



**TUHH**  
Technische  
Universität  
Hamburg



# Bridging Economics and Physics in Energy System Analysis: Effects of Flexibility Representation on Model Outcomes



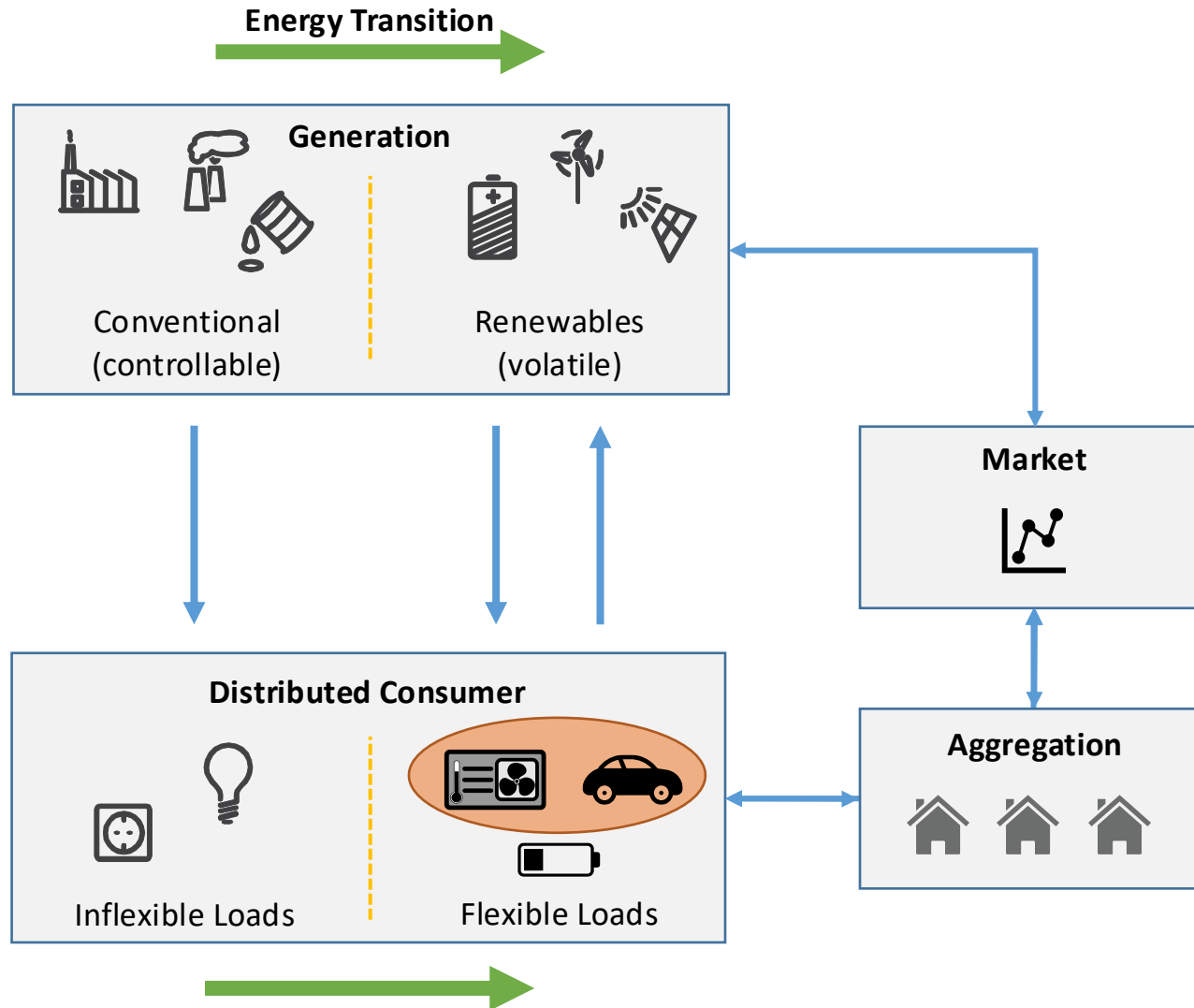
Béla Wiegel, Jannis Eichenberg, Tizian Schug, Tim Hanke,  
Hannes Hobbie, Johannes Brunnemann, Christian Becker,  
Dominik Möst

Enerday 2026 27.03.2026

Supported by:



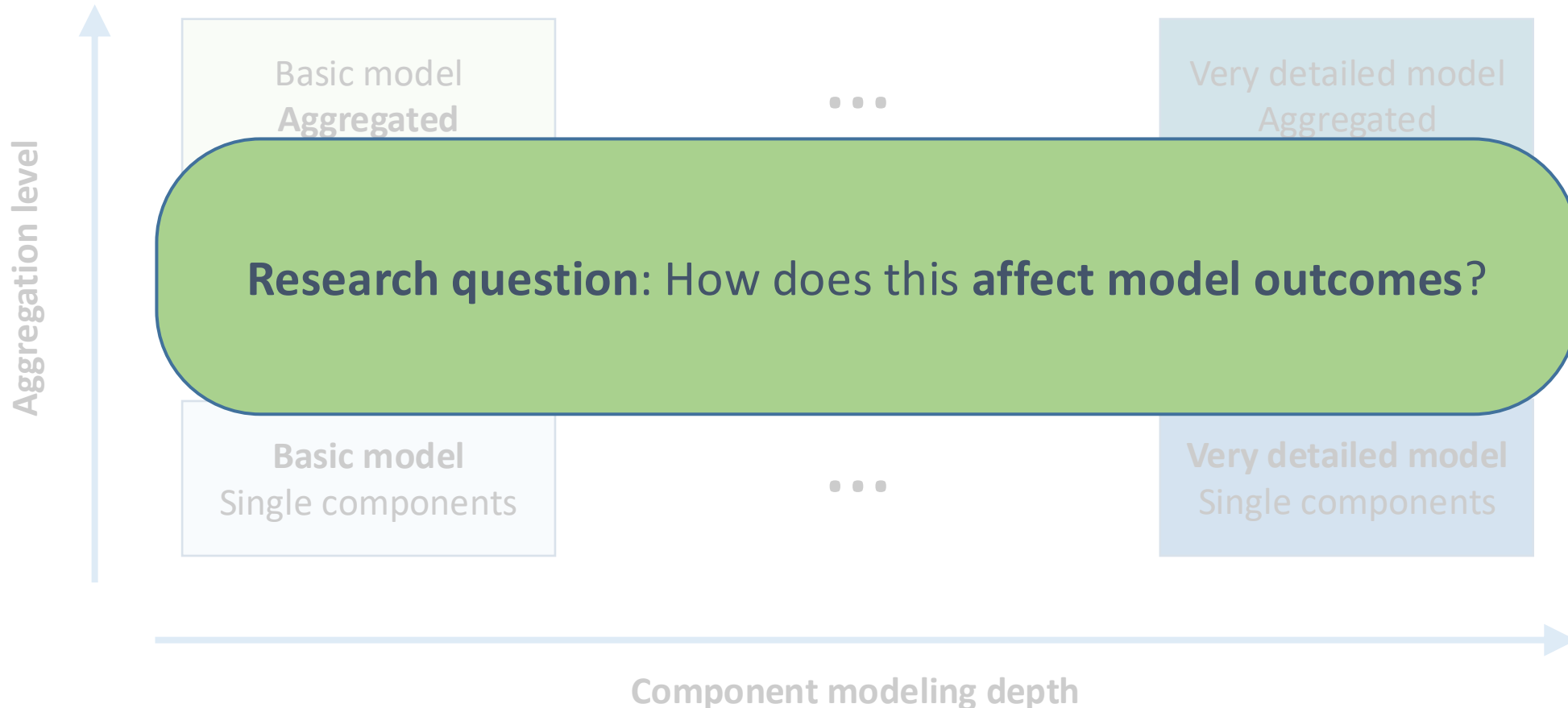
on the basis of a decision  
by the German Bundestag



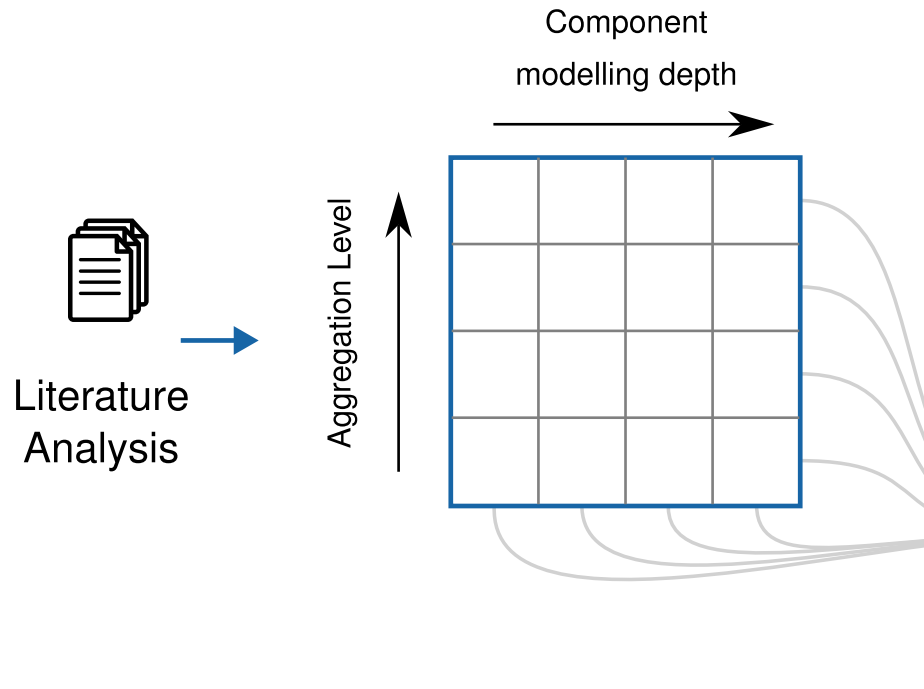
- Decarbonization – Shift to renewable generation
- Renewables – volatile supply
- Broad consensus of system benefits and welfare by integrating **demand-side flexibility** into the market
- Flexibility comes from
  - distributed Prosumers (HP and BEV)
  - coordinated by Aggregators

How to **represent flexibility** for optimization?

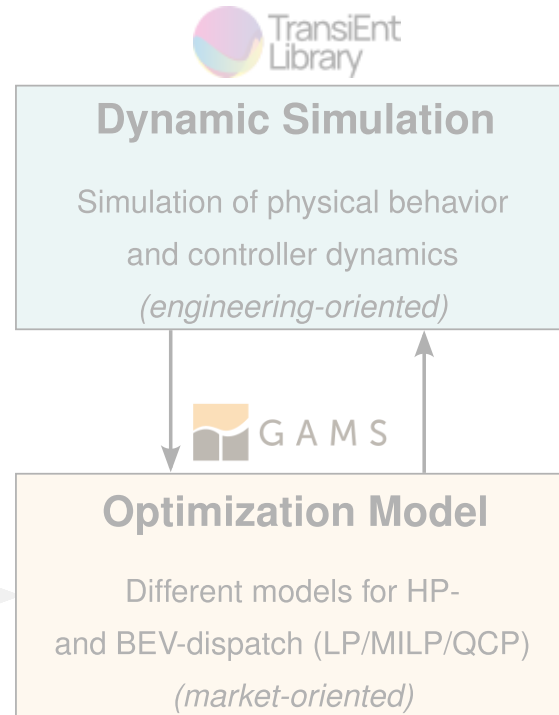
- A **wide variety of model representations** can be observed in the literature
- Two axes: **Component modeling depth** vs. **aggregation level**



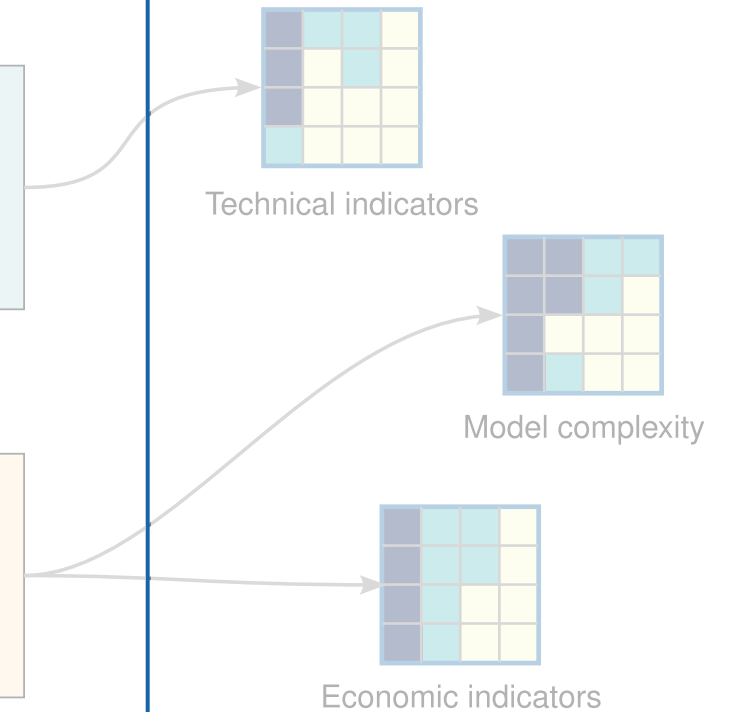
## Classification of flexibility representation



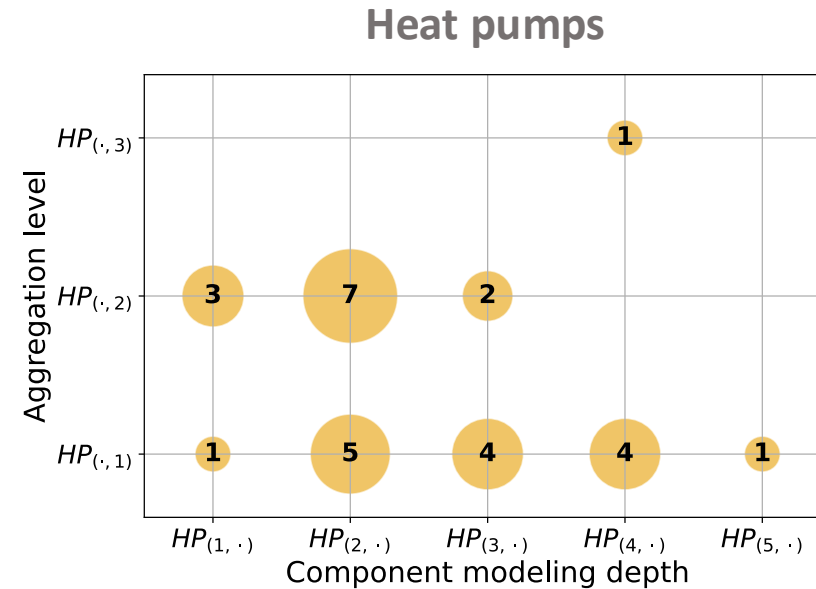
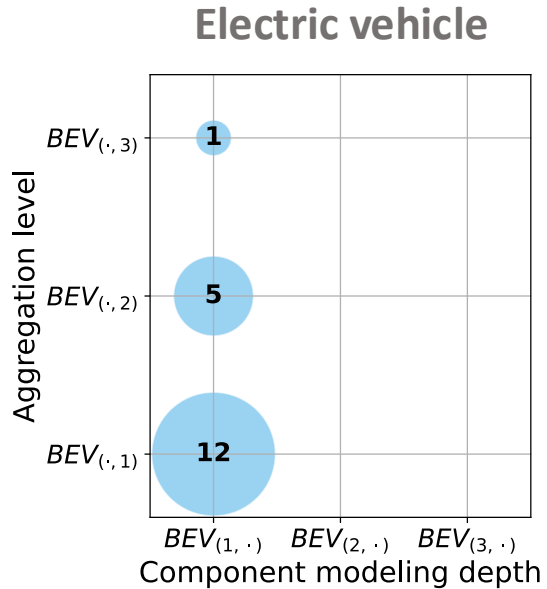
## Model-based investigation



