

Whitepaper

Dezentrale Netzstabilisierung durch lokale, statistisch adaptive Last- und Erzeugersteuerung

Das Steuer- und Schaltgerät „Laufenburg“

Inhalt

Executive Summary	2
1. Ausgangssituation	2
1.1 Veränderung der Netzstruktur	2
2. Systemkonzept „Laufenburg“	2
2.1 Grundprