

SMART LOSS REDUCTION

Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen

12. Symposium für Energieinnovation – Graz/Austria

DI Werner Brandauer

Dr. Ernst Schmutzer

Univ.-Prof. Dr. Lothar Fickert

Technische Universität Graz

Institut für Elektrische Anlagen

werner.brandauer@tugraz.at

Übersicht - Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen



- Motivation
- Verlustbestimmungsmethoden
 - Bilanzielle Abgrenzung
 - Arbeitsverlustfaktoren
 - Bilanzielle Abgrenzung auf Grundlage von Verbrauchsdaten
 - Lastflussberechnung auf Grundlage von Verbrauchsdaten
 - Bilanzielle Abgrenzung je Ortsnetzstation
- Relevante Faktoren - Verlustberechnung auf Messdatenbasis
 - Granularität
 - Unsymmetrie
- Zusammenfassung

Motivation

- Dimension

- Österreich (2010)

3350 GWh [4,1 %]

www.e-control.at

- Durchschnittliche Kosten (2011)

~ 50 € / MWh

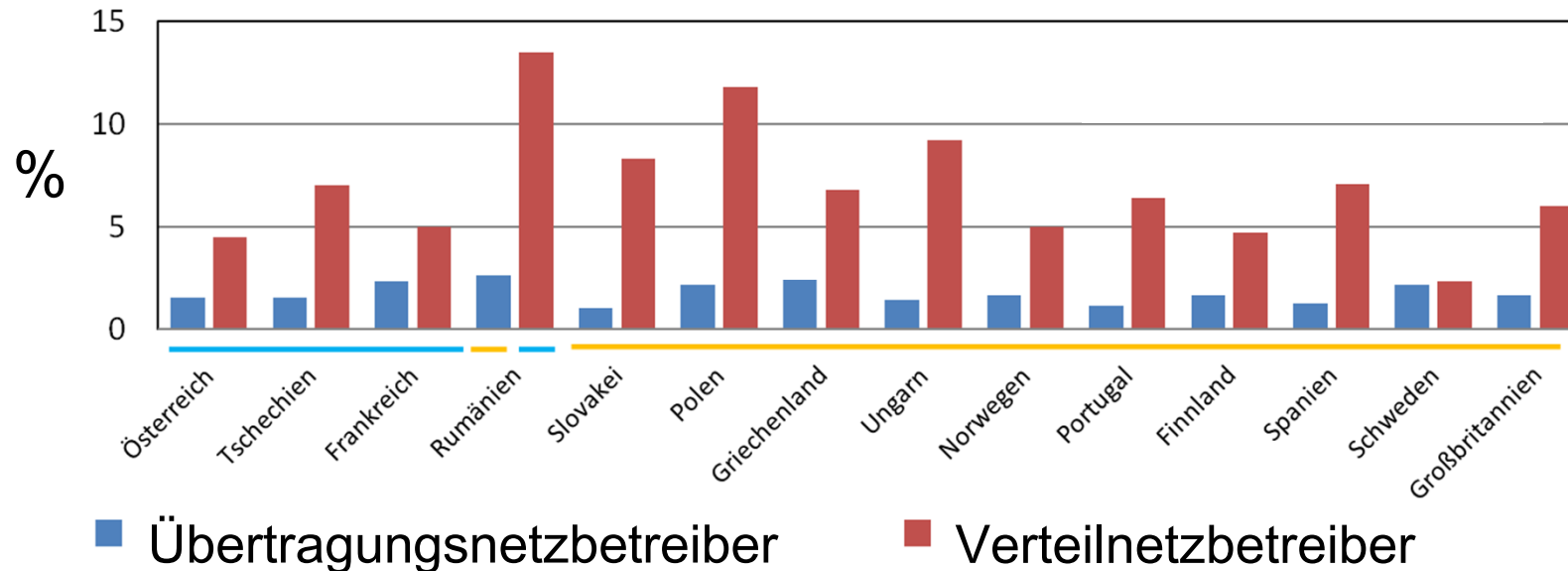
www.apg.at

➔ 167 Mio €

➔ kaum Anreize zur Verlustsenkung

- Technische Netzverluste (Vergleich Europa)

www.energy-regulators.eu



Verlustbestimmungsmethoden – Bilanzielle Abgrenzung

■ Bilanzielle Abgrenzung

- Einfache und schnelle Anwendung

$$W_{V(T)} = \int_0^T P_{Einspeisung(t)} dt - \sum_0^N W_{Abgabe(T)}$$

- Berücksichtigte Aspekte - Vorteile
 - Wetterabhängige Faktoren (Korona-, Ableitverluste)
 - Temperaturabhängige Faktoren (Leitertemperatur)
 - Auswirkungen verbrauchernaher Erzeugung
- Nachteile
 - Detaillierte Messdaten erforderlich
 - Nichttechnische Verluste sind nicht abgrenz-, bzw. zuordenbar
 - Rollierende Ablesung verfälscht die Ergebnisse

Verlustbestimmungsmethoden – Arbeitsverlustfaktoren I

■ Arbeitsverlustfaktor

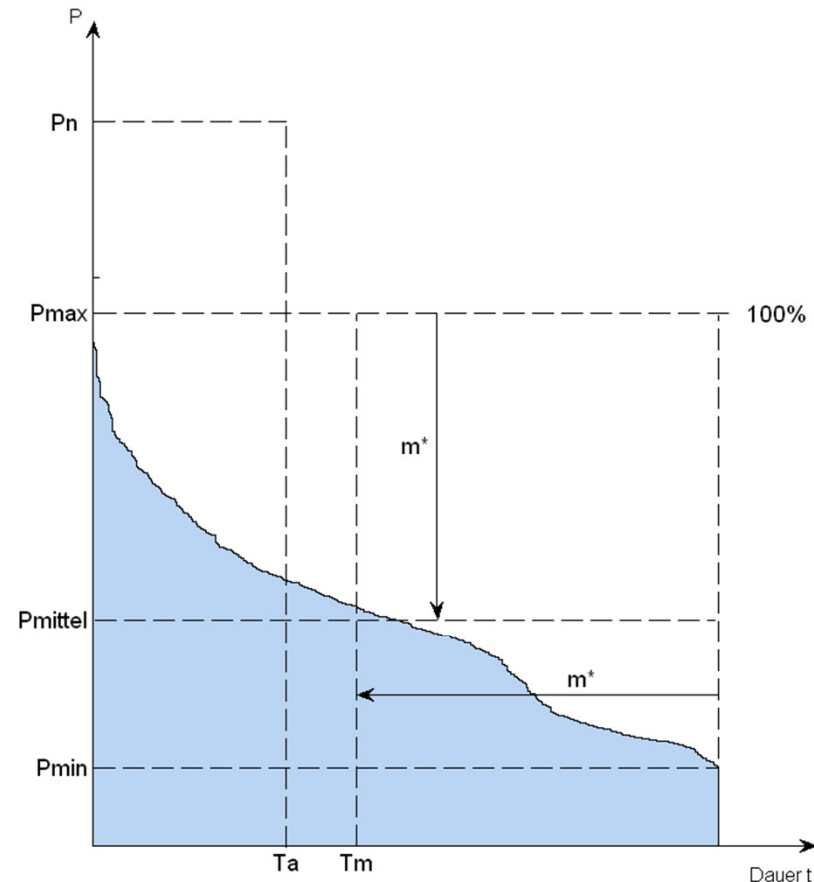
$$\vartheta_W = \frac{\int_0^T P_{V(t)} dt}{P_{Vmax} \cdot T} = \frac{R \cdot \int_0^T I_{(t)}^2 dt}{I_{max}^2 \cdot R \cdot T}$$

■ Nachbildung der Dauerlinie

$$\begin{aligned} \text{■ Lastverhältnis} \quad m &= \frac{\frac{1}{T} \int_0^T P_{(t)} dt}{P_{max}} \\ \text{■ Belastungsgrad} \quad m_0 &= \frac{P_{min}}{P_{max}} \end{aligned}$$

■ Verlustenergie

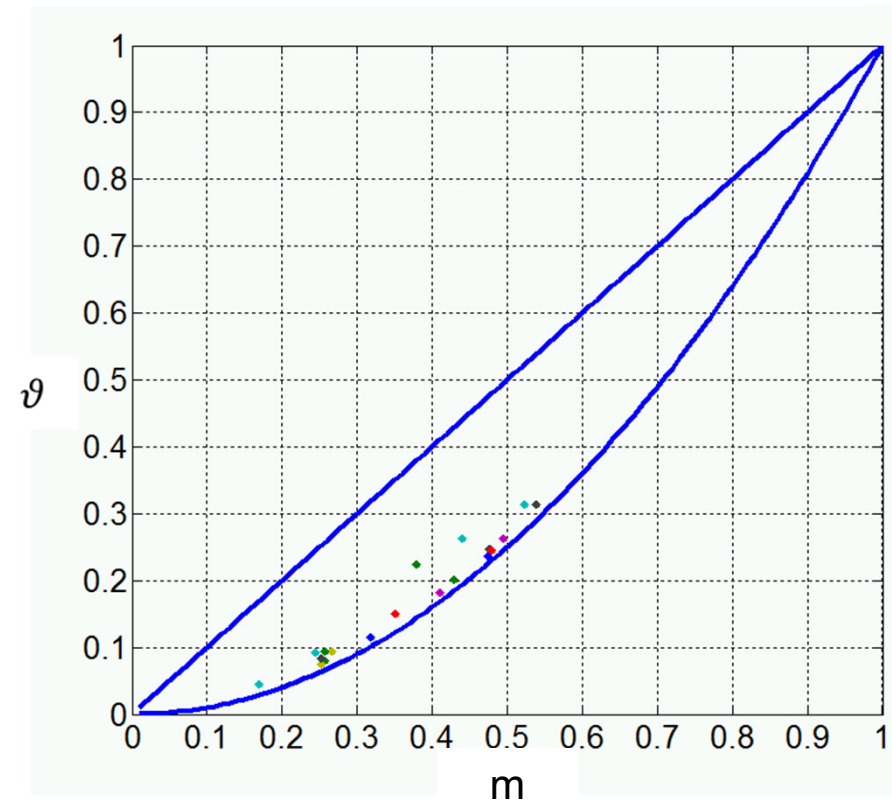
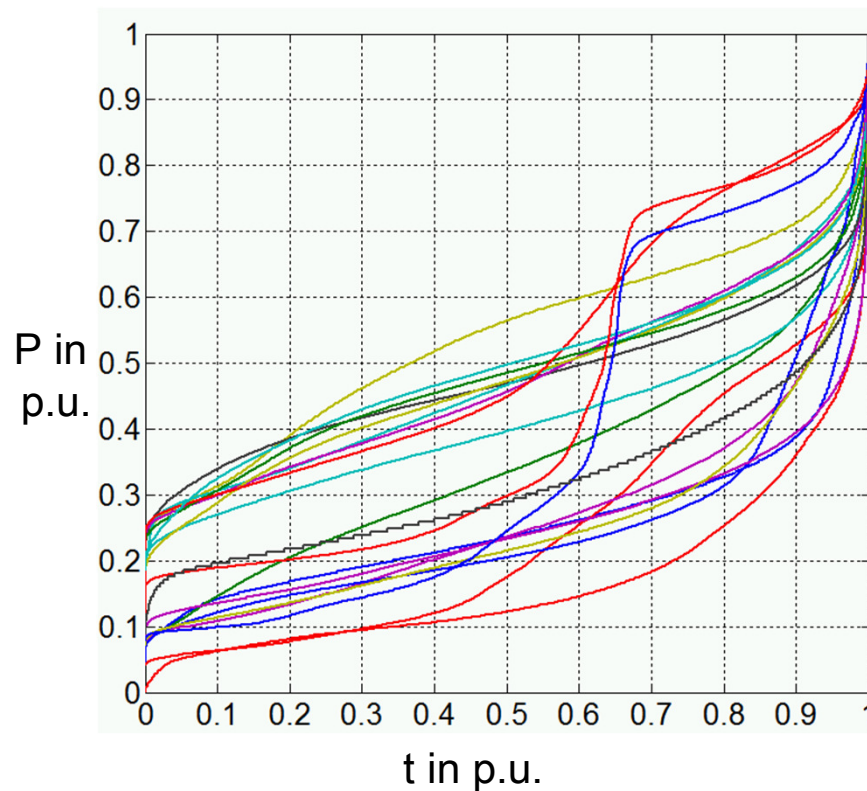
$$W_V = P_{Vmax} \cdot T \cdot \vartheta_W$$



Verlustbestimmungsmethoden – Arbeitsverlustfaktoren II

■ Auswertung von 20 realen Transformatorlastprofilen

- Belastungsgrad m 0,16 – 0,55
 - Arbeitsverlustfaktor ϑ 0,04 – 0,31
- } Große Schwankungsbreite