## Evaluation of indicators



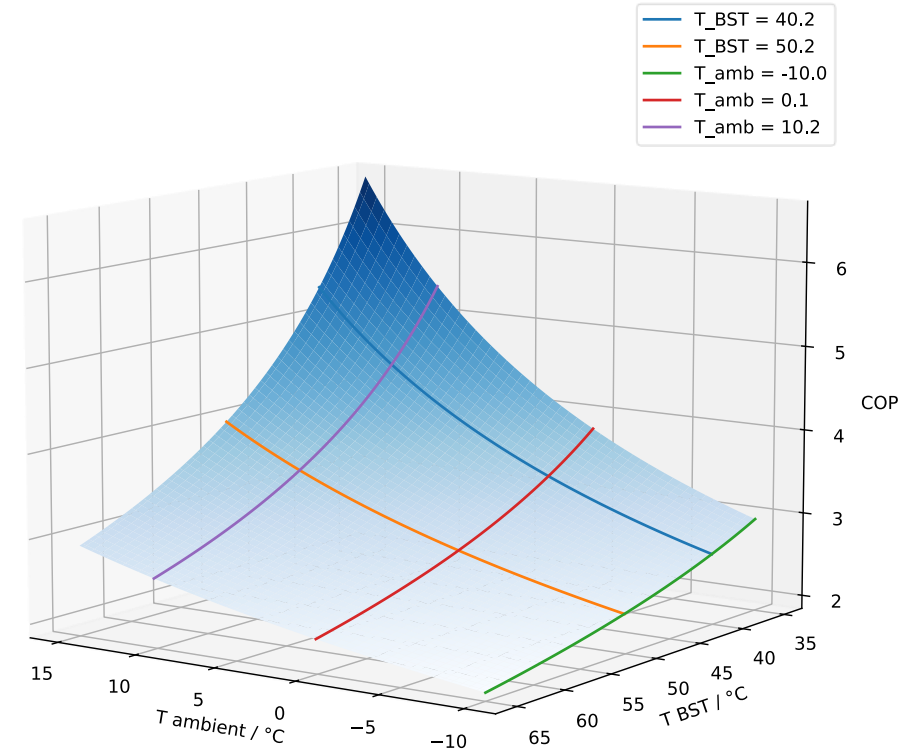
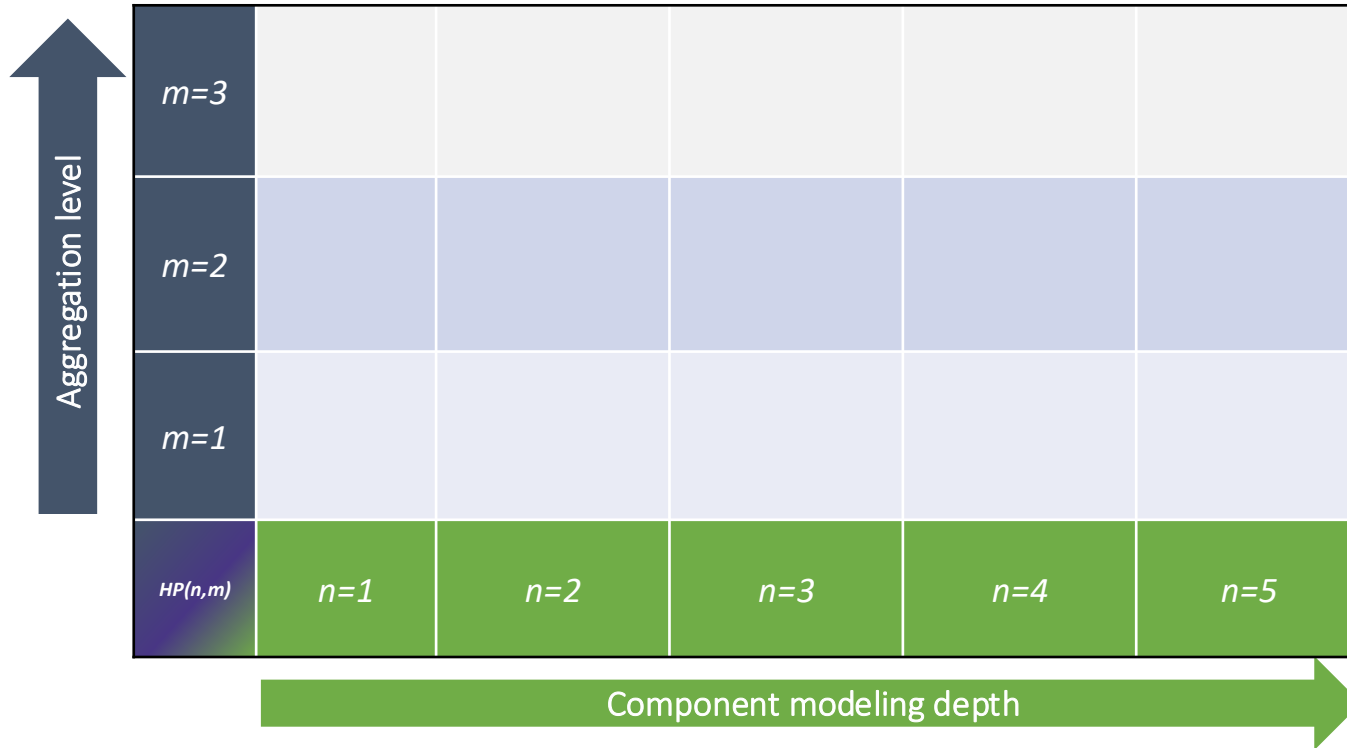
- Optimization models of **40 papers** were classified



- No detailed BEV models
- 12 HP models with COP based on ambient temperature with low resolution ( $HP_{(2,.)}$ )

