

27. September 2023

Welche Rolle sollen variable Netzentgelte als Anreizinstrument für Flexibilität spielen?

Stiftung Umweltenergierecht - Fachgespräch § 14a EnWG

Andreas Jahn
Senior Associate
Regulatory Assistance Project (RAP)[®]

Anna-Louisa-Karsch-Str.2
D 10178 Berlin
Germany

+49 172-1769727
ajahn@raponline.org
raponline.org

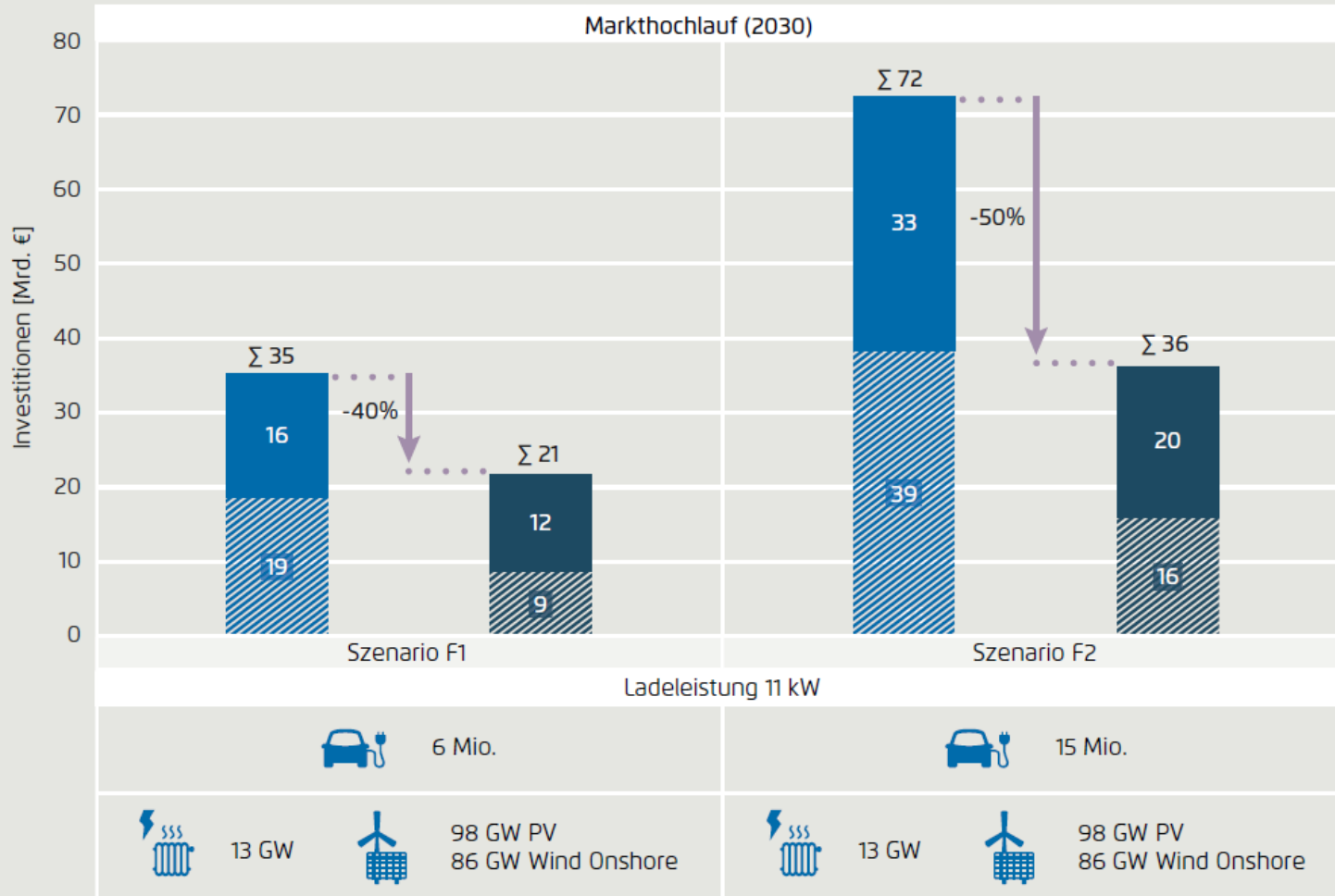
1

Status Quo

Von der Kostenverteilung zur Kostenoptimierung

- Netzentgelte sind bisher ein Verteilungsschlüssel von bestehenden Netzkosten
- Über statistische Gleichzeitigkeiten werden Jahresarbeits- und Jahresleistungspreise gebildet
- Last-Flexibilität wird zur Eigenverbrauchsmaximierung oder zur Vergleichmäßigung des Verbrauchs eingesetzt (Leistungspreisoptimierung), insbesondere §19(2) StromNEV