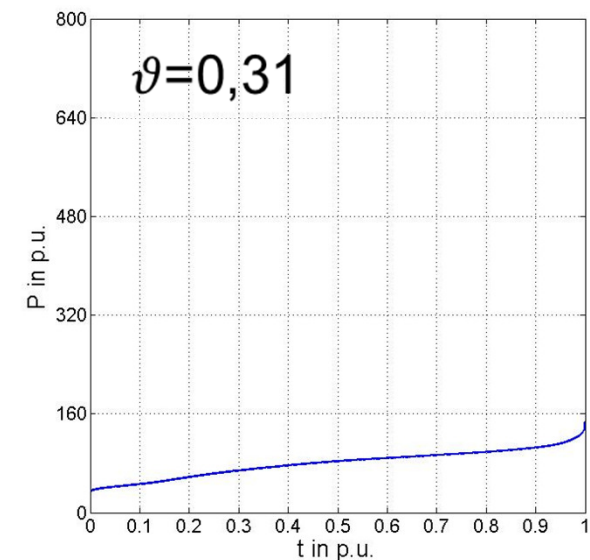
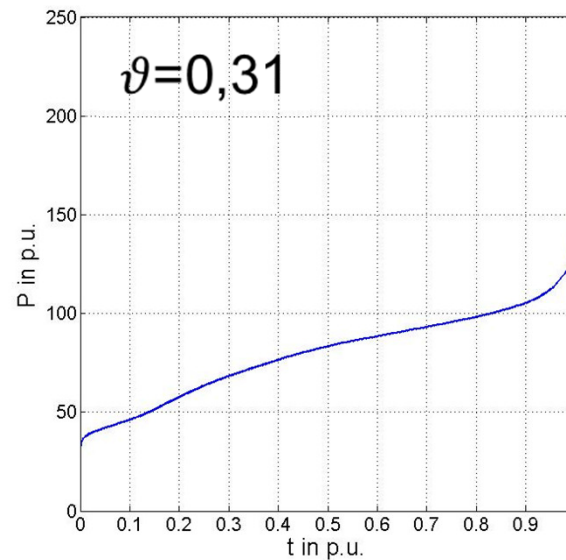
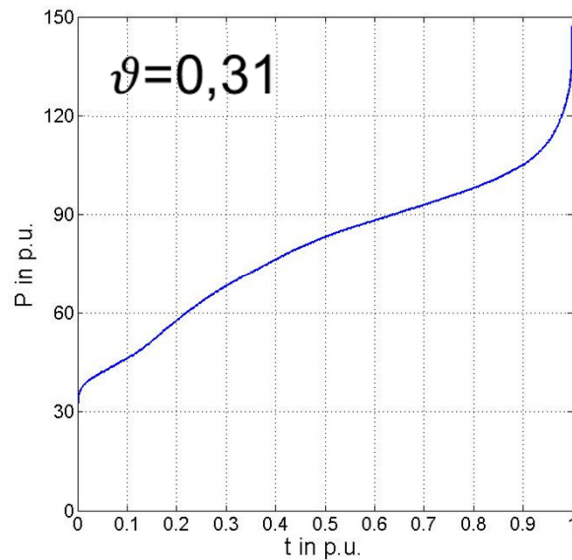


Arbeitsverlustfaktoren – Anwendung auf Netzebenen

Lastgang

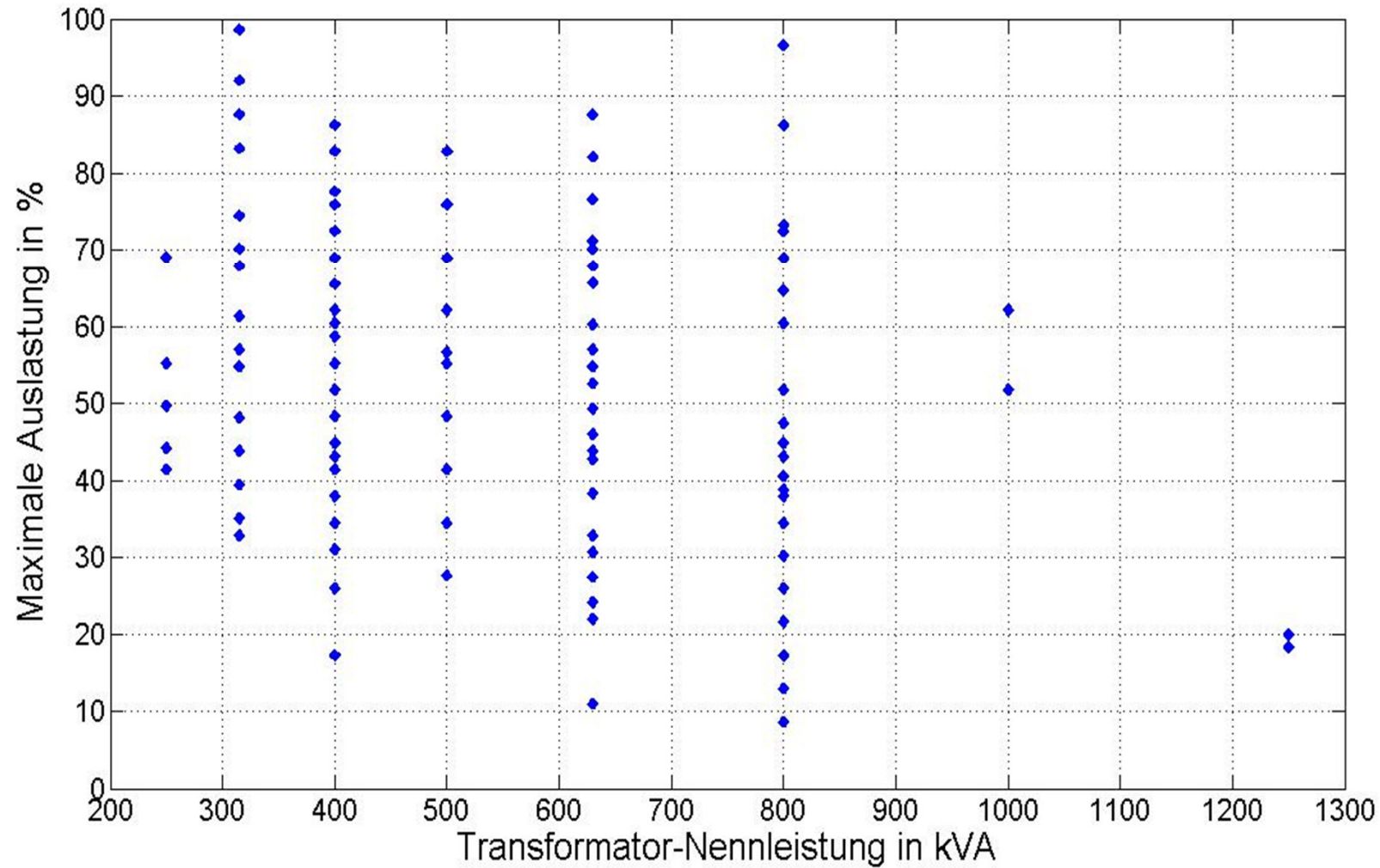
250 kVA

800 kVA



		Transformator 1	Transformator 2	Mittelung
Nennleistung	[kVA]	250	800	525,0
Maximale Auslastung	[%]	60	19	39,5
Kupferverluste bei Nennstrom	[W]	2625	8500	5562,5
Maximale Verluste im Betrachtungszeitraum	[W]	~ 945	~ 298	~ 867,9
Arbeitsverlustfaktor ϑ		0,31	0,31	0,31
Verlustenergiemenge:				
Kupferverluste nach Formel(5)	[kWh/a]	2566	807	2357
Eisenverluste	[kWh/a]	2628	8322	5475

Spektrum der Transformatorauslastung



Arbeitsverlustfaktor

■ Vorteile

- Einfache und schnelle Methode zur Verlustbestimmung
- Für einzelne bzw. gleich ausgelastete Betriebsmittel gut geeignet

■ Nachteile

- Starke Abweichungen bei der Anwendung auf ganze Netzgebiete
- Näherungen für dezentrale Einspeisung nicht geeignet

Verlustbestimmung – Bilanzielle Abgrenzung II

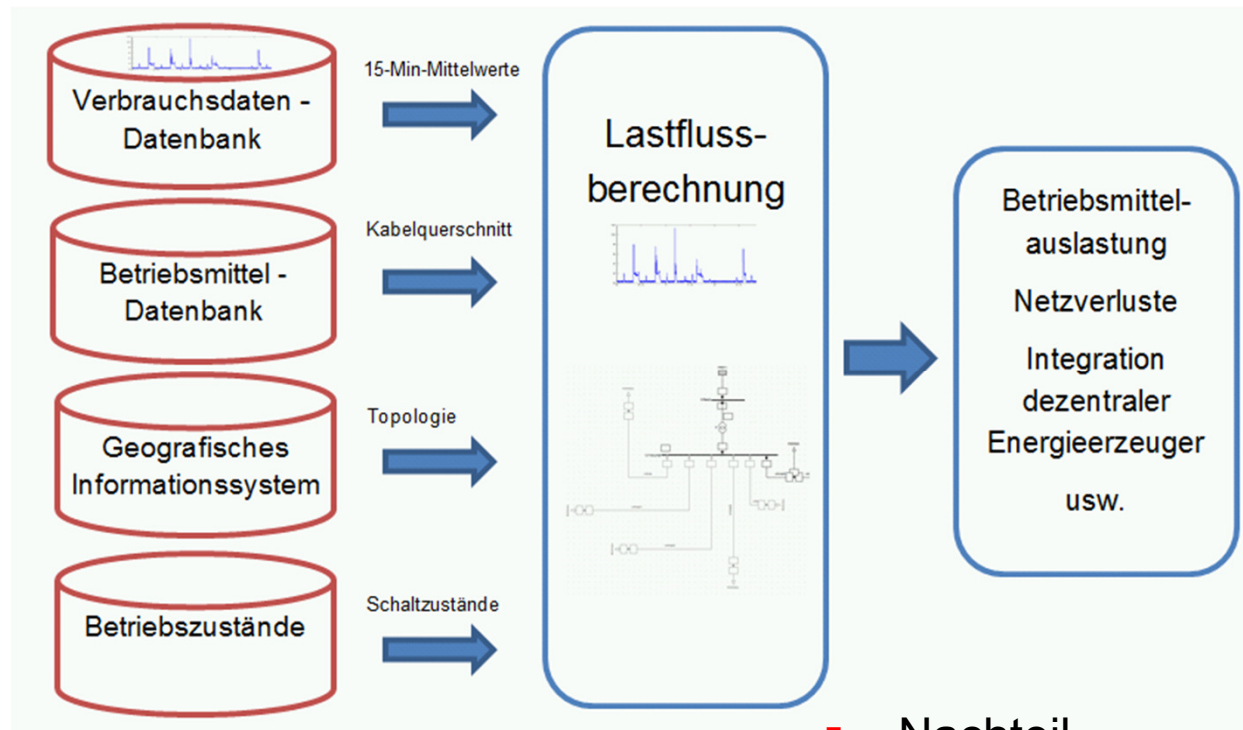
- Neue Datenbasis
 - Einspeise-Datenbank
 - Verbrauchs-Datenbank (Smart-Meter-Daten – 15-Minuten-Mittelwerte)

$$W_{V(T)} = \int_0^T P_{Einspeisung(t)} dt - \int_0^T P_{Abgabe(t)} dt$$

- Vorteile
 - Einfache und schnelle Methode zur Verlustbestimmung
 - Temperatur-, und wetterabhängige Faktoren berücksichtigt
 - Auswirkungen verbrauchernaher Erzeugung
- Nachteile
 - Keine Verlustabgrenzung auf Netzebenen möglich
 - Keine Verlustabgrenzung nichttechnischer Verluste
 - Keine Daten zur Betriebsmittelauslastung

Verlustbestimmung – Lastflussberechnung

- Anforderungen
 - Optimierung und Aktualisierung von Datenbanken
 - Herausforderungen an EDV



- Vorteile
 - Detaillierte Betriebsmittelauslastungen
 - Engpässe (oft auch Verlustquellen)
 - Erleichterte Integration dezentraler Erzeuger
- Nachteil
 - Hoher Integrationsaufwand