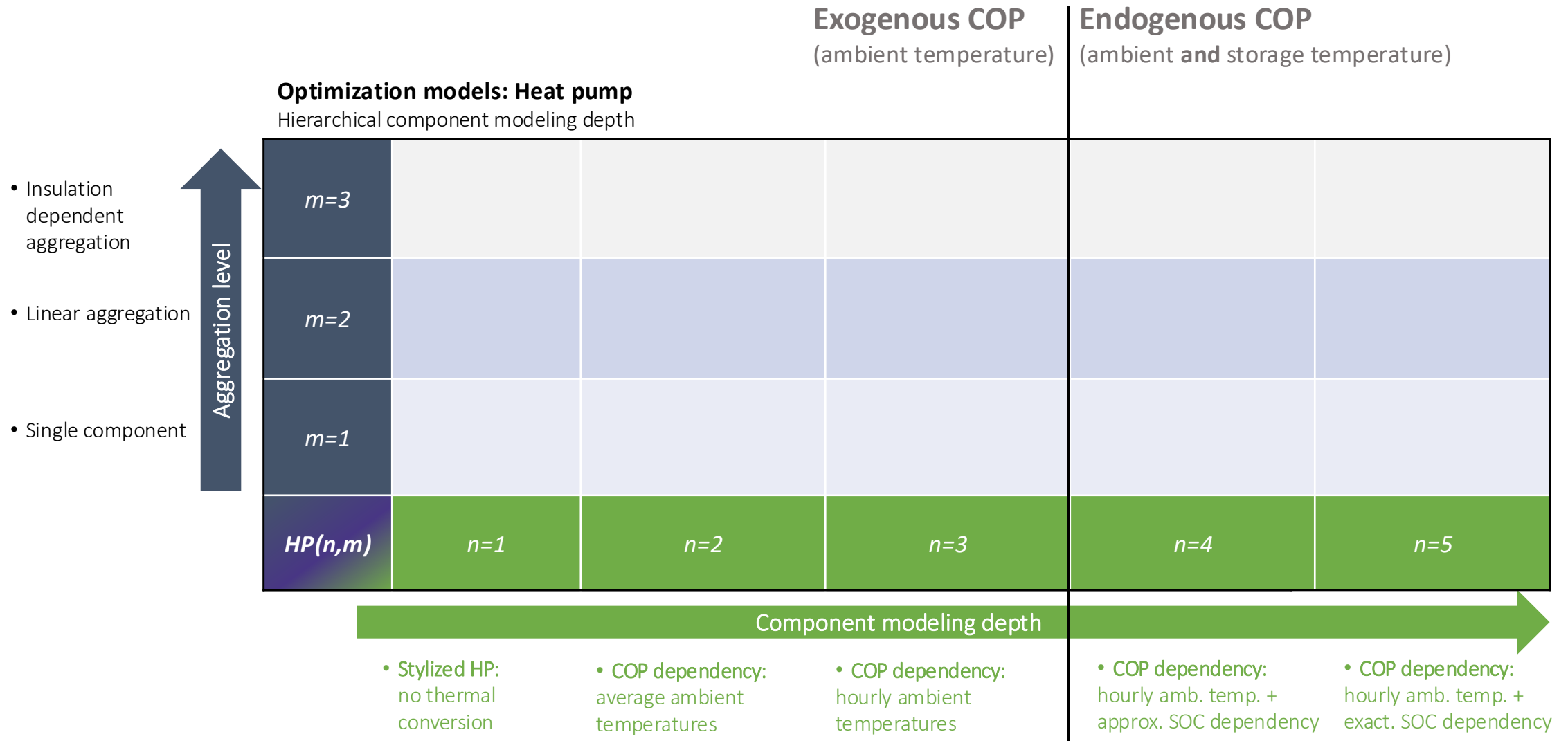
## Optimization models: Heat pump

Hierarchical component modeling depth



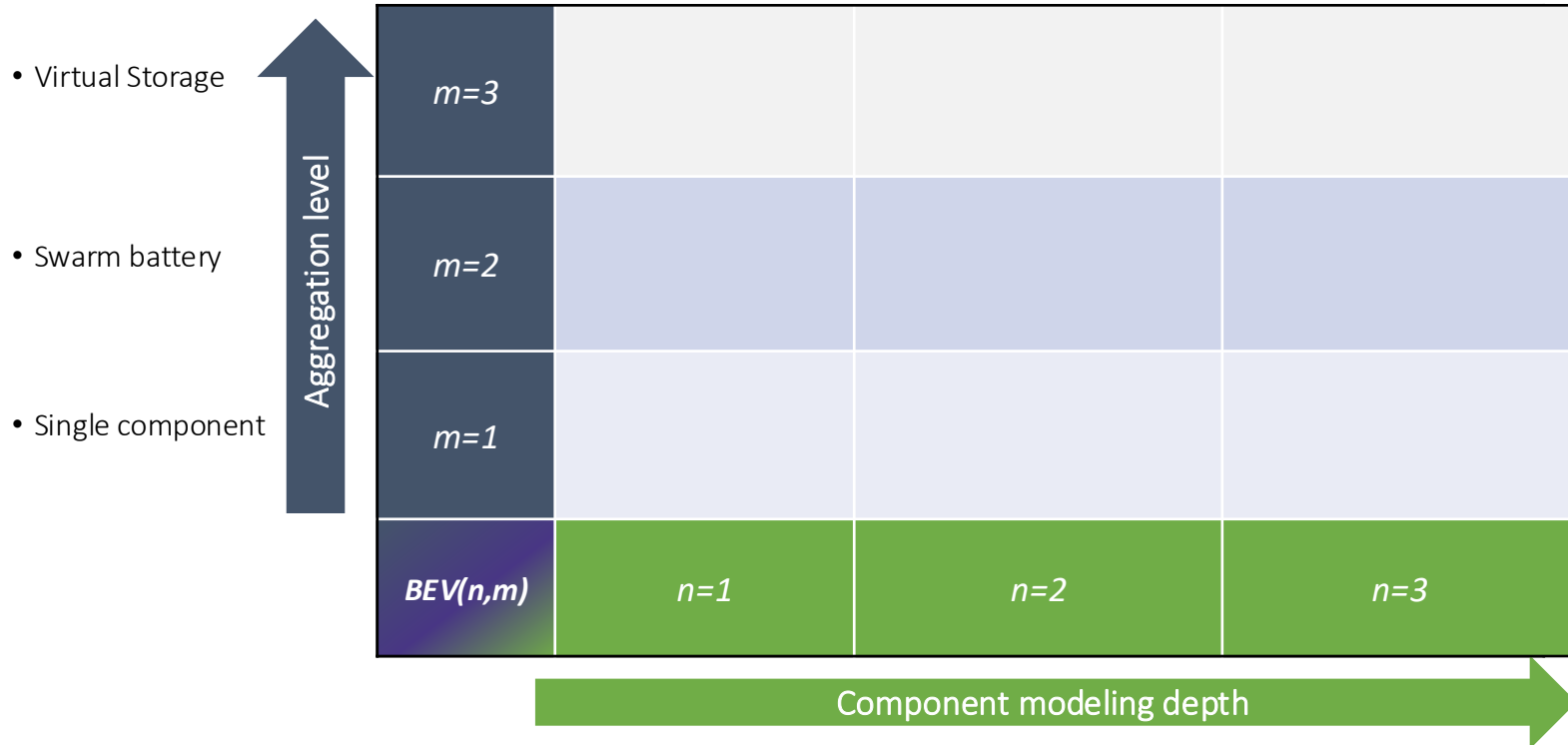
The COP depends on

- a) Ambient temperature
- b) Buffer tank temperature → **non-linear**

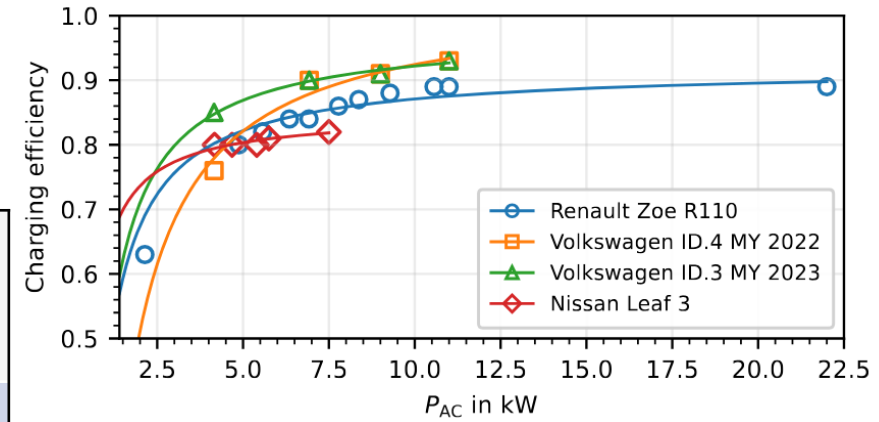


## Optimization models: Battery electric vehicle

Hierarchical component modeling depth



- Const. Efficiency
- Const. Efficiency + min. power
- Efficiency Curve + min. power

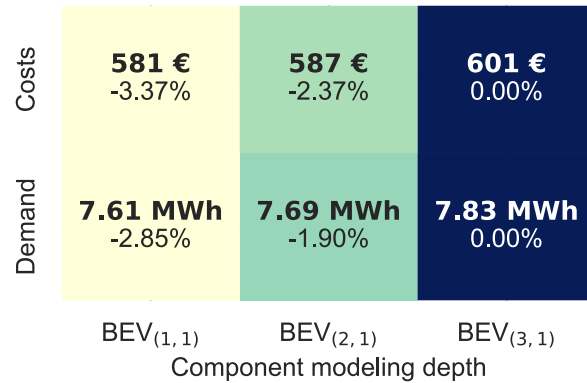


- Perspective of an Energy Aggregator:  
**Cost minimization** for end users

$$\min C^{agg} = \sum_t \left( \left( \sum_n P_{n,t}^{HP} + \sum_v P_{v,t}^{BEV} \right) \cdot \pi_t \right)$$

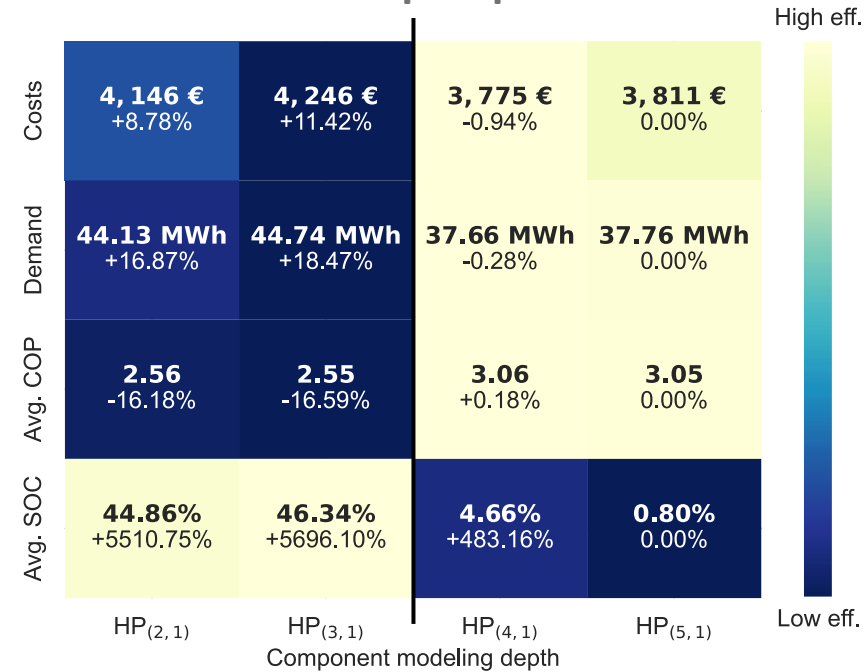
- Data
  - SimBench dataset, 104 nodes
  - 104 heat pumps (100 %), 149 BEVs
  - Optimization for one week (January 2024), hourly resolution
- Analysis of
  - Economics
  - Physics
  - Model complexity

## Electric vehicle



## Exogenous COP | Endogenous COP

### Heat pumps



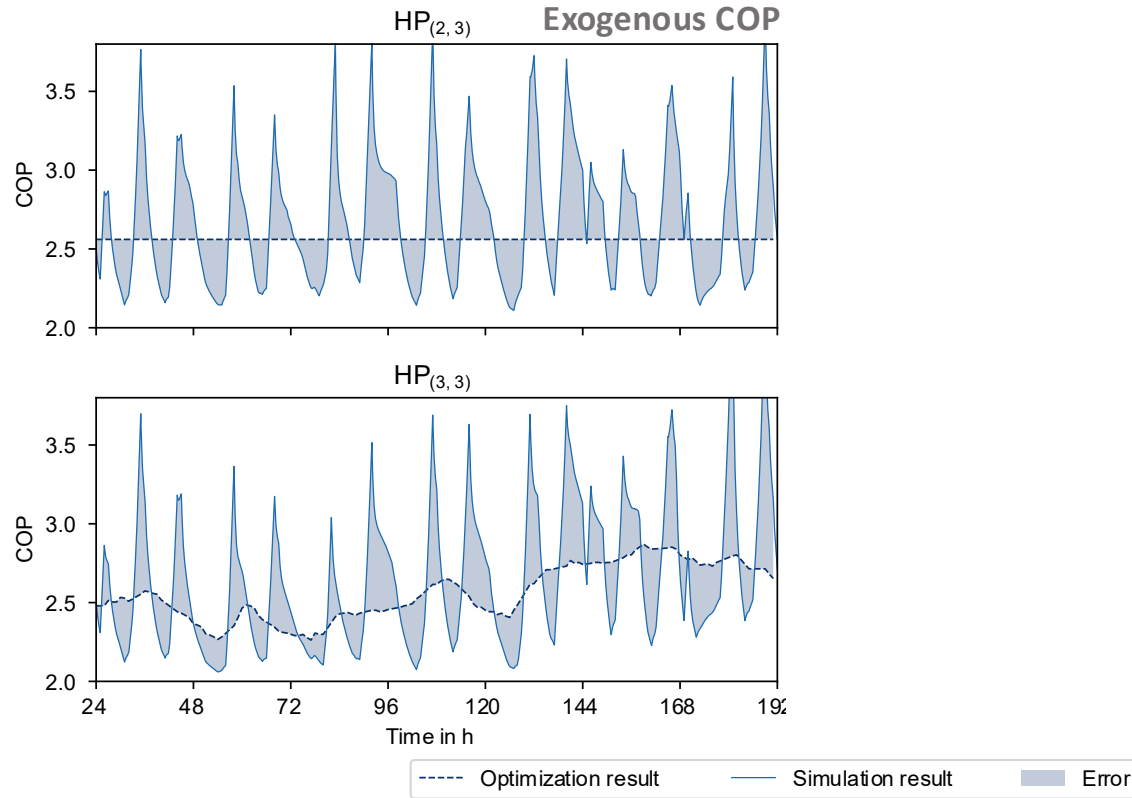
- The more **restrictions** the smaller is the **solution space**
- The smaller **solution space** the higher is the **cost optimum**
- Simplified implementation underestimates cost by 3%