Gesteuertes Laden reduziert die Investitionen in die Verteilnetze um bis zu 50 Prozent

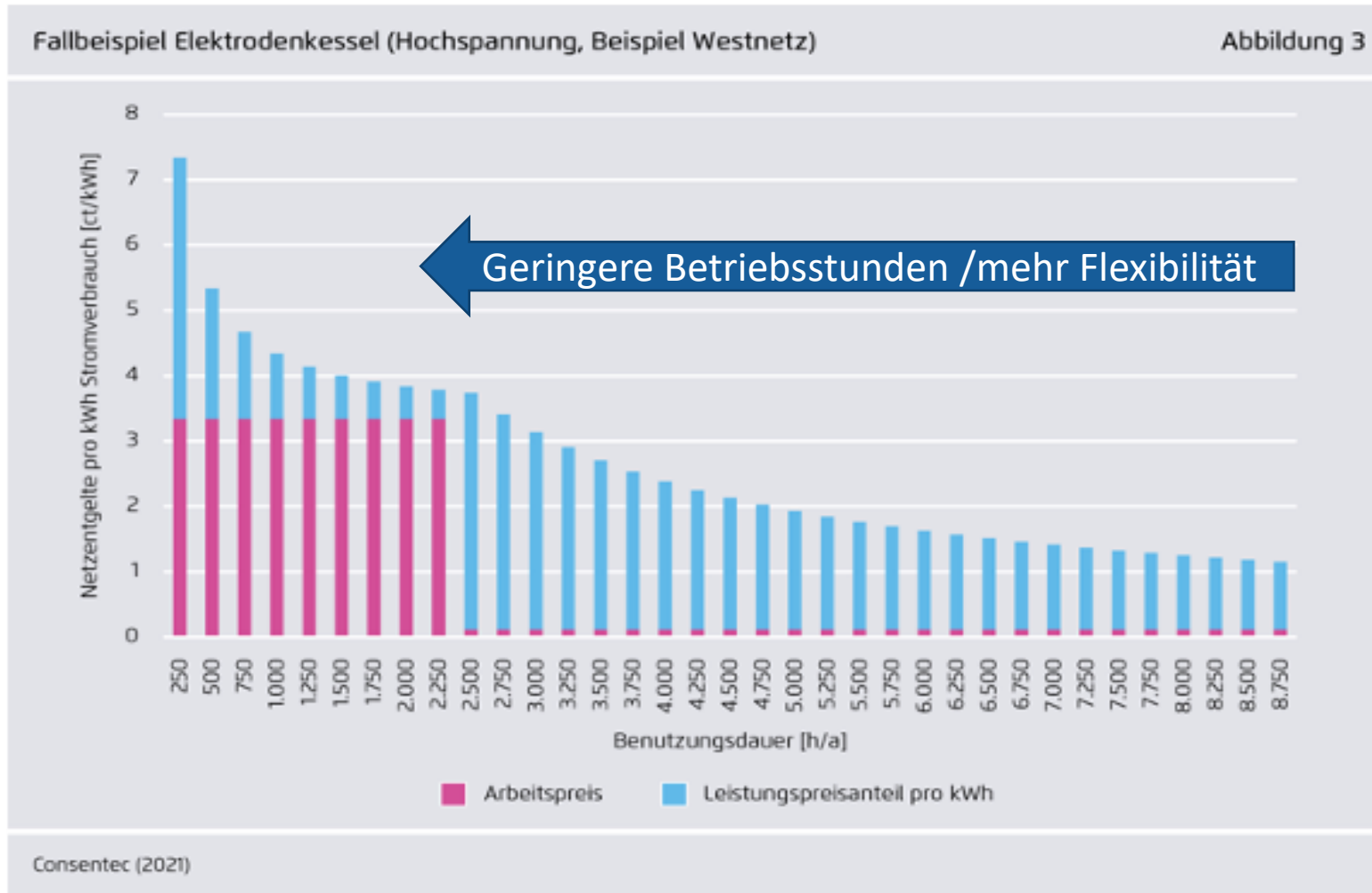


➤ **Einsparung von 2 Mrd. Euro pro Jahr, alleine in der Niederspannung**

- ungesteuert (Mittelspannung)
- ▨ ungesteuert (Niederspannung)
- gesteuert (Mittelspannung)
- ▨ gesteuert (Niederspannung)