Verlustbestimmung - Bilanzielle Abgrenzung je Ortsnetzstation

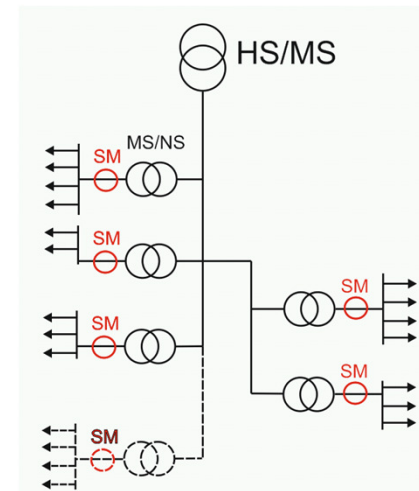
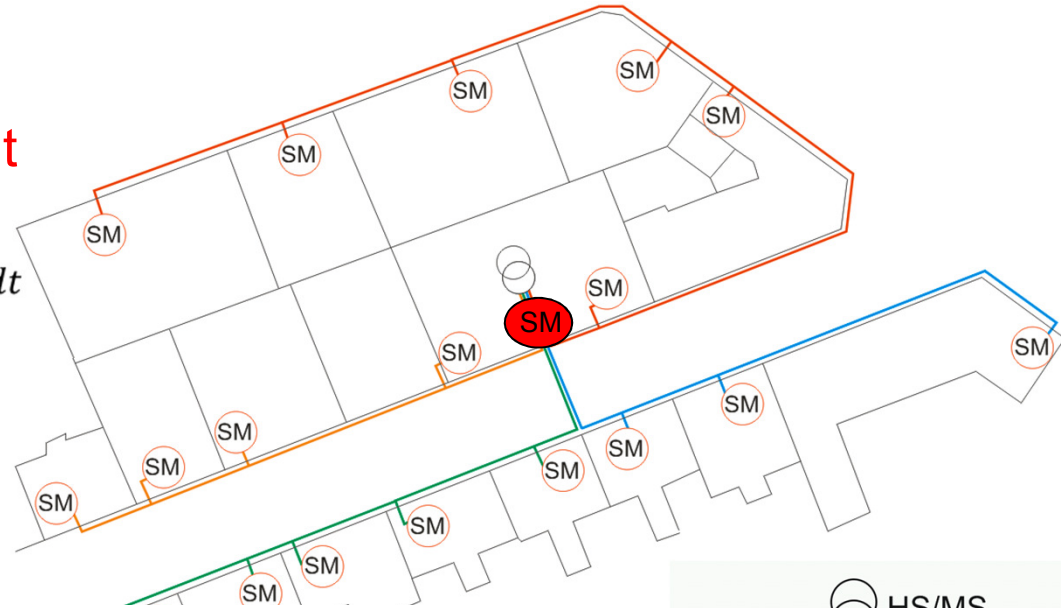
Je Ortsnetzstation:

- Eine zusätzliche Messeinheit

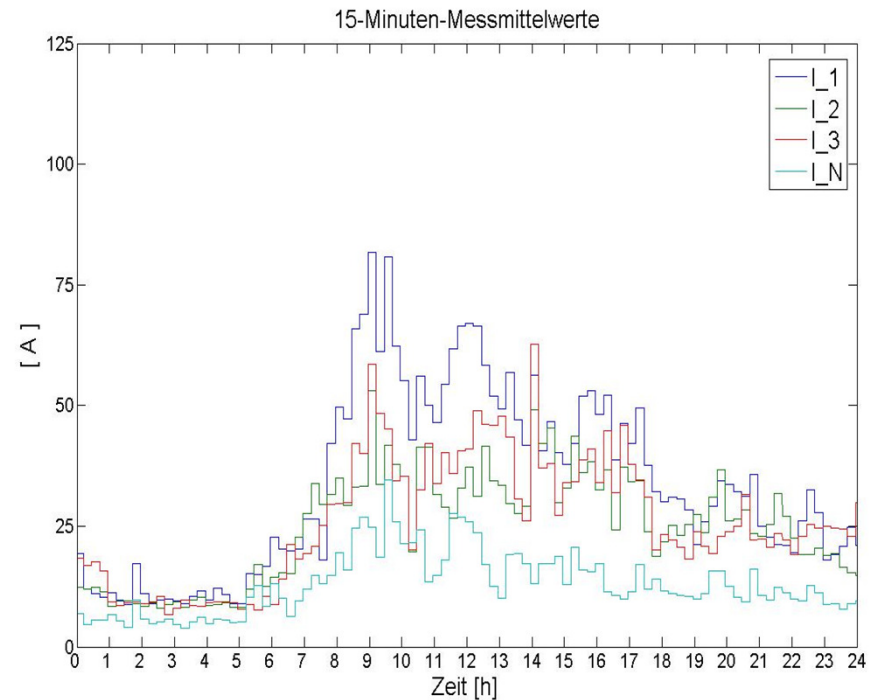
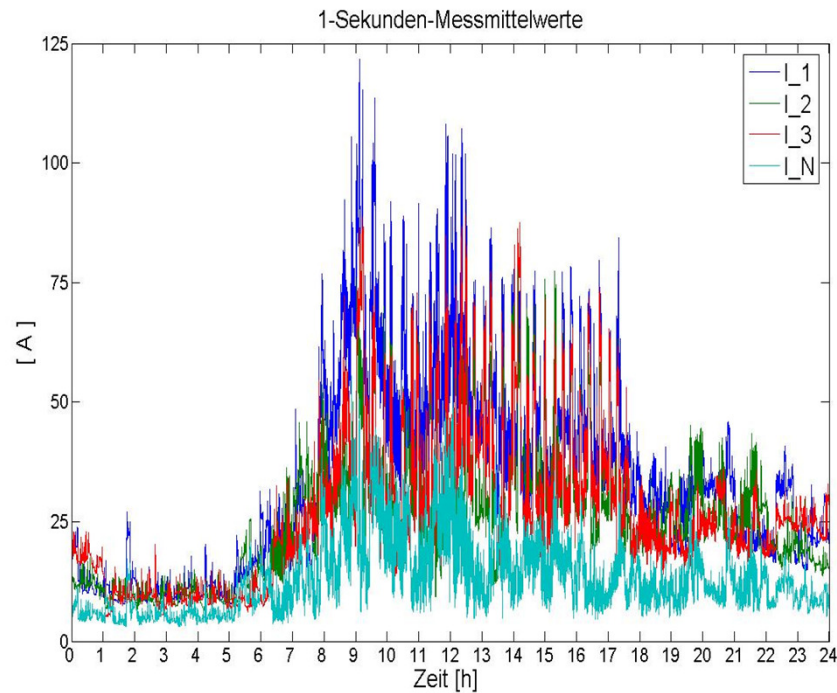
$$W_{V(T)} = \int_0^T P_{Einspeisung(t)} dt - \int_0^T P_{Abgabe(t)} dt$$

- Bei erhöhten Abweichungen
⇒ Detaillierte Betrachtung

- Einfache Einsatzoptimierung von Transformatoren
- Verlustabgrenzung einzelner Netzebenen möglich
- Weiterer Vorteil:
Direkte Abbildung der Mittelspannungsebene möglich



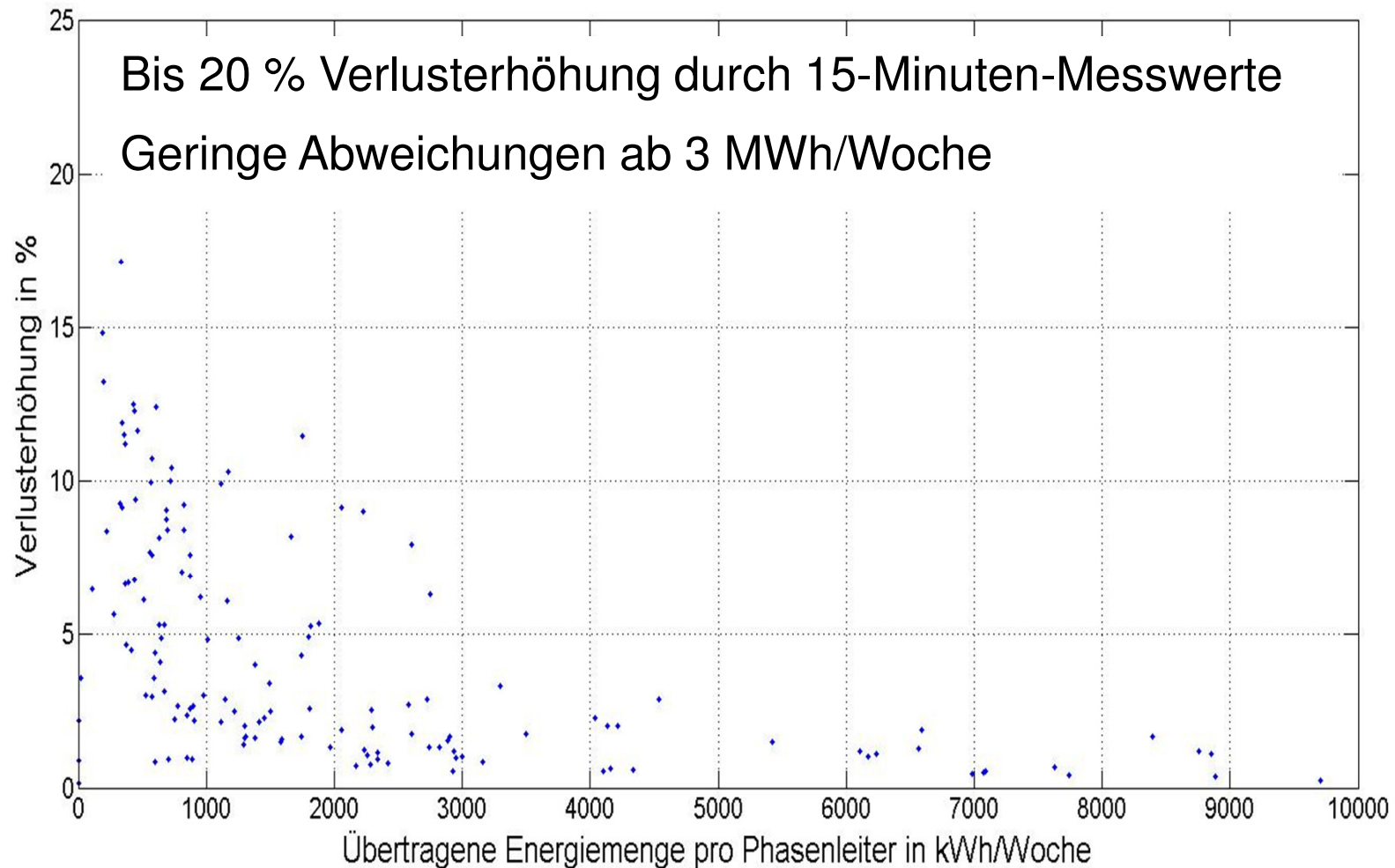
15-Minuten-Messwerte



- Abweichungen bei Verwendung von phasenaggregierten 15-Minuten-Messwerten
 - Mittelung kurzer verlustrelevanter Lastspitzen
 - Keine Informationen zur auftretenden Unsymmetrie

Abweichungen - Granularität

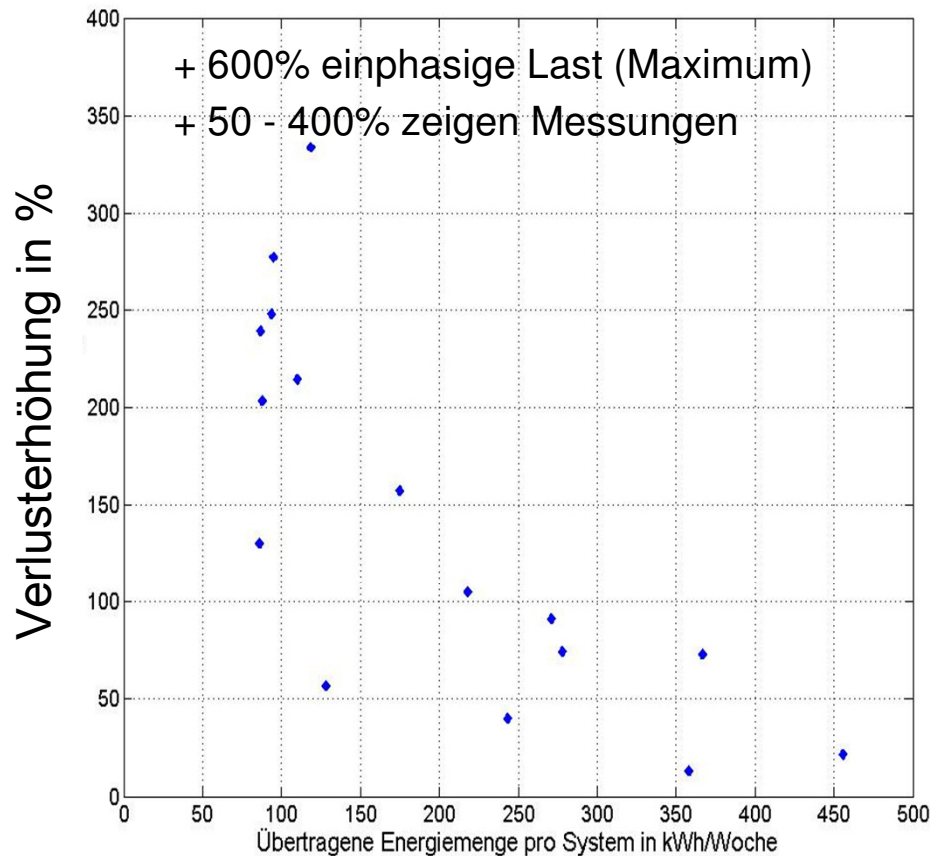
- Auswertung hochaufgelöster Messdaten (1-Sekunden-Messmittelwerte)