- **Endogenous COP modeling**
  - enables **COP optimization** (maximization) by temperature reduction
  - reduces costs and demand
  - **dampens price arbitrage significantly**

## COP-Benchmark: Optimization model vs. realization

### COP-Dependency

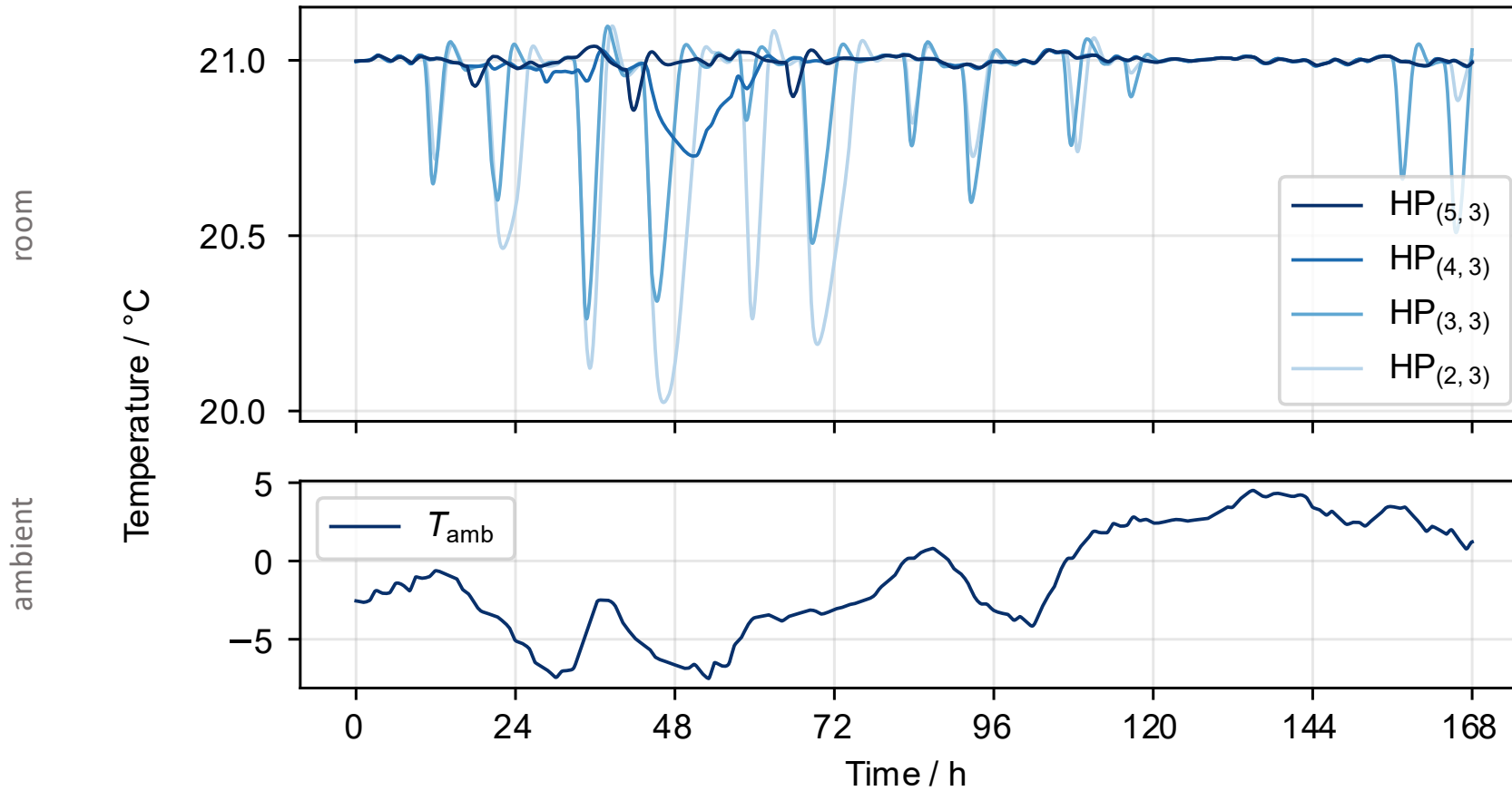
- ambient temperature, average



### COP-Dependency

- ambient temperature, per time slice

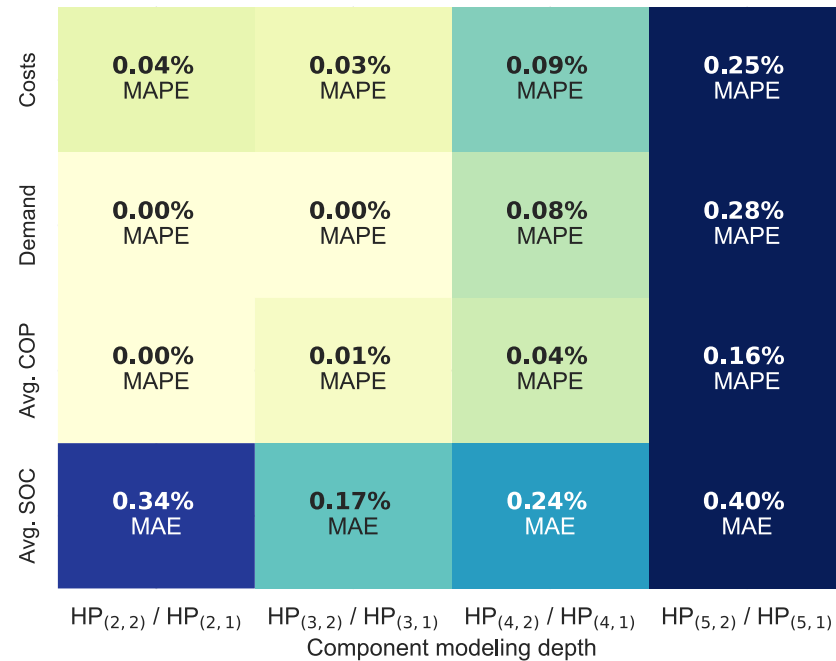
Temperature in °C



- High component modeling depth reduces the **maximum room temperature deviation** from  $\approx 1\text{ °C}$  to  $0,1\text{ °C}$