Quelle: [Agora Verkehrswende](#)

Jahresleistungspreise hemmen Last-Flexibilität



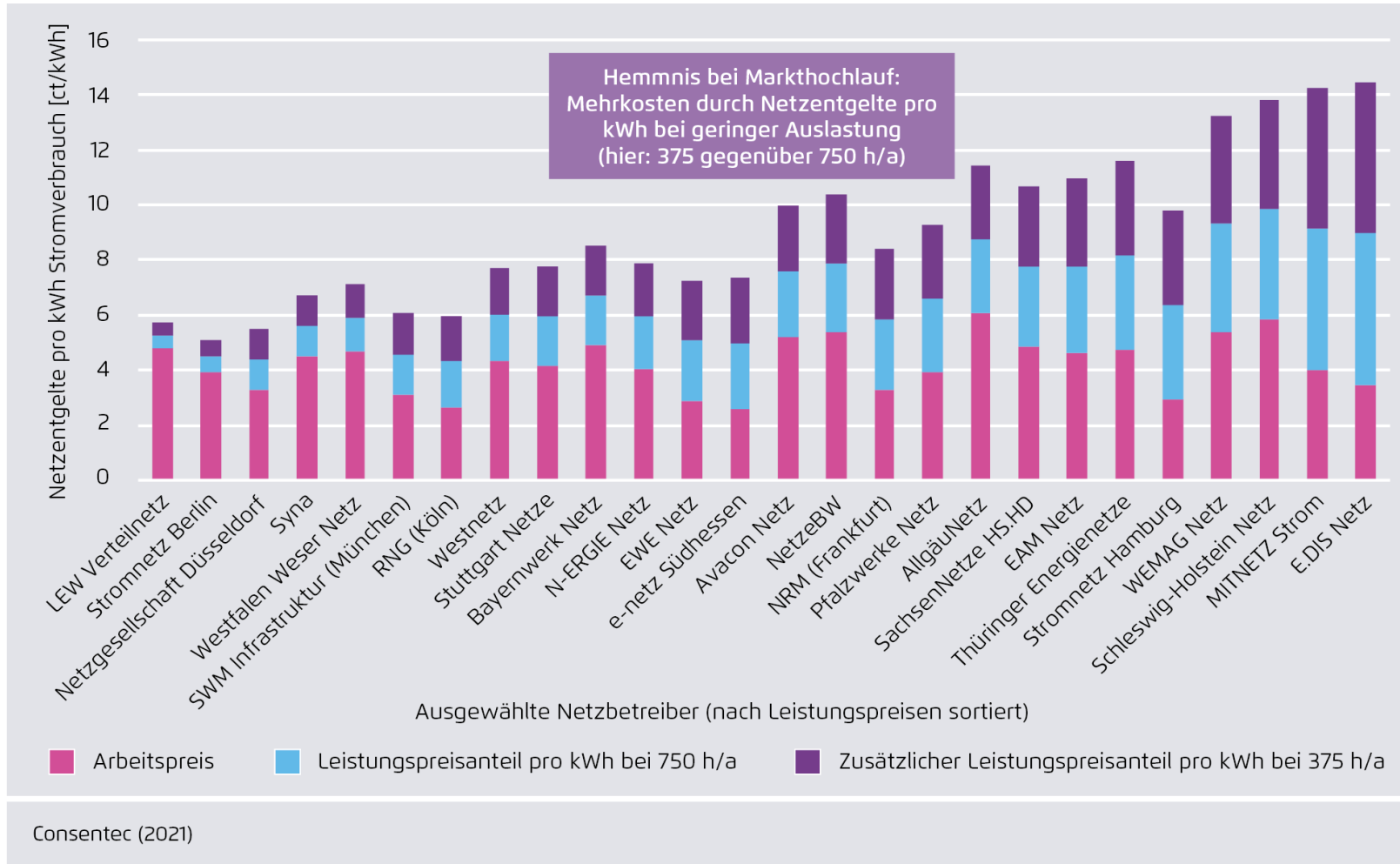
Leistung 20 MW;
 Jahrentgelt bis zu 2,0 Mio. €/a;
 Leistungspreis unter 2.500 h/a:
 0,2 Mio. €/a;
 über 2.500 h/a:
 1,8 Mio. €/a.