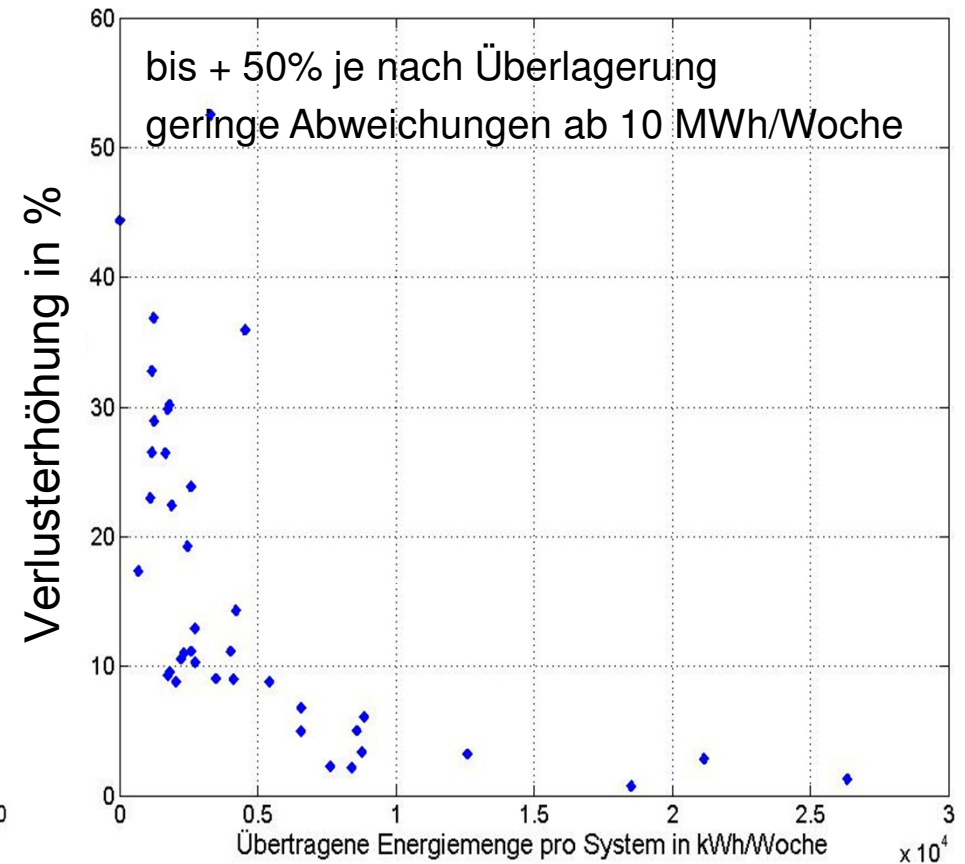
Abweichungen - Unsymmetrie

- Auswertung hochaufgelöster Messdaten (1-Sekunden-Messmittelwerte)

Gebäudeabgänge



Transformatorabgänge



Zusammenfassung - Verlustberechnungsmethoden

- Konventionelle Methoden
 - Bilanzielle Abgrenzung $\Rightarrow$ Zur Erstabschätzung geeignet
 - Arbeitsverlustfaktor $\Rightarrow$ Bei Anwendung auf Netzebenen sehr ungenau
- Zukünftige Möglichkeiten
 - Bilanzielle Abgrenzung auf Grundlage von SM-Daten
 - Keine Zuordnung zu Netzebenen möglich
 - Lastflussberechnung auf Grundlage von SM-Daten
 - Hoher Integrationsaufwand
 - Bilanzielle Abgrenzung je Ortsnetzstation
 - Zusätzliche Messeinrichtung notwendig
 - Detaillierte Abgrenzung möglich
- Abweichungen durch Verwendung der 15-Minuten-Messwerte
 - Granularität
 - Unsymmetrie