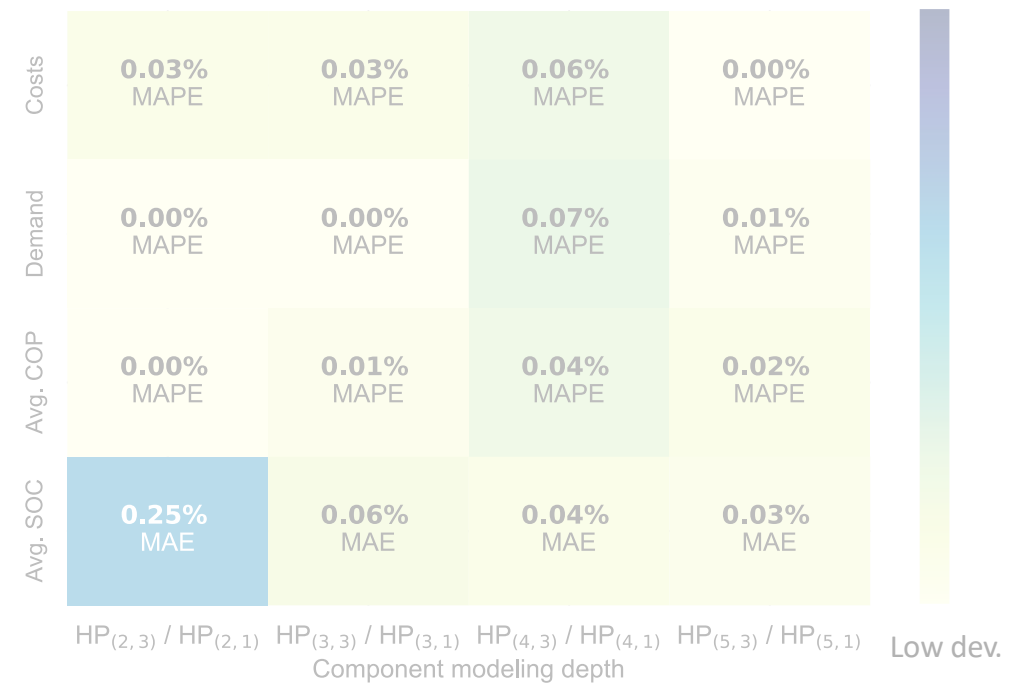
## Heat pump aggregation error

Single component models / linear aggregation



- **Very low aggregation error**

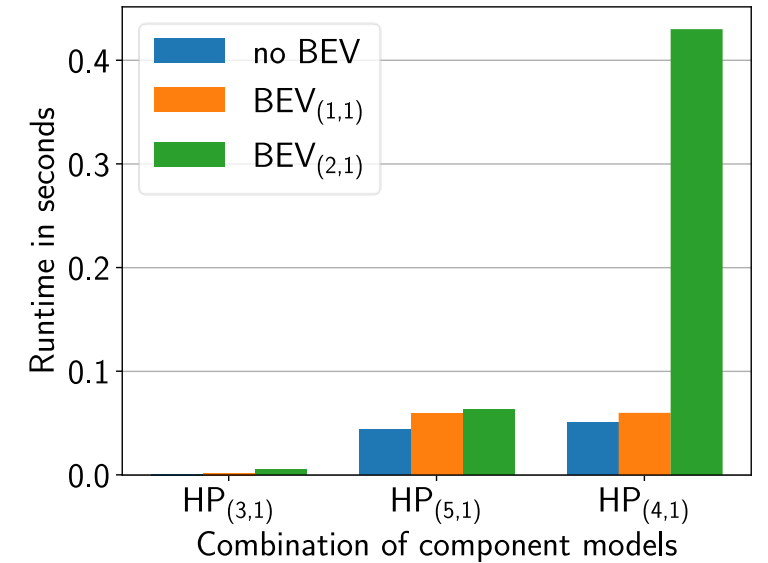
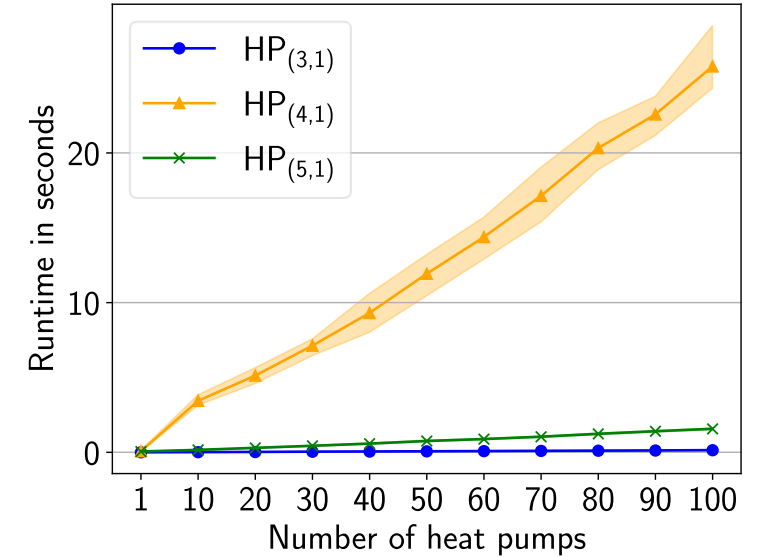
Single component models / complex aggregation



- **Extremely low aggregation error**

- Different heat pump models lead to different model properties
  - HP2 and HP3:  $COP \approx f(T^{amb})$  → LP
  - HP4:  $COP \approx f(SOC, T^{amb})$  → MILP
  - HP5:  $COP = f(SOC, T^{amb})$  → NLP
- HP4 is computational more prohibitive then HP5

- Combination of problem classes can lead to unexpected results
- Complex flexibility modeling is not necessarily more time consuming
- Dependent on other model components -> may affect problem class



Model Detail



**Accurate flexibility** assessment requires sufficiently **detailed models**.

Aggregation



Aggregation introduces **little error** when **physical effects** are **properly represented**.

Model Complexity



**More detailed models** are **not** necessarily **computationally prohibitive**, but it depends.

# Thank you!

Supported by:



on the basis of a decision  
by the German Bundestag

**Béla Wiegel, M. Sc.**

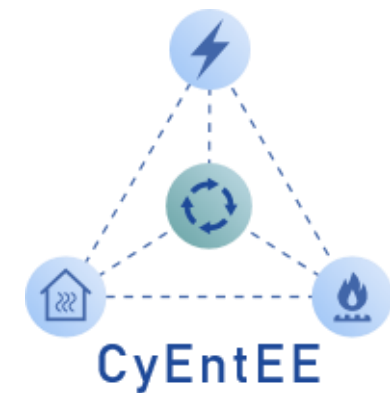
Research Associate

Institute of Electrical Power and  
Energy Technology

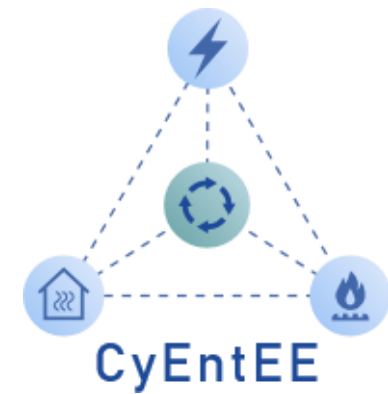
**Hamburg University of Technology**

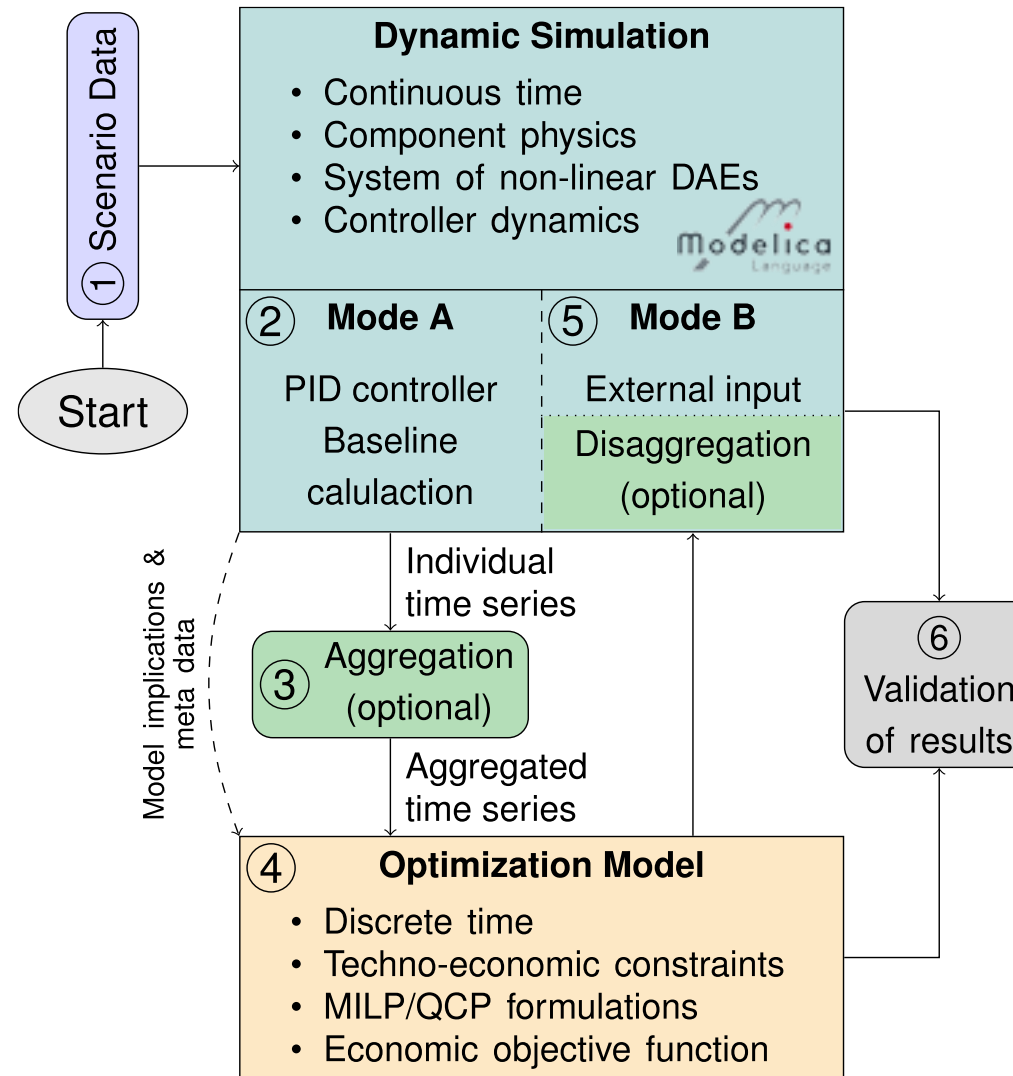
bela.wiegel@tuhh.de

[Link to our working paper -->](#)