(Regelung §19(2)
StromNEV nicht
 berücksichtigt)

Quelle: [Agora Energiewende](#)

Jahresleistungspreise hemmen Elektrifizierung

Bspw. Kosten für Schnelllader (MS)



Umschichtung von Leistungs- zu Arbeitspreisen wäre für diese Verbraucher vorteilhaft, auch wenn sie nicht von zeitvariablen Arbeitspreisen profitieren können

Consentec (2021)

Quelle: [Agora Energiewende](#)

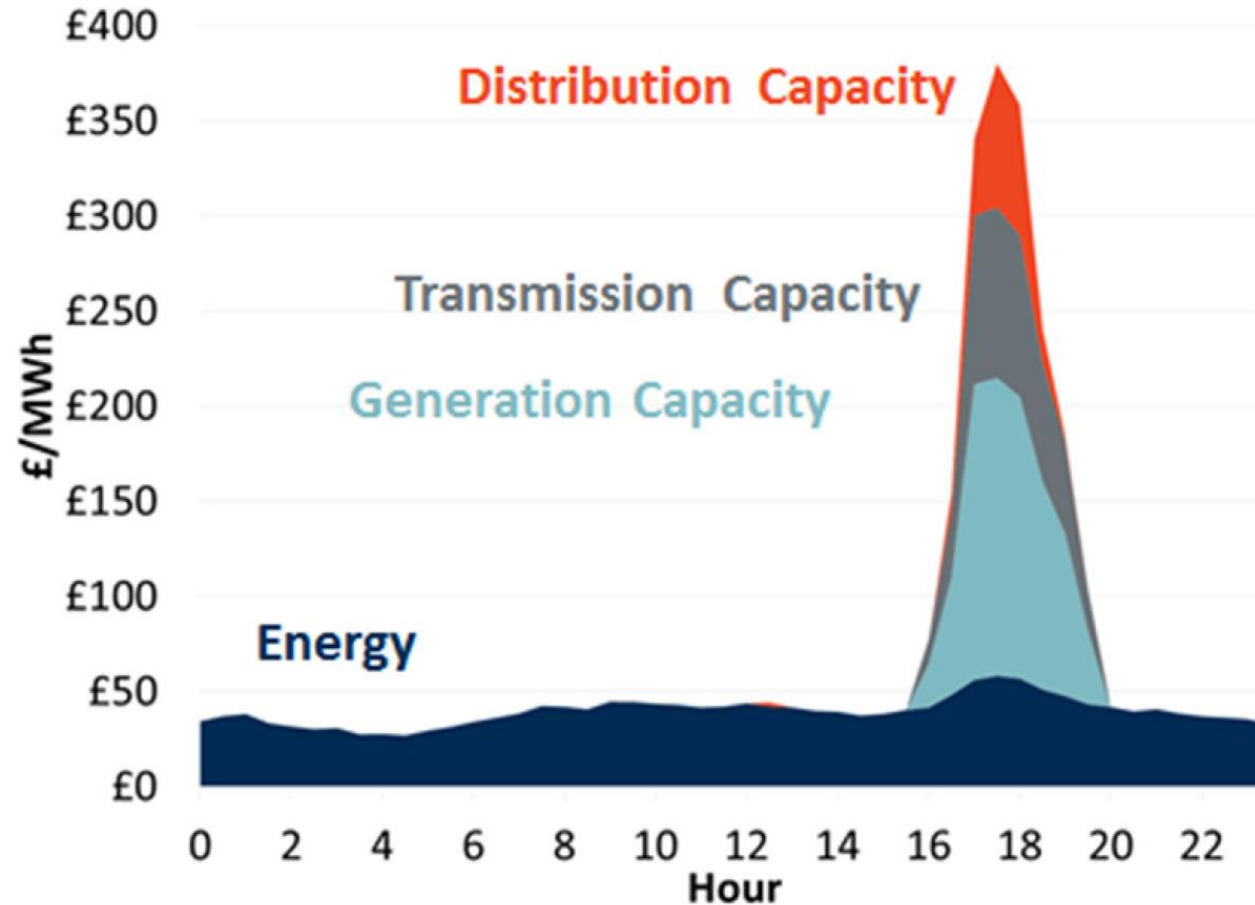
2 Wohin soll es gehen



Von der Kostenverteilung zur Kostenoptimierung