SMART LOSS REDUCTION

Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen

12. Symposium für Energieinnovation – Graz/Austria

DI Werner Brandauer

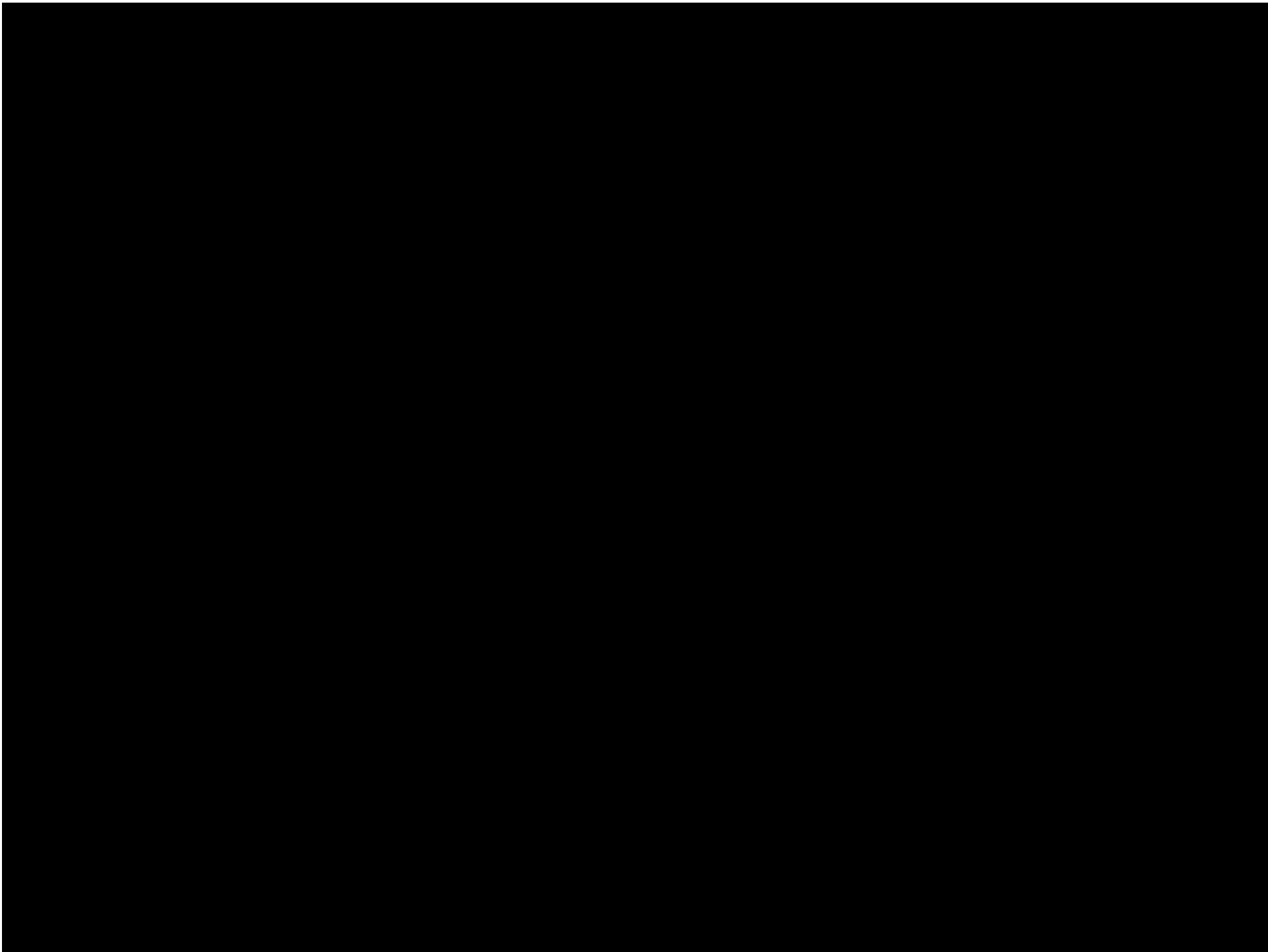
Dr. Ernst Schmutzer

Univ.-Prof. Dr. Lothar Fickert

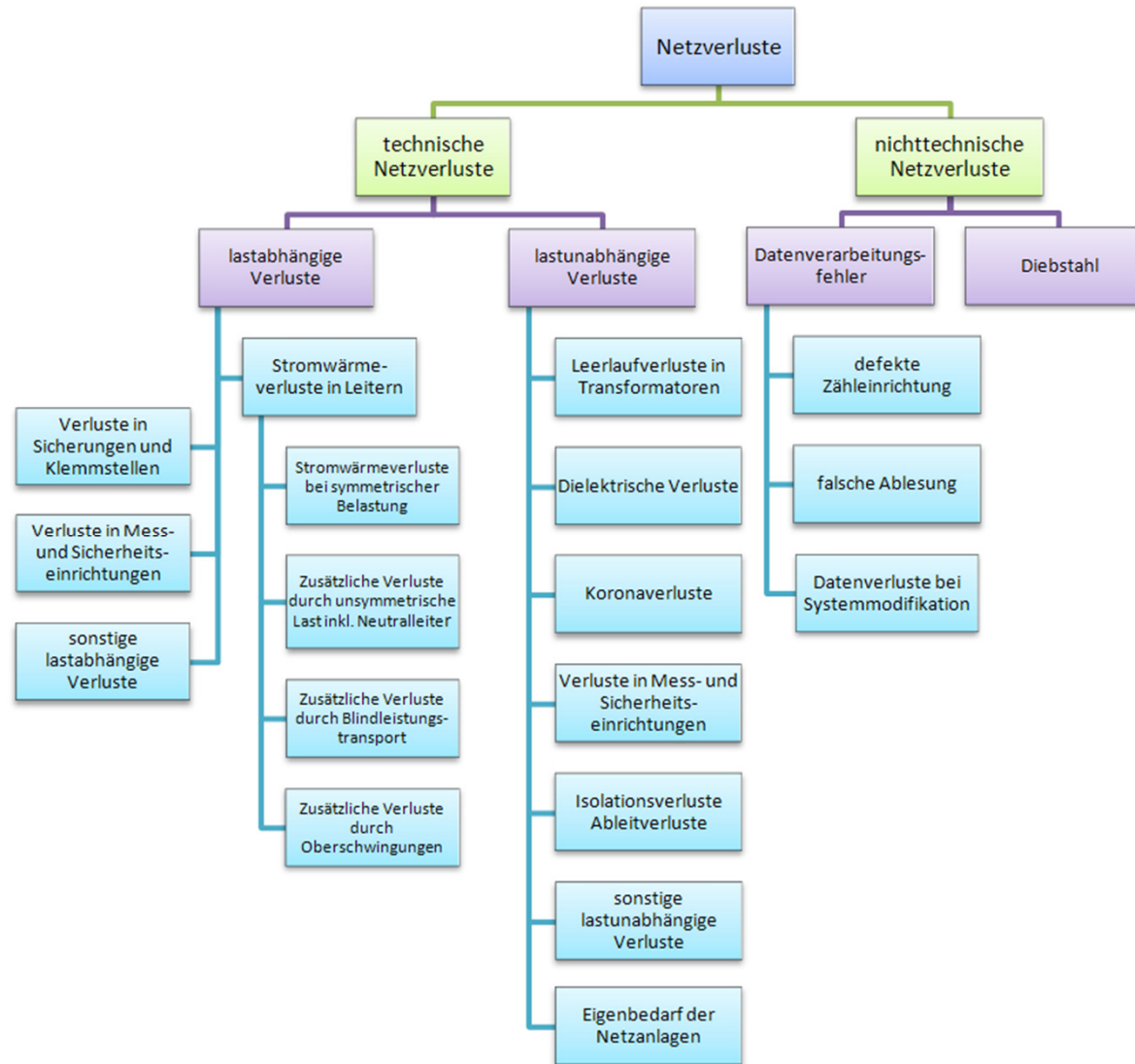
Technische Universität Graz

Institut für Elektrische Anlagen

werner.brandauer@tugraz.at

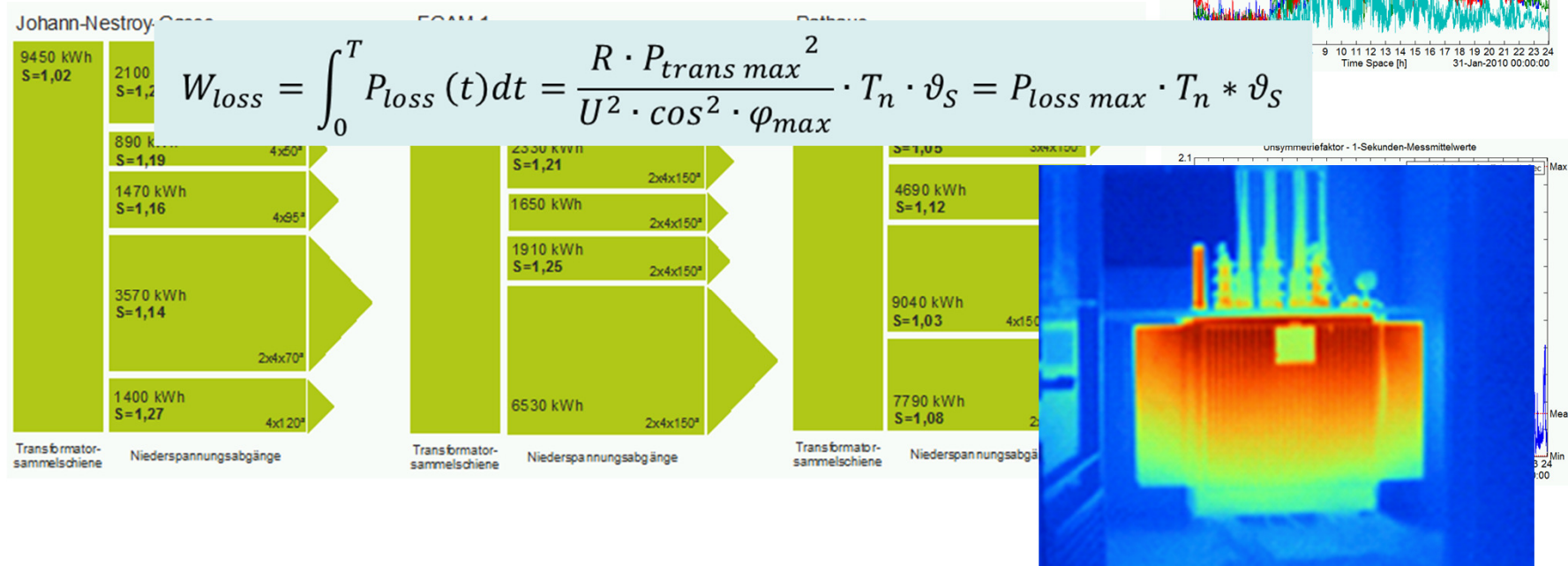
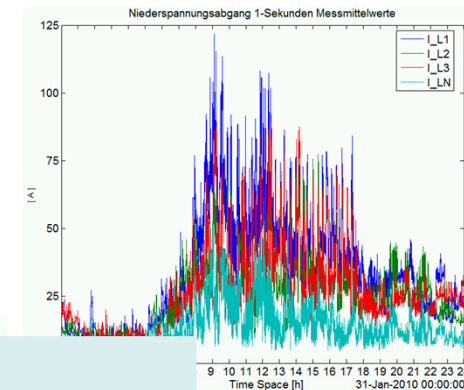


Einteilung von Netzverlusten

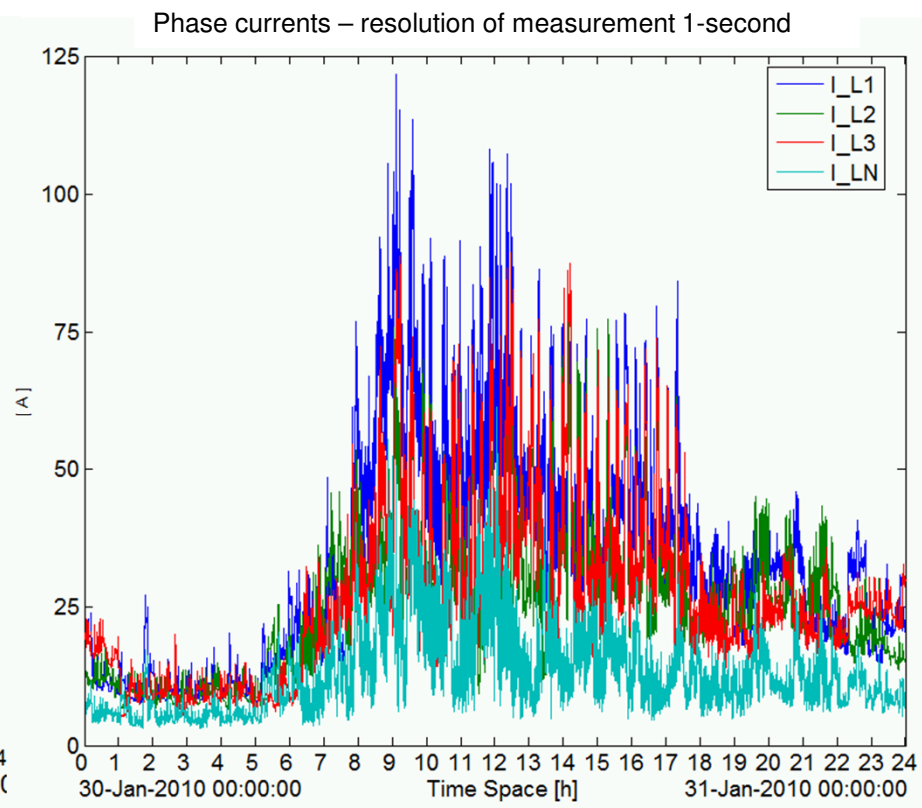
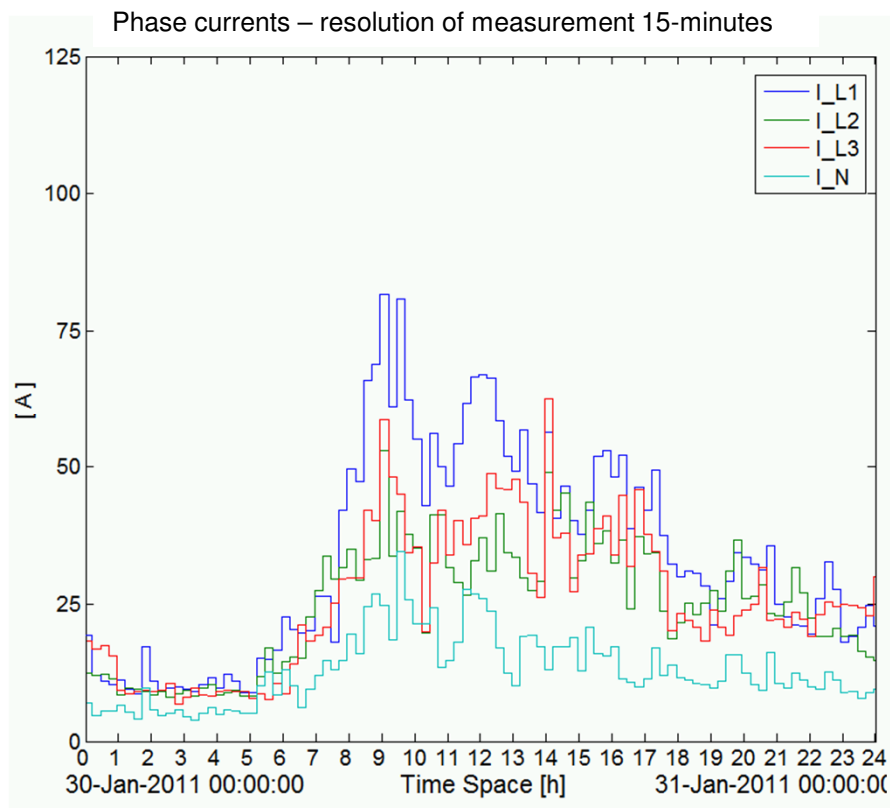


Arbeitsverlustfaktoren

- Messungen an Niederspannungsabgängen
 - Verteilung der Energie auf einzelne Abgänge
 - Verlusterhöhung durch Unsymmetrisches Lastaufkommen am Abgang

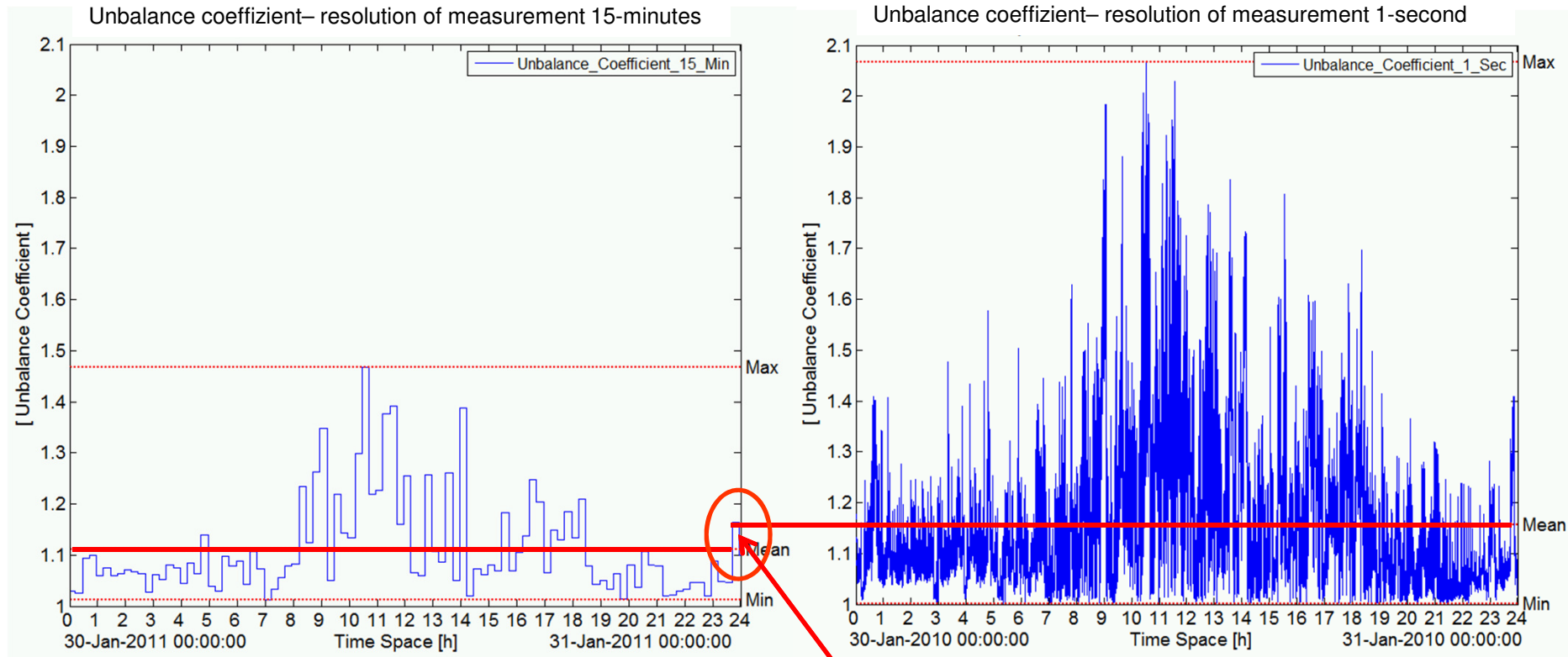


Unbalance – Low voltage Grid



Unbalance Coefficient – Low Voltage Grid

$$UC = P_{\text{loss-not symmetric}} / P_{\text{loss-symmetric}}$$

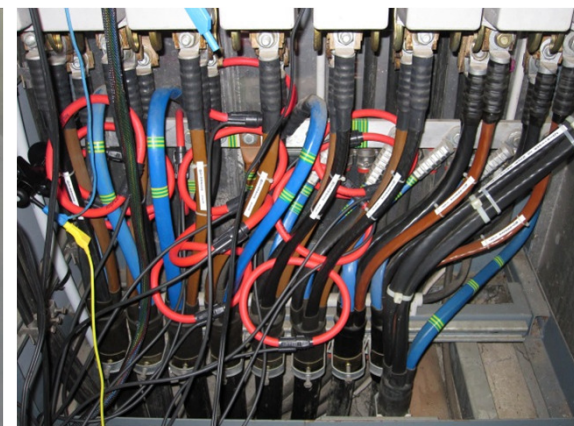
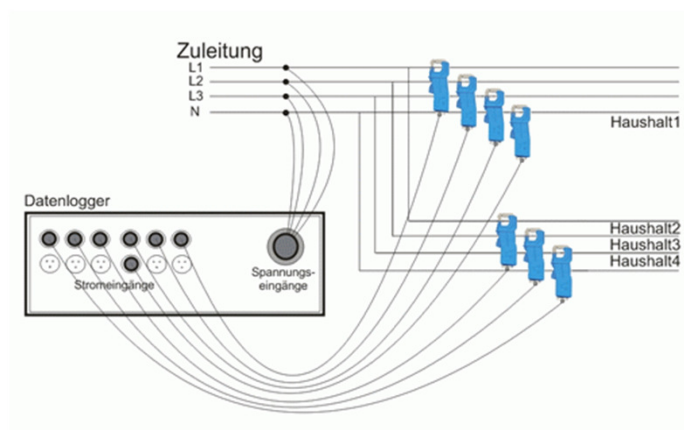