# Back-up Folien

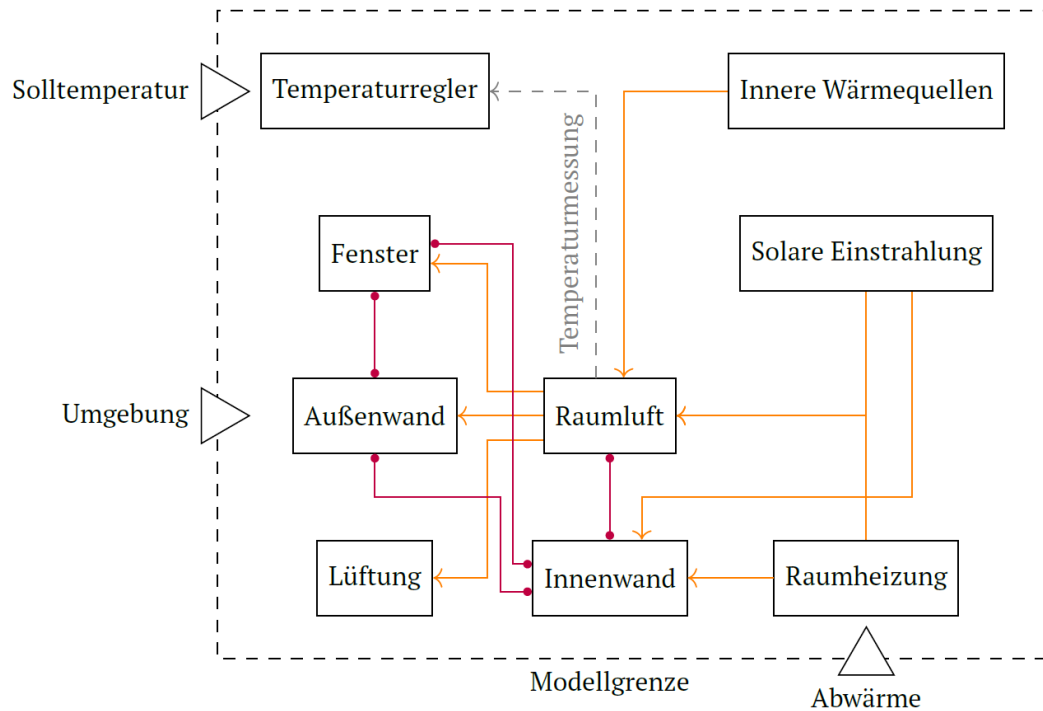






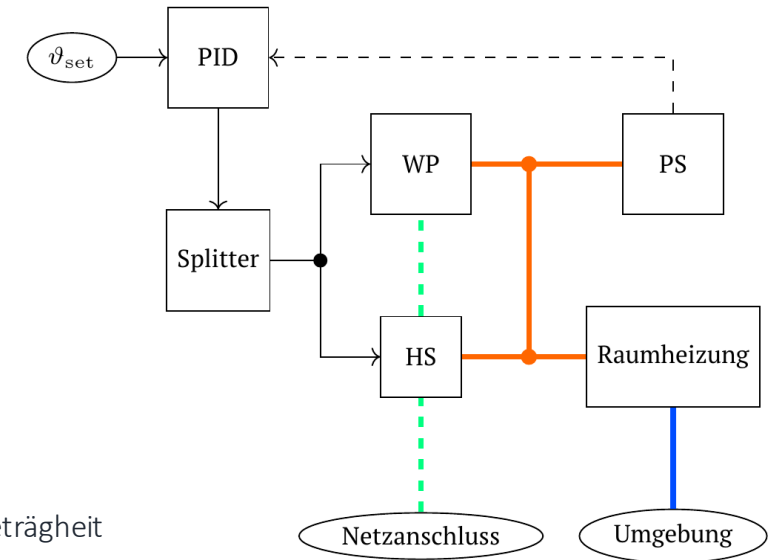
## Gebäudeheizsystem mit Regelungsebene

TransiEnt (Modelica) Modelle einzelner Komponenten



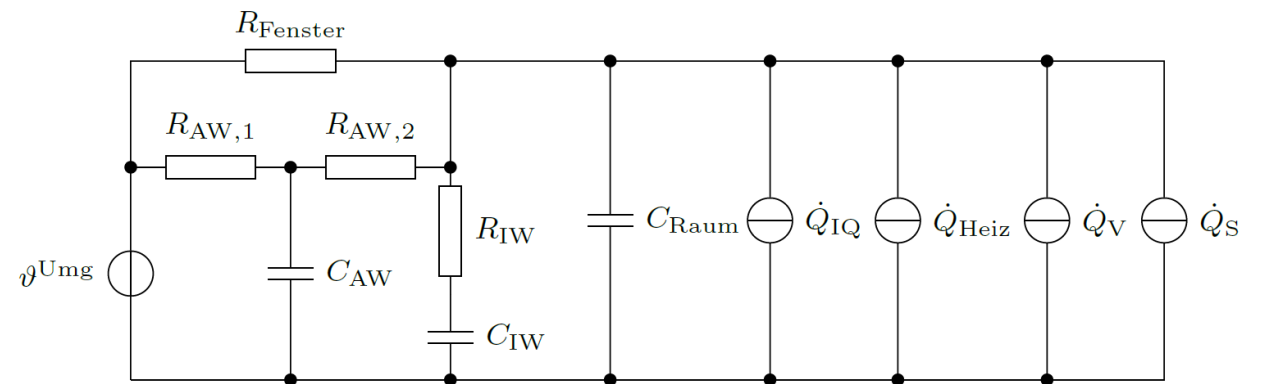
## Wärmepumpen-Modell

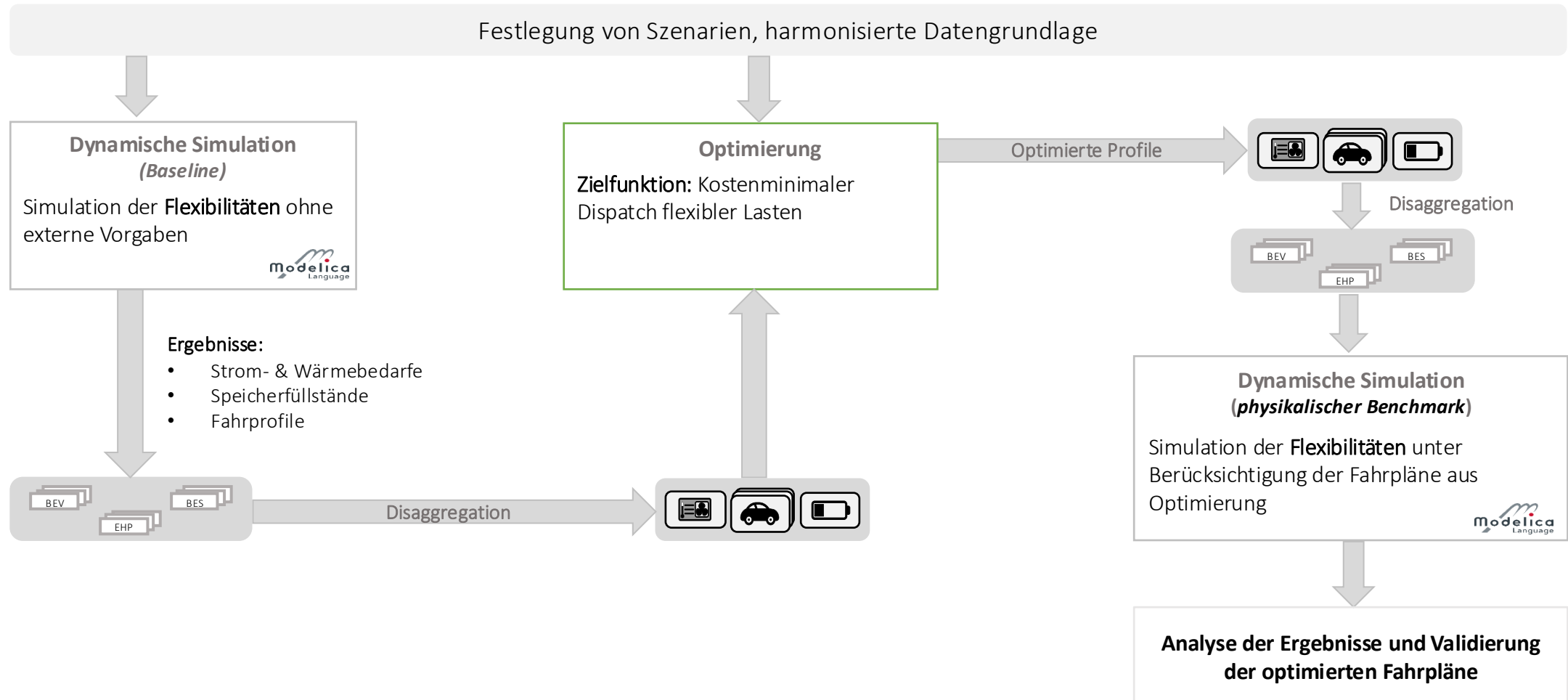
inkl. Regelung

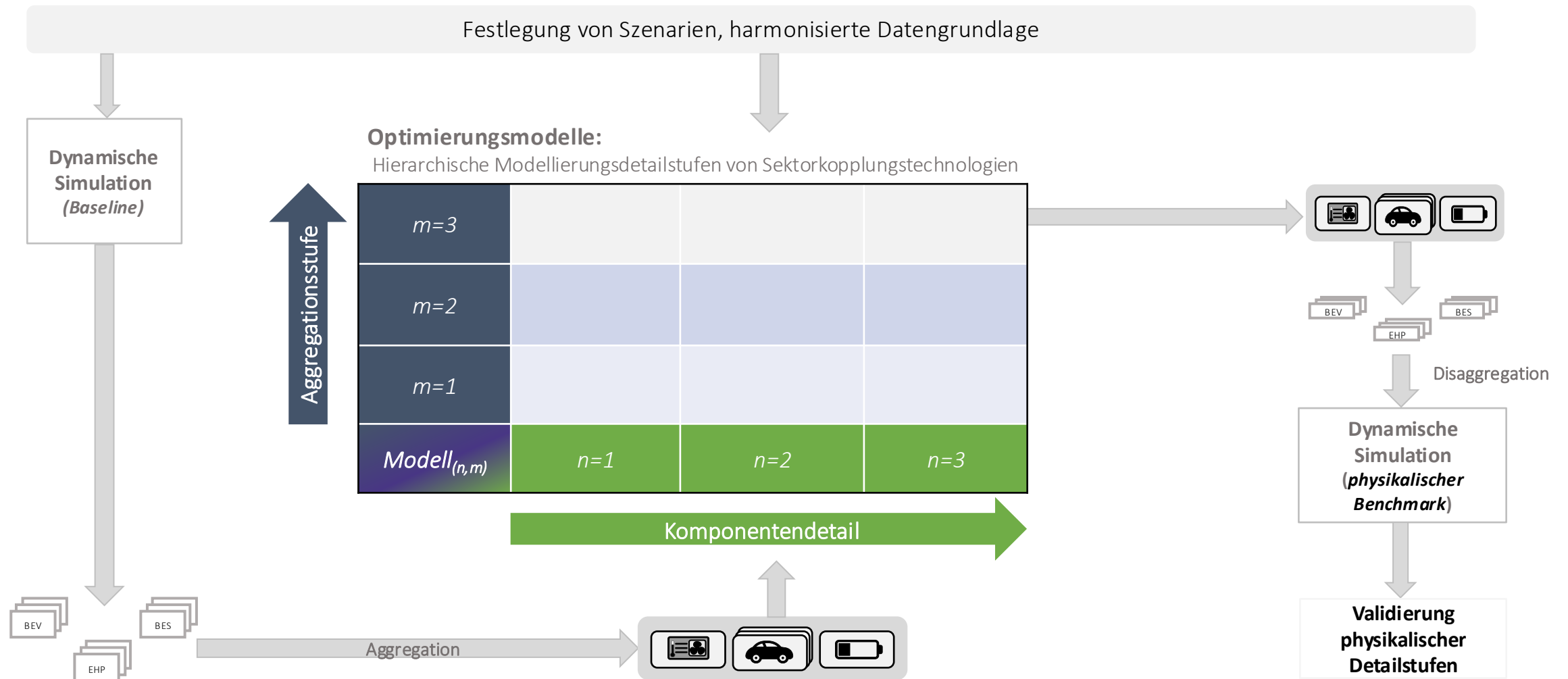


## RC-Modell

Zur Abbildung der Gebädeträgheit







Szenarien		Durchdringung Sektorkopplungstechnologien				
		0%	25%	50%	75%	100%
Nur „eh-dar“ Flexibilität (dezentral)	Ländlich					
	Vorstädtisch					
	Städtisch					
Erweitert durch Großspeicher (zentral)	Ländlich					
	Vorstädtisch					
	Städtisch					

- §14a – Aktuell
- Steuerung/Dimmung flexibler Anlagen direkt durch VNB
- Gegenleistung: Pauschale Netzentgeltreduktion (60-70%)
- → Regulatorischer Ansatz, Kapazitätsmechanismus

- + Einfacher Mechanismus für Verbraucher
- Kapazitätsmechanismus kann Entsolidarisierung verstärken
- Potentiell teures Engpassmanagement

## Redispatch 3.0 – Zukünftig?

- Steuerung flexibler Anlagen durch Aggregatoren
- Flexibilitätsbereitstellung für VNB durch Integration in Redispatch Merit-Order Liste
- Preise = Opportunitätskosten der Lastverschiebung

→ Markt- und Kostenorientierter Ansatz

- + Potentiell effizienter weil Kostenbasiert
- Anfällig für Marktmachtausübung

1

- **Knotenscharfe, linearisierte** Lastsensitivität auf Modelica-Stromflüsse durch
  - a) *Sobolov-Sensitivitätsanalyse* oder
  - b) *Jacobi Matrix der Knoten und Leitungen*
- **Ergebnis:** An welchen Knoten muss zu welchen Zeitschritten wie viel Last reduziert werden

2a

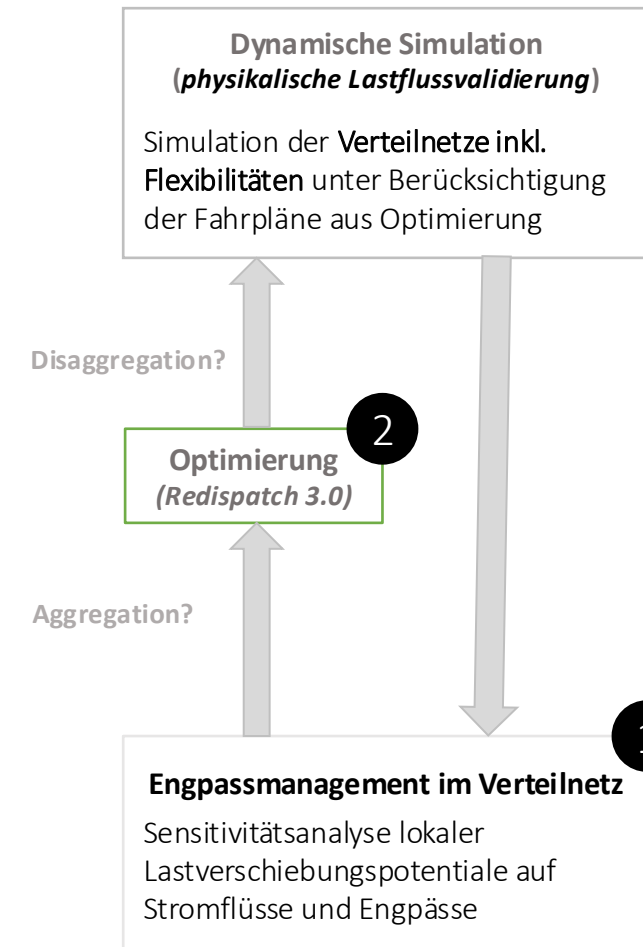