- Relative Netzkosten geringer, wenn Ausbau vermieden wird, d.h. wenn mehr kWh über gleiche Leitung verteilt werden
- Erzeugungskosten geringer, wenn Last in Zeiträume mit günstiger Erzeugung verlagert wird
- Lastverlagerung in Zeiträume mit langfristig ausreichender Netzkapazität & günstigem Sonnen- bzw. Windstrom
- Jahresarbeits- und Jahresleistungspreise sind kaum geeignet

England - Grenzkosten im Trendszenario (Winter)



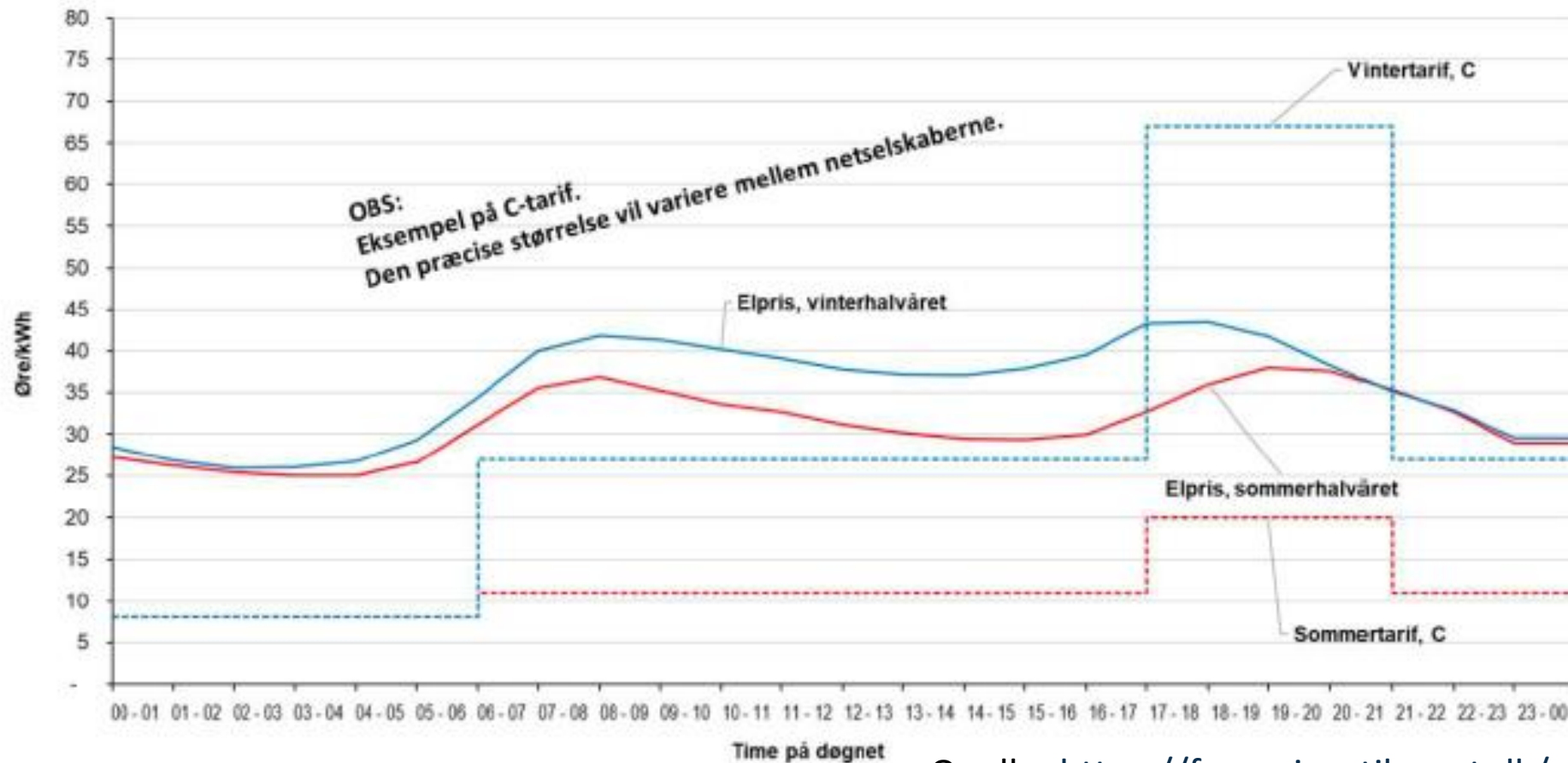
Quelle: [Citizens advice/Brattle, 2017](#)

