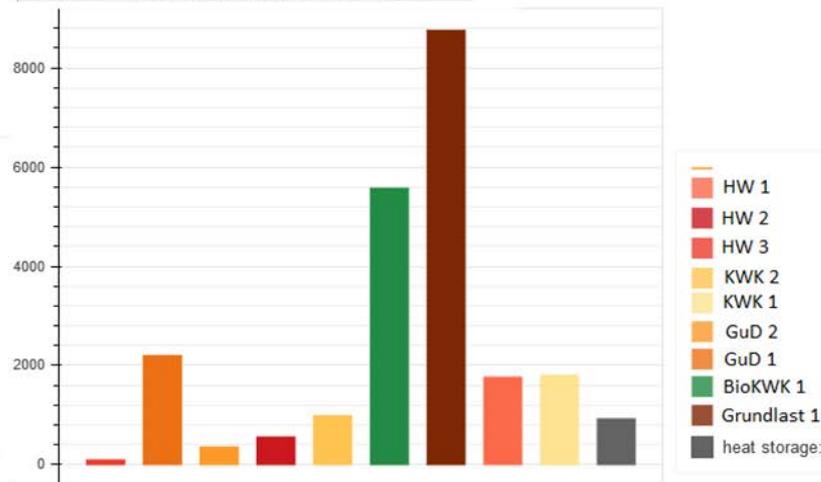


- Wärme-transfer-kosten

Erzeugungsmix



Volllaststunden



- RES-Anteile

Zusammenfassung der Ergebnisse der Portfolien

- ▶ Vermehrte Stunden mit hohen Strompreisen und auch im Durchschnitt höhere Strompreise in den Strompreisszenarien
 - Fossile Gas-KWK im Szenario 2017 bis zu 2200h im Jahr wirtschaftlich
 - Im für KWK positivsten Szenario 2030 bis zu 4000h (trotz wärmegeführtem Betrieb)
→ höhere Emissionen und geringere RES Anteile in diesen Preisszenarien
- ▶ Situation für Wärmepumpentechnologien im Szenario 2017 sehr gut
 - Bei COP's zwischen 3.5 und 4 dzt. über 4000h pro Jahr möglich
 - Im für WP pessimistischsten Szenario 2030 1600h bis 1800h
 - Minimale Betriebsstunden durch Stunden mit sehr niedrigen Strompreisen
- ▶ Biomasse aktuell und auch 2030 nur mit entsprechender politischer Unterstützung konkurrenzfähig
 - Wirtschaftlichere Gas-KWK verdrängt Biomasse KWK
- ▶ Abwärmeintegration mit 15 EUR/MWh erlaubt dzt. einen erheblichen Beitrag
 - Wirtschaftlichere Gas-KWK verdrängt auch Abwärmeintegration
- ▶ Alle modellierten Speicheroptionen erfahren erhöhte Nutzung
 - Kurzfristige Entkopplung der Stromerzeugung und des Wärmebedarfes zur Optimierung des Anlageneinsatzes

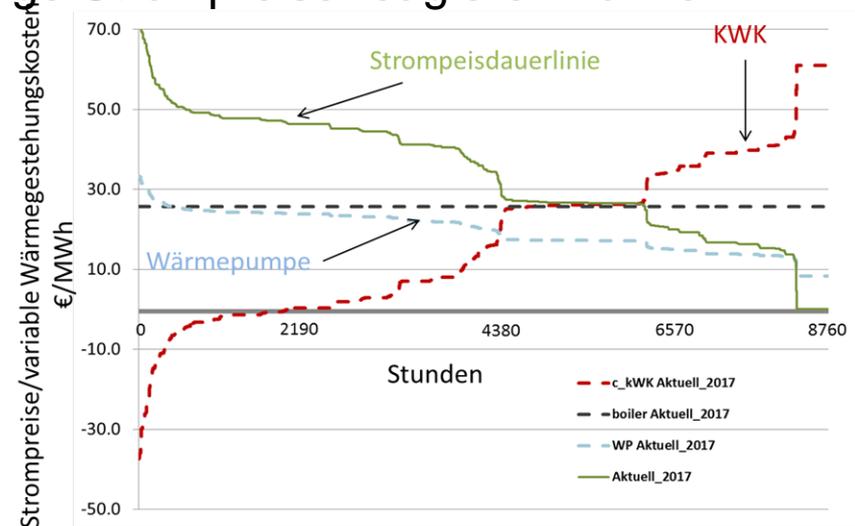
Schlussfolgerungen und Key-Messages

- ▶ Erneuerbare Stromerzeugung → höhere Volatilität zukünftiger Strompreise (Stunden sowohl mit sehr niedrigen aber auch mit sehr hohen Strompreisen)
 - Anzahl der Stunden? Welche Anlagen im Mittelbereich preissetzend? CO₂ Preis?
- ▶ Höhere Flexibilitätsanforderungen an die Erzeugungsanlagen (schnelles und oftmaliges Anfahren und Ausschalten, weniger Dauerlastbetrieb)
- ▶ Portfolio muss auf hohe aber auch auf niedrige Strompreise reagieren können
 - Wärmepumpen ↔ KWK Anlagen

- ▶ Steigerung RES-H Anteils 1%-Punkt pro Jahr möglich
 - Erneuerbaren-Portfolio erzielt mit Abstand höchsten Anteil an Erneuerbaren und mit Abstand geringsten CO₂ Emissionen
 - Ähnliche oder sogar niedrigere Wärmetransferkosten

- Allerdings vergebene Erlös-Chance bei Szenarien mit hohen Strompreisen
- Verlust der Elektrizitätserzeugung / Stützung Residuallast im Winter

- ▶ Zukünftige Rolle der konventionellen Elektrizitätserzeugung?
 - KWK? Reserveenergie? Gas-KWK verdrängt Kohle?



Richard Büchele
buechele@eeg.tuwien.ac.at