## Mit Aggregation

- Gesamtes Aggregat wird im Netzgebiet um  $x$  KW in  $\hat{t}$  abgeregelt. Nachholeffekte werden für Aggregat optimiert
- Disaggregationsregler verteilt nach Sensitivitätsanalyse
- Potentiell mit Markträumung abbildbar

2b

## Ohne Aggregation

- Einzelne Knoten/ Technologien werden direkt abgeregelt, Nachholeffekte werden Knotenscharf optimiert
- Keine Aggregation / Disaggregation notwendig
- Vermutlich nicht mit Markträumung abbildbar



1

### Optimierung

#### Weder ELTRAMOD noch ELMOD Integration

VNB-Perspektive:

- Vereinfacht ohne systemische Rückwirkung

Großhandelspreise:

- Exogen

Kraftwerksanpassungen durch RD im Verteilnetz:

- Weder bei Markträumung noch bei RD im Übertragungsnetz
- Kupferplatte

Zeitpunkt Verteilnetz-RD:

- Markträumung

→ **Lokale Flexibilitätsmärkte integriert in DA-Markt**

#### ELTRAMOD Integration

VNB-Perspektive:

- Systemebene

Großhandelspreise:

- Endogen

Kraftwerksanpassungen durch RD im Verteilnetz:

- Nur bei Markträumung
- Verteilnetzrestringierte Kupferplatte

Zeitpunkt Verteilnetz-RD:

- Markträumung

→ **Lokale Flexibilitätsmärkte integriert in DA-Markt**

#### ELMOD Integration (Redispatch 3.0)

VNB-Perspektive:

- Systemebene

Großhandelspreise:

- Keine Verwendung

Kraftwerksanpassungen durch RD im Verteilnetz:

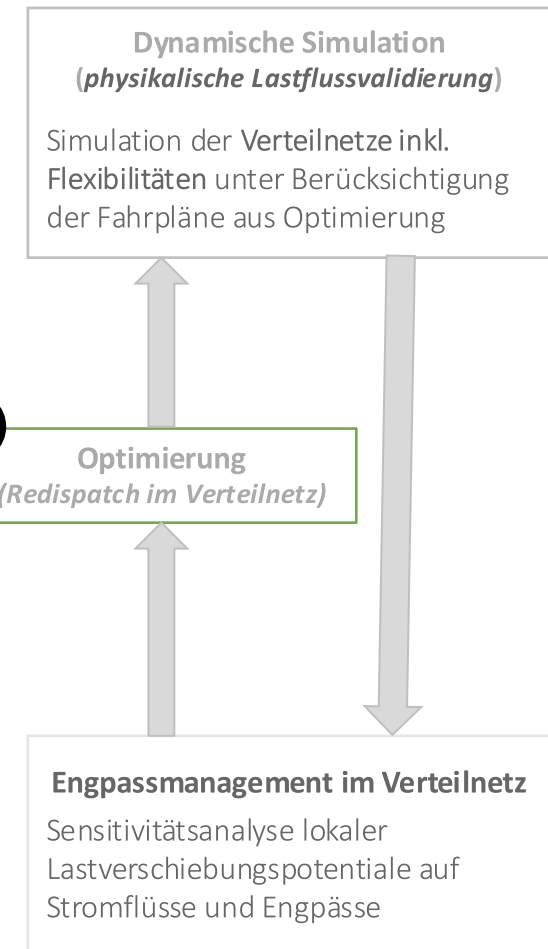
- Integriert in RD im Übertragungsnetz

Zeitpunkt Verteilnetz-RD:

- Nach Markträumung

→ **Lokale Flexibilitätsmärkte integriert in kostenbasiertes Engpassmanagement im Übertragungsnetz**

1



## Nächste Schritte:

1. Implementierung des iterativen OPF-Ansatzes
2. Konkrete Szenariendefinition und Modellparametrierung