Difference in loss calculation using 1/4h data
measured at the ring main unit busbar

Measurements - Low Voltage Grid

Measurements on
low voltage lines to analyse

- Unbalance coefficient
- Load variation
- Granularity



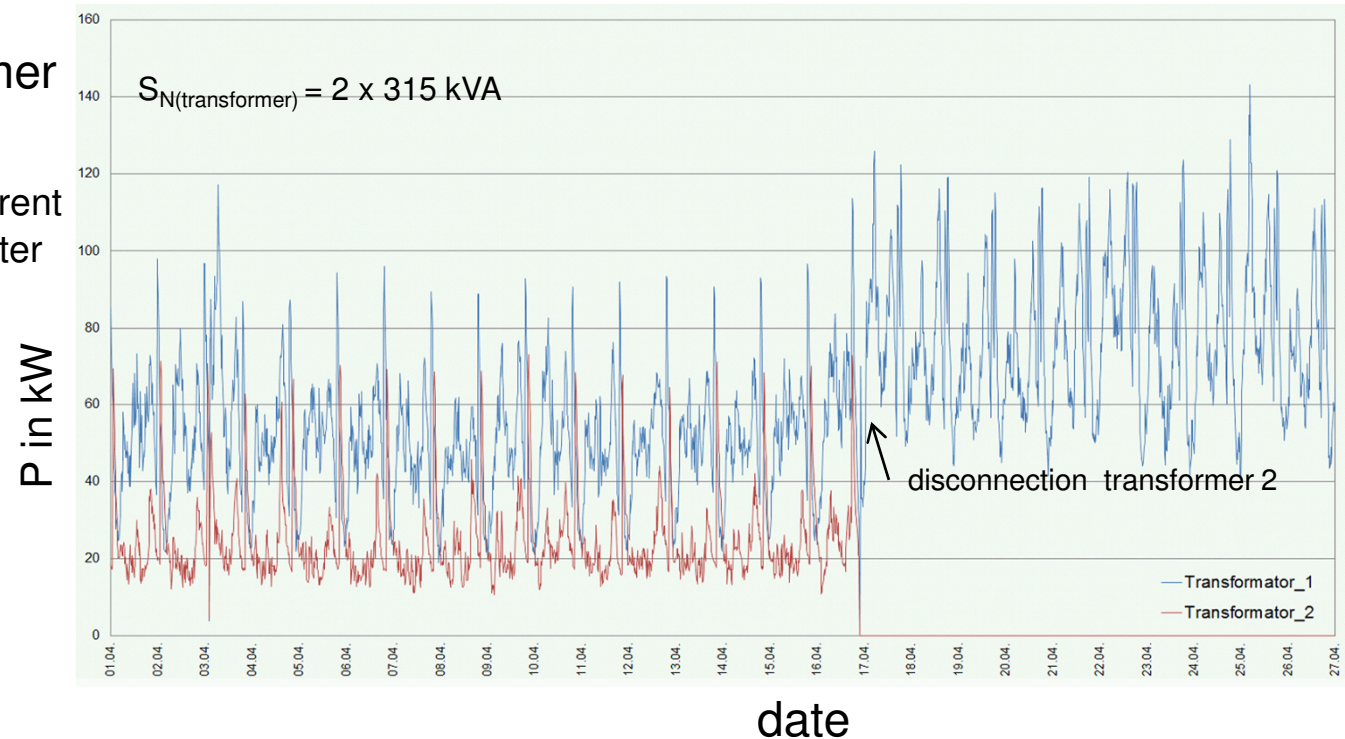
Optimisation by Load Monitoring I

Loss minimisation by transformer no load loss reduction

- Low voltage transformer load monitoring
by additional measuring current transformer and meter

To identify:

- Low transformer utilisation
- Load changes
- Load peaks



	W_{lossCU} [kWh/a]	W_{lossFE} [kWh/a]	$W_{\text{loss gesamt}}$ [kWh/a]
Transformer 1 blue	1317	6745	8062
Transformer 2 red	295	6745	7040
Summation	1612	13490	15102

losses reduced : 6460 kWh/a
(including additional losses)
+1 additional available Transformer

Optimisation by Load Monitoring II

Transformer

- 400 kVA

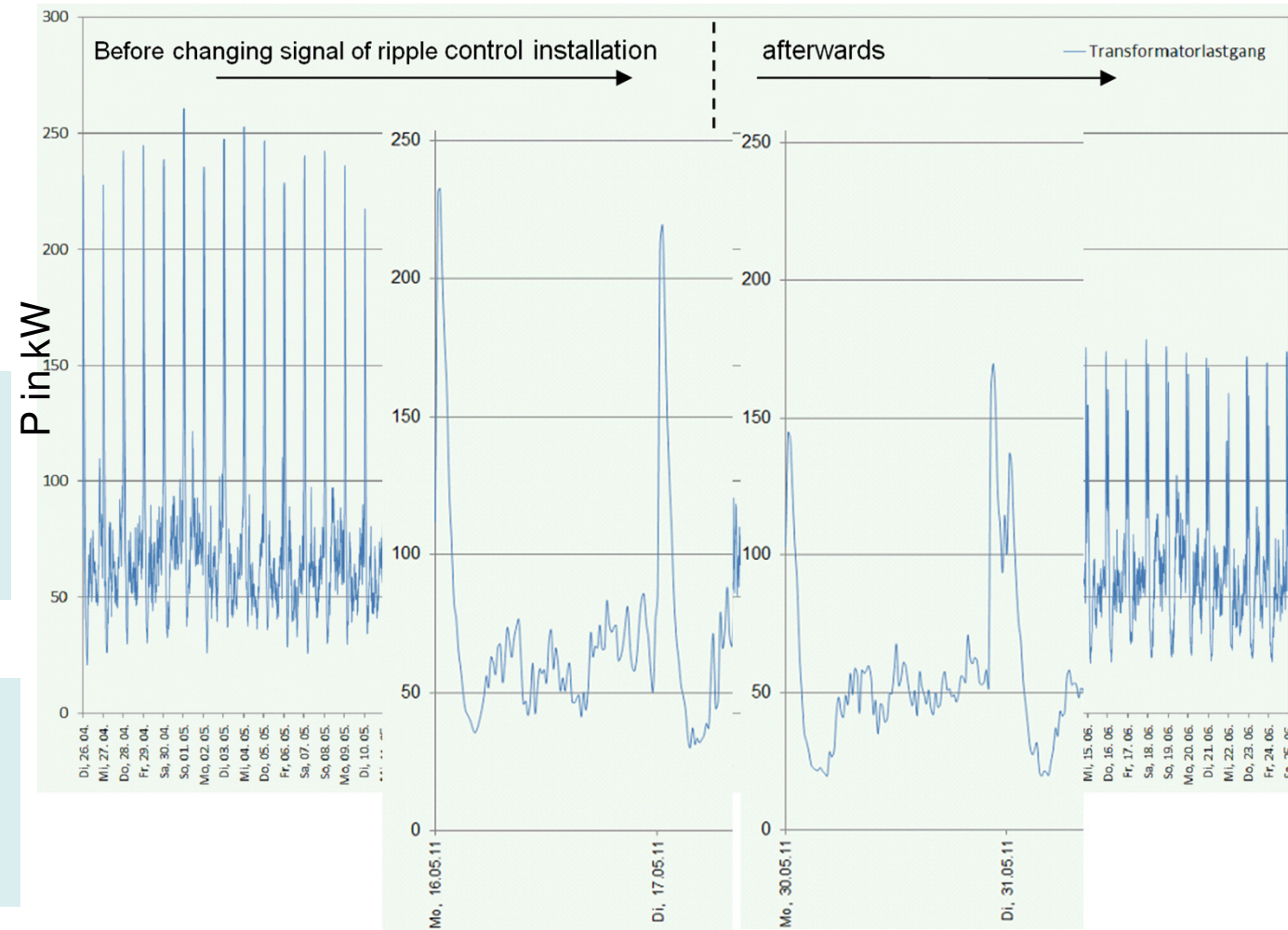
Load peak generated
by ripple control
installation

Losses reduced
(existing transformer):

528 kWh/a

Losses reduced
(adapted transformer
250 kVA):

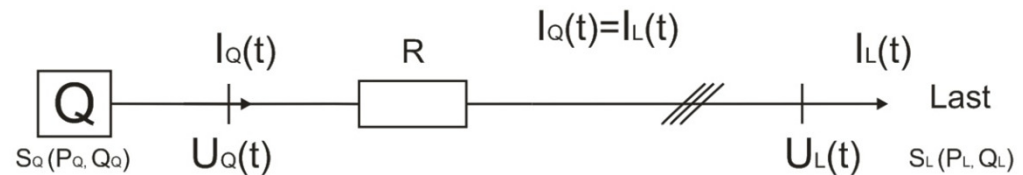
2175 kWh/a



Loss Estimation by Load Factors (ELF) I

Resistive line losses

$$W_{loss} = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I_{line}(t)^2 dt$$



$I_{line} \rightarrow$ typically not available in medium and low voltage grid

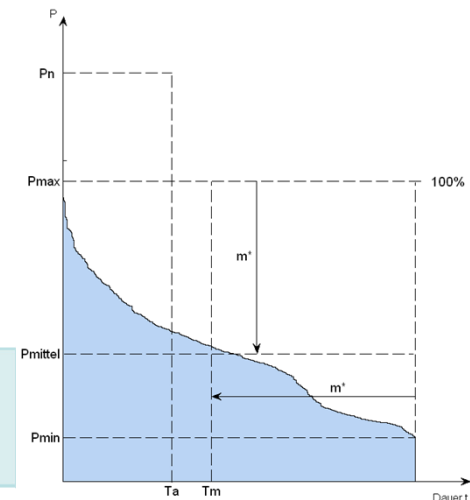
$$W_{loss} = \int_0^T P_{loss}(t) dt = \frac{R \cdot P_{trans max}^2}{U^2 \cdot \cos^2 \cdot \varphi_{max}} \cdot T_n \cdot \vartheta_S = P_{loss max} \cdot T_n \cdot \vartheta_S$$

So the energy loss factor ϑ_S is defined

$$\vartheta_S = \frac{W_{loss}}{W_{loss max}} = \frac{\int_0^{T_n} I^2(t) dt}{I_{max}^2 \cdot T_n}$$

$$m = \frac{\bar{P}}{P_{max}}$$

$$m_0 = \frac{P_{min}}{P_{max}}$$



for the calculation load factor m and ideally m_0 are known

Loss Estimation by Load Factors (ELF) II

ϑ_W specified by load duration curve

Approach by e.g. Soschinsky $\vartheta_W = m - \frac{(1-m) \cdot (m - m_0^2)}{1 + m - 2 \cdot m_0}$