Dänemark - Skalierungsfaktoren (ggü. Standard) nach Verbrauchergruppen und Zeitfenstern

	Tariff scaling factors			
Lasperiode	B-low	B-high	A-low	A-high
Low load	1/3	1/3	1/3	1/2
High load	1	1	1	1
Peak load	2	2	2	2

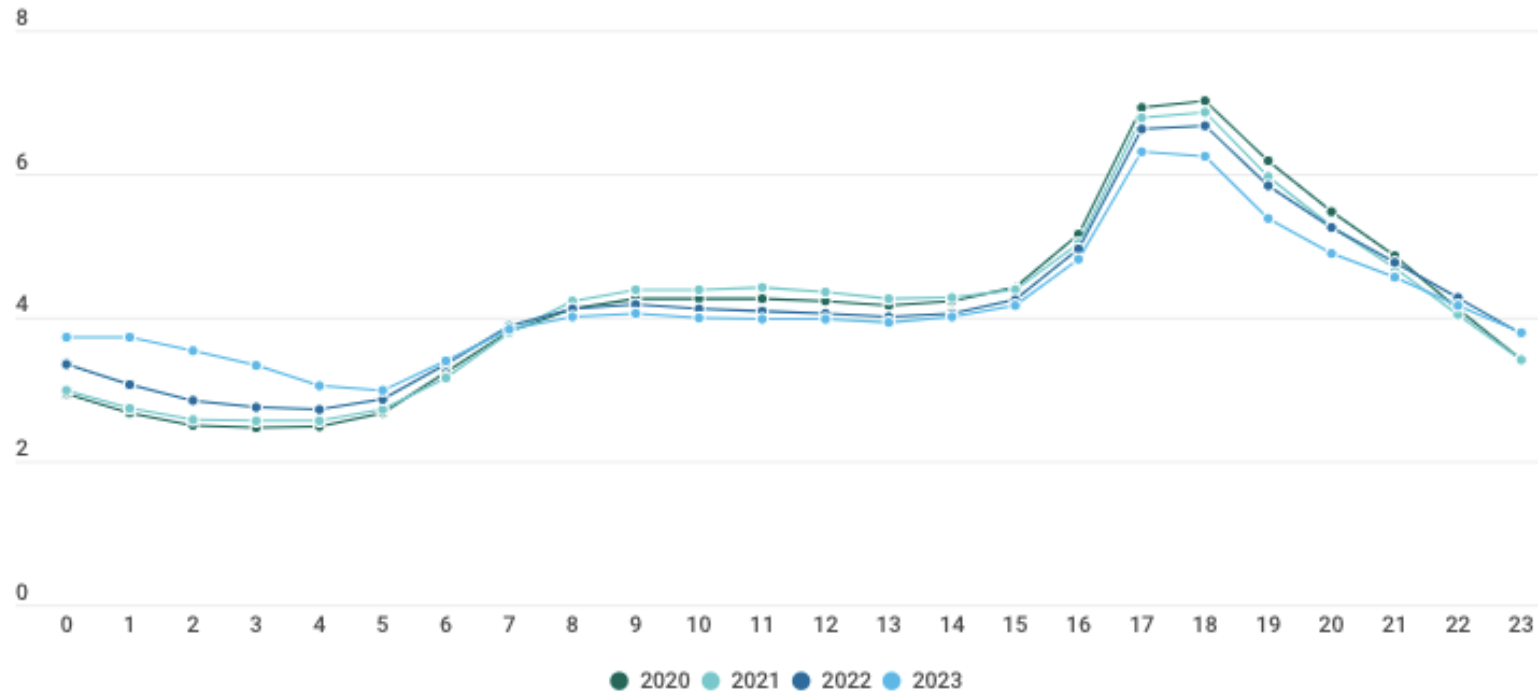
Quelle: <https://forsyningstilsynet.dk/media/10813/bilag-1.pdf>