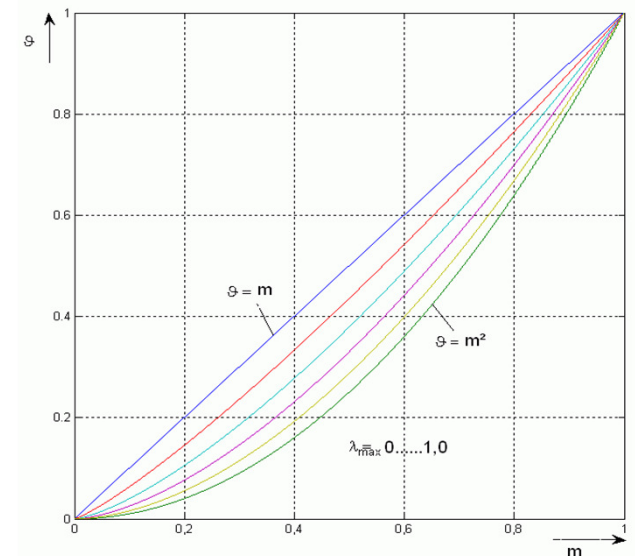
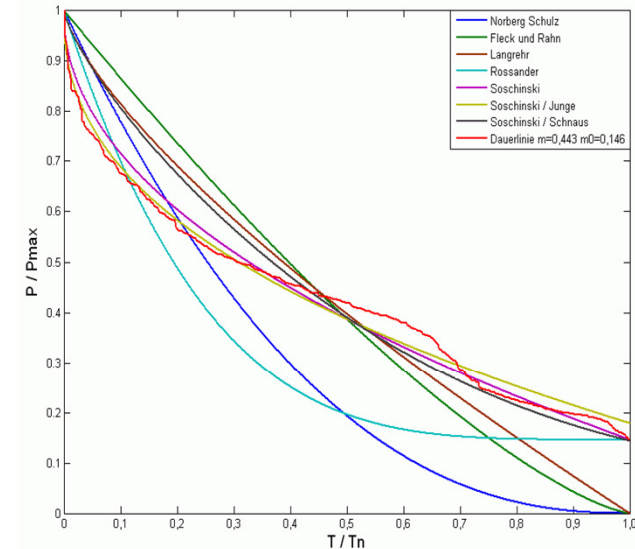
and Junge $m_0 = m^2$

ELF for loss calculation (active power) $\vartheta_W = \frac{m^2 \cdot (2 + m^2)}{1 + 2 \cdot m}$

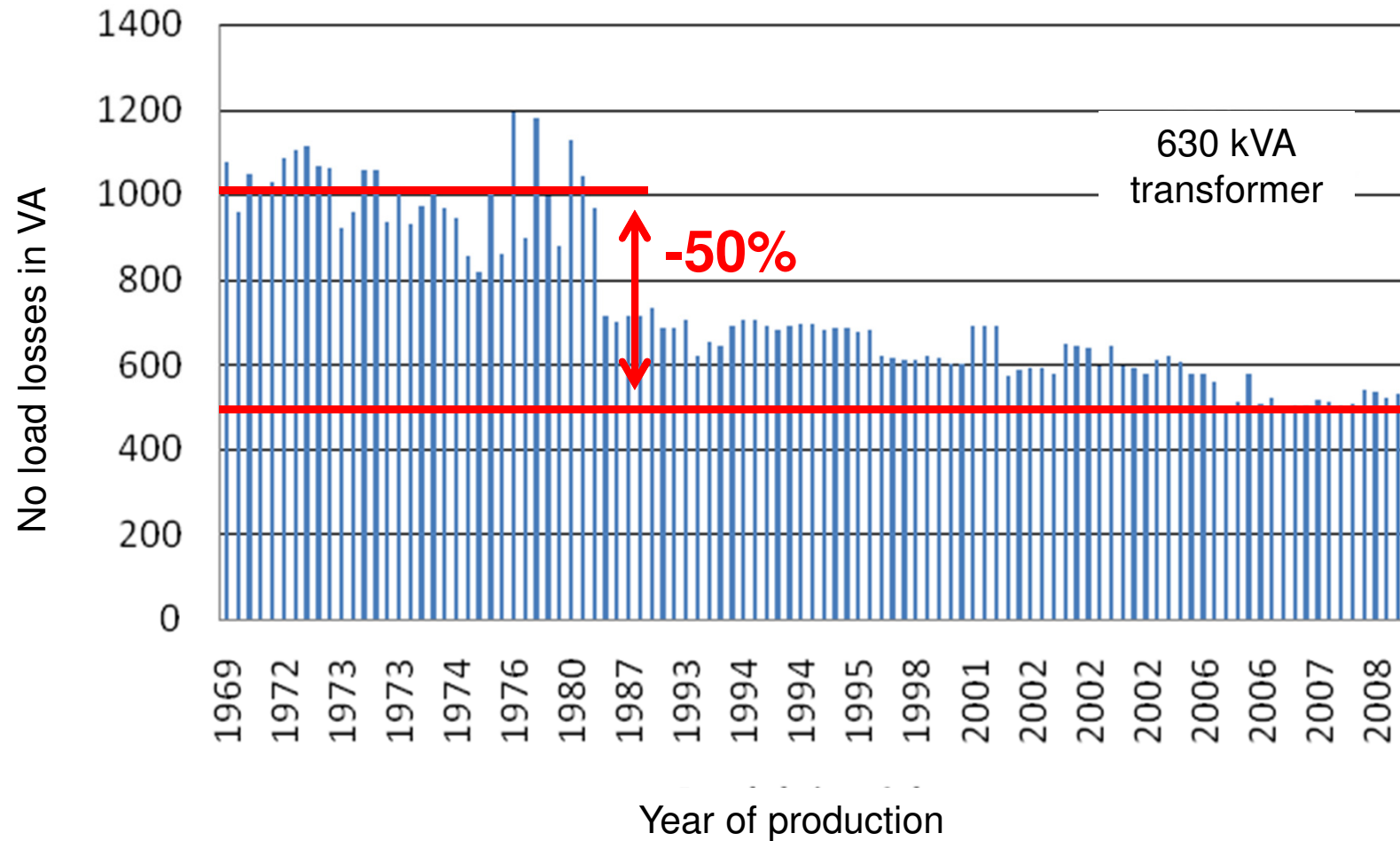
Approach by Holmgreen Runge to include the reactive power

$$\frac{Q^2(t)}{Q_{\max}^2} = \frac{P(t)}{P_{\max}}$$

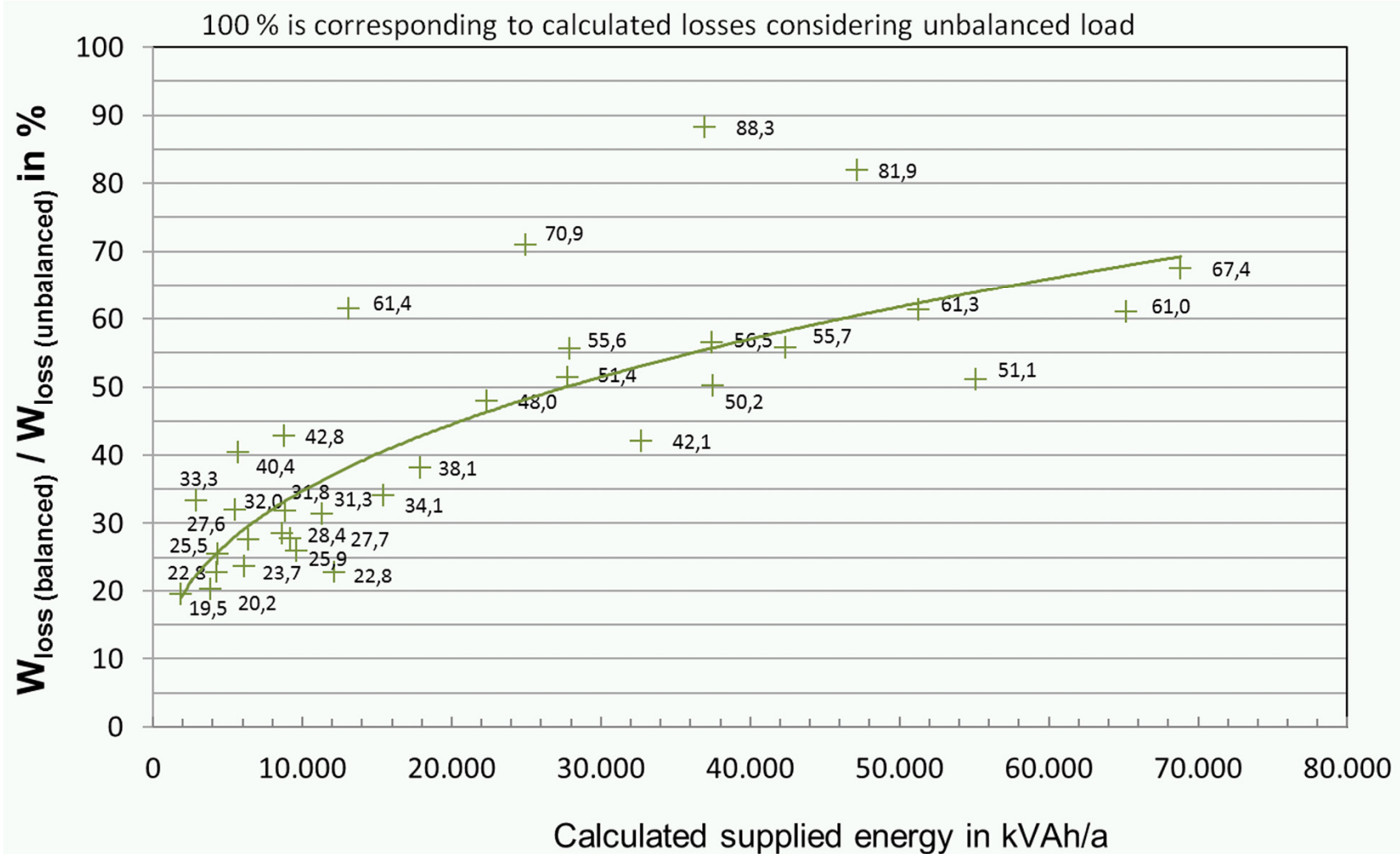
$$\vartheta_S = \vartheta_W \cdot \lambda_{\max}^2 + m \cdot (1 - \lambda_{\max}^2) \quad \lambda_{\max} = \frac{P_{\max}}{S_{\max}}$$