Dänemark – Haushalte mit 3 täglichen und 2 Jahreszeitlichen Netzentgelten



Quelle: <https://forsyningstilsynet.dk/media/10813/bilag-1.pdf>

Dänemark - Stromverbrauch in den ersten 3 Monaten 2020-2023 für Einfamilien- und Reihenhäuser ohne Elektroheizung



➤ 10% des Verbrauchs wurden in 3 Jahren aus der adressierten Spitzenlastzeit verlagert.

Kilde: Green Power Denmark pba EnergiDataService

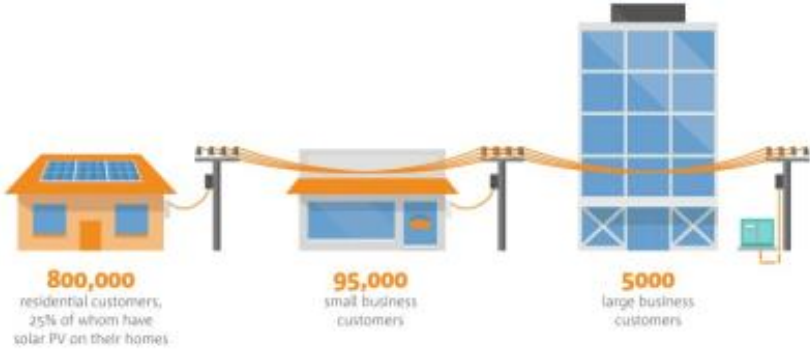
Note: I denne figur er alle dage anvendt. Tidszonen er DK. "0" angiver "00-01". Kogespidsen fra kl. 17-21 ses i grafen fra 17-21.

Share

GREEN POWER DENMARK

Source: [Green Power Denmark](#)

South Australia (SA) Power Networks



We operate and maintain a network of:



Quelle: [SA Power Networks](#)

SA – Bestimmung der langfristigen Grenzkosten (Netzausbau) als Basis für zeitliche Netzpreise

System level	Δ MW	Δ cost	ST	HV bus	HV net	LV bus	LV net	Alloc. cost	\$/kW/year	pf	\$/kVA/year
ST	3.6	2.6	0.1					0.1	\$ 15	0.95	\$ 14.6
HV bus	3.5	4.2	0.1	0.1				0.1	\$ 40	0.90	\$ 37.4
HV net	8.8	2.3	0.1	0.2	0.1			0.5	\$ 56	0.90	\$ 50.7
LV bus	40.4	2.0	0.6	1.1	0.6	0.5		2.8	\$ 69	0.90	\$ 62.4
LV net	109.0	-	1.7	2.8	1.6	1.4	0.0	7.6	\$ 69	0.90	\$ 62.4
Totals	165.4	11.1	2.6	4.2	2.3	1.9	0.0	11.1			

Tariff Class	LRMC, \$/kVA per annum	\$/kW
Major business – Sub-transmission	\$ 14.6	
Major business – Zone Substation	\$ 37.4	
Large HV business	\$ 50.7	
Large LV business	\$ 62.4	
Small business	\$ 62.4	
LV residential	\$ 62.4	\$69.3

Quelle: [SA Power Networks](#)

SA – Potential der Netz-Kostenvermeidung nach Verbrauchergruppen => zeitliche Netzentgelte

Tariff Class	Stand-alone cost \$m	Tariff Revenue \$m	Avoidable cost \$m
Major business	75	10	5
HV business	89	31	5
Large LV business	254	176	44
Small business	301	140	61
LV residential	652	402	244
Total		759	

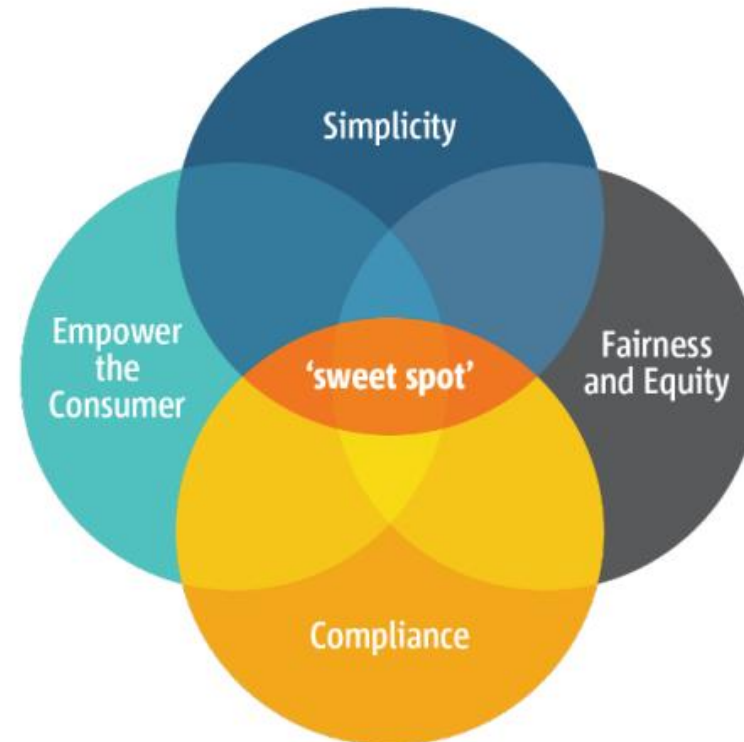
TSS Attachment: SA Power Network's tariff peak and off-peak times

Tariff class	Meter	Energy/demand	Weekday/workday	0am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	12am			
Residential																															
Anytime use	Type 6	Energy	All days	Anytime use																											
Time of use	Type 4	Energy	All days	Peak	Off peak (1-6am)					Peak (6-10am)	Solar sponge (10am - 3pm)					Peak (3pm - 11am)															
Prosumer	Type 4	Energy	All days	Peak	Off peak (1-6am)					Peak (6-10am)	Solar sponge (10am - 3pm)					Peak (3pm - 11am)															
		Peak Demand	November to March – 4 hour intervals																					Peak demand (5-9pm)							
Controlled load	Type 5, 6	Energy	All days	Anytime use controlled by the dock (typically 11pm - 7am with solar sponge 10am - 3pm available)																											
	Type 4	Energy	All days	Off peak (11:30pm - 6:30am)					Peak (6:30-9:30am)			Solar sponge (9:30am - 3:30pm)					Peak (3:30-11:30pm)														

DK & SA - Einbindung Verbraucher:innen

Abstecken der Prioritäten

- Konsultation
- Abwägung
- Zählerverfügbarkeit
- PV, Batterien, EV
- Vorausschau



3

Abwägungen und Notwendigkeiten



1. Optimierung langfristiger Netzlast über (Entgelt-) Anreize funktioniert - Ausgestaltungsfragen offen.

- Mehr zeitvar. Arbeitspreise, weniger Jahres-Leistungspreise
- Wahl-/ Wechseloption für zeitvar. Arbeitspreise-Only-Netzentgelte?
- Bestimmung des richtigen Spreads, des Vorlaufs, der Zeiträume und der Netzgebiete oder -regionen
- Monitoring/Forschung der „§14a Modul 3“ - Entgelte
- Diskussion: wenn zeitvar. Netzentgelte kostenreflektierend sind, müsste die Anwendung Pflicht sein (keine Wahloption)

2. Optimierung der kurzfristigen Netzlast über Preise – sobald...

- Strommarktdesign definiert (lokale Anreize),
- Netzentkostenverteilung (Netz-Eigentum, Kundengruppen) geklärt,
- zeitliche Entgelte etabliert (Datenformate, Abrechnung) und
- Wirkung (Verbraucher, Märkte) erforscht sind,
- kann die kurzfristige Netzoptimierung (dynamische Entgelte) im Zusammenhang mit dynamischen Stromgestehungskosten adressiert werden.

About RAP

Als eine unabhängige, globale Organisation unterstützt das Regulatory Assistance Project (RAP)[®] Regierungen und Behörden bei der Dekarbonisierung des Stromsystems.

Erfahren Sie Näheres auf unserer Website: raponline.org