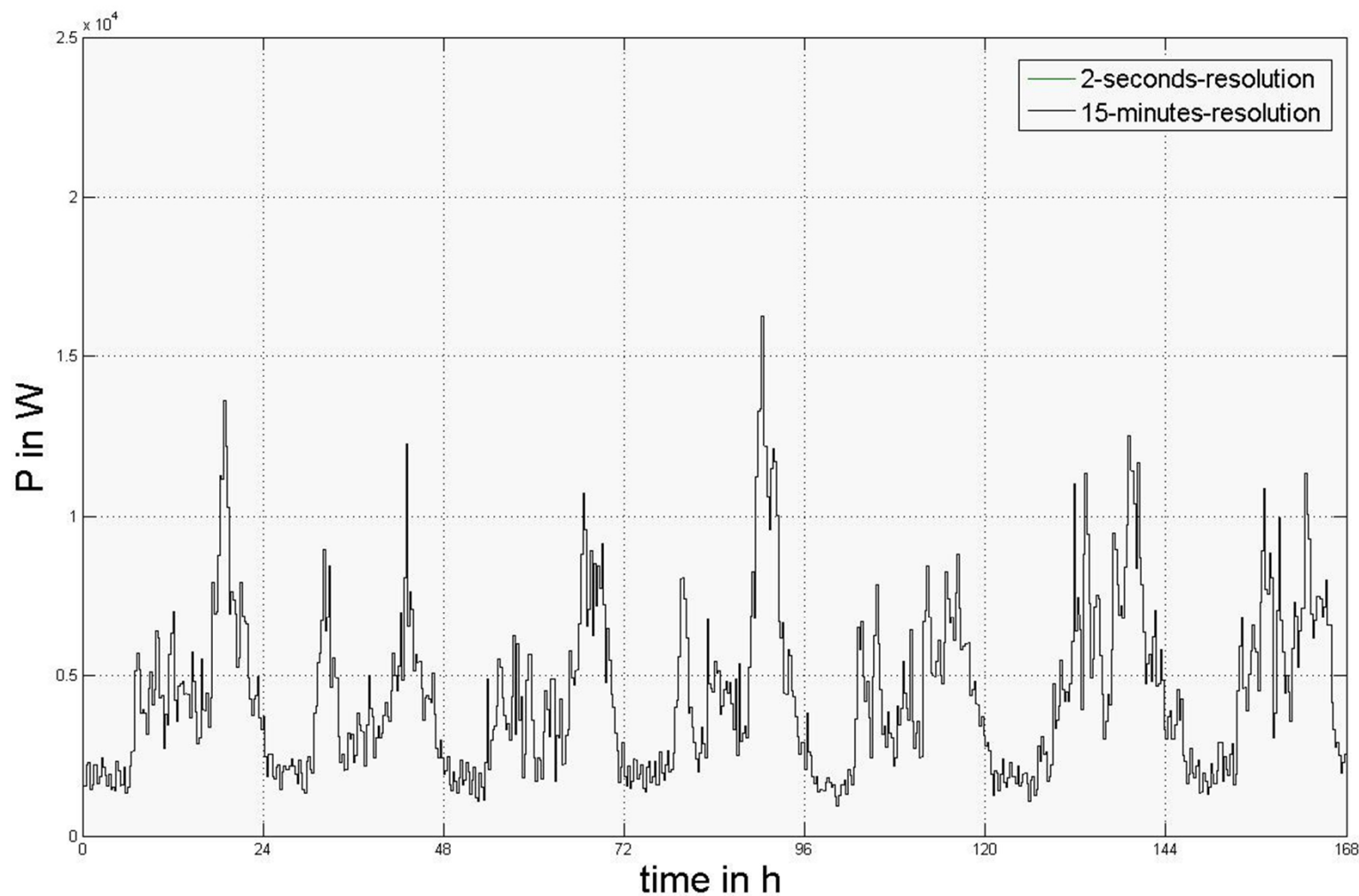
Trend - Transformer - no Load Losses



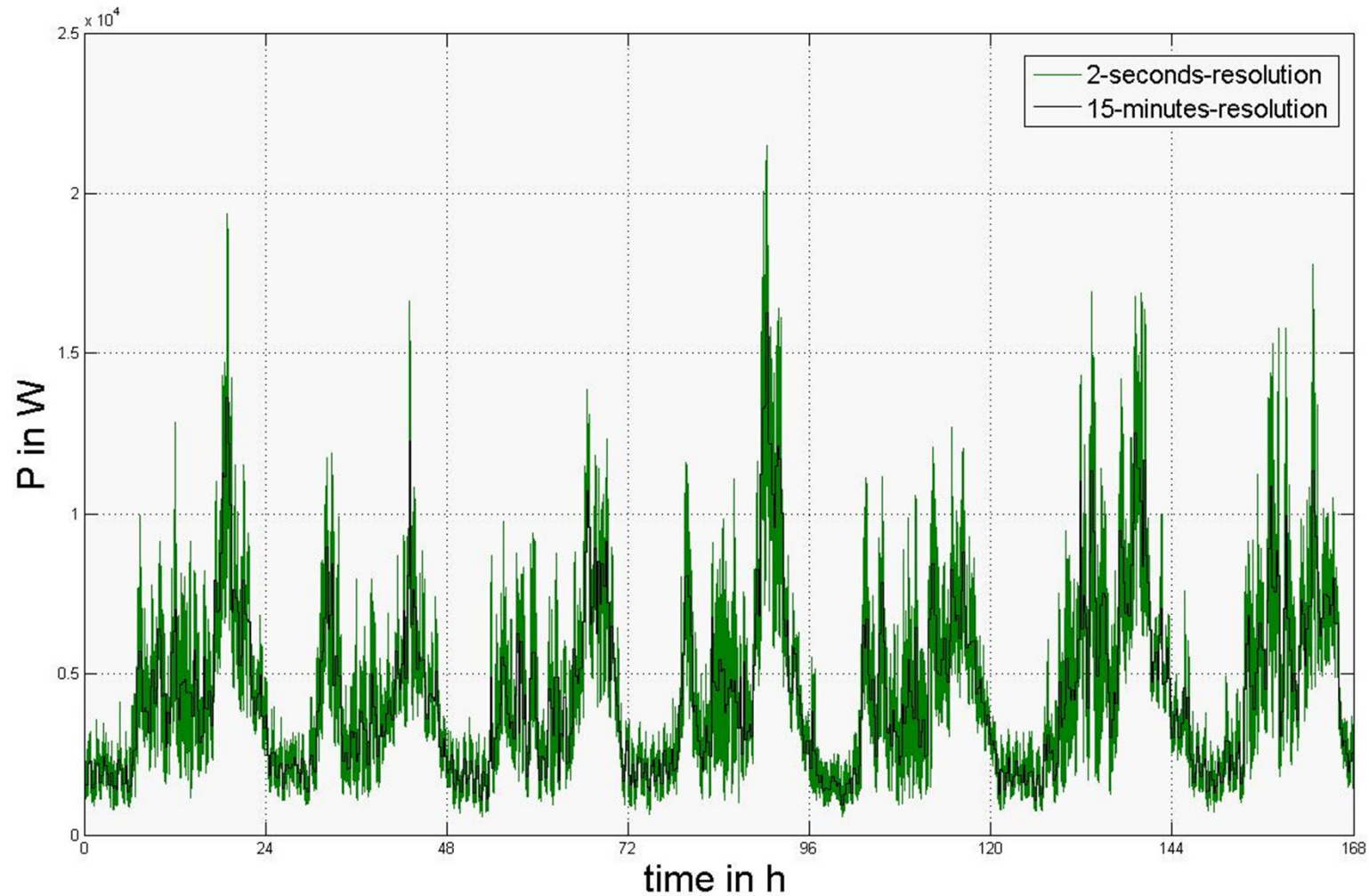
Divergency by Neglecting Unbalance



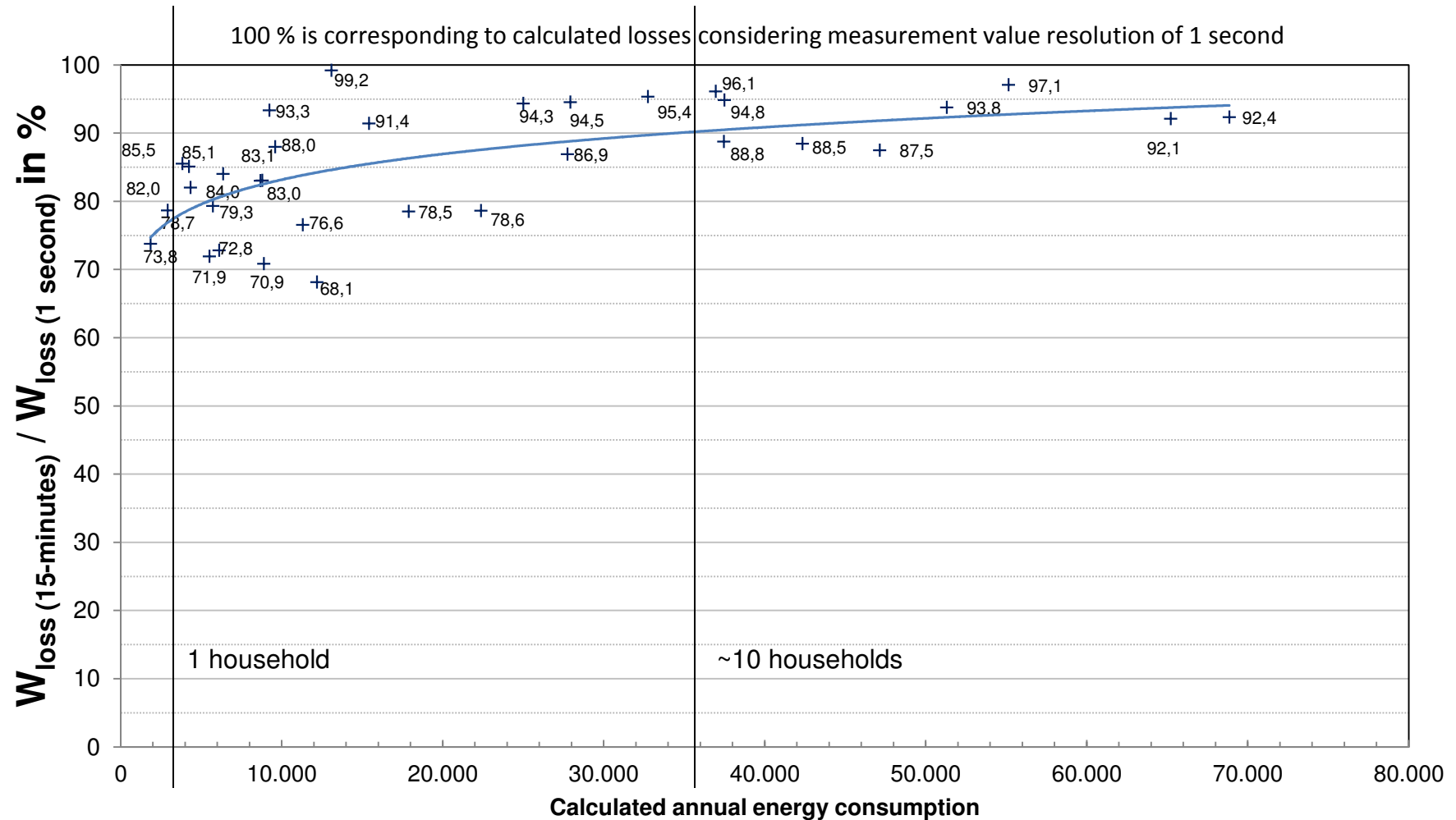
Granularity – resolution of measured values



Granularity – resolution of measured values



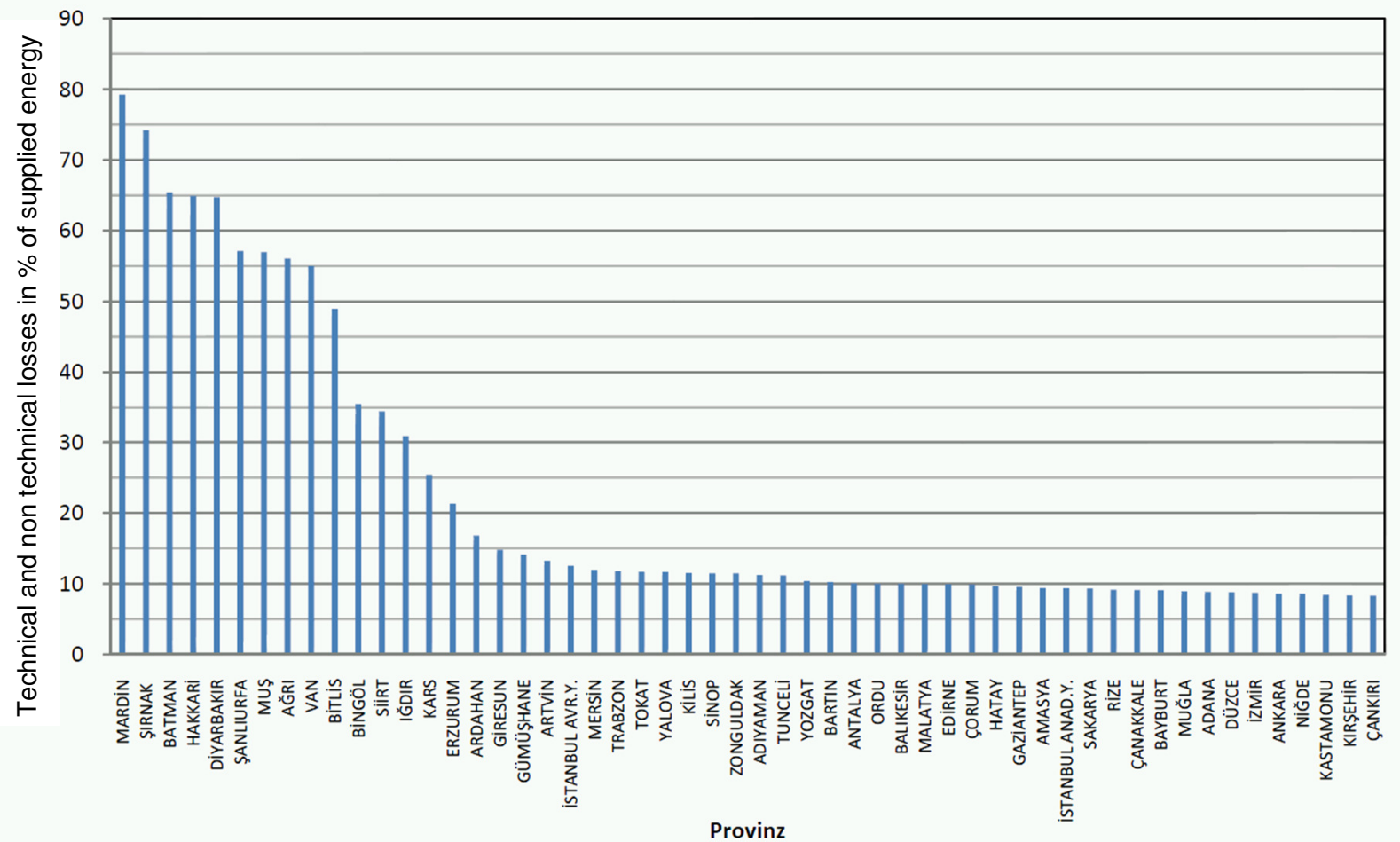
Granularity – Discrepancy in Loss Calculation





Example Theft

Selective turkish province



Source: www.tedas.gov.tr/29,Istatistiki_Bilgiler.html, 2007- Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri, Angaben zu Netzverlusten aus dem Jahre 2007, 25.05.2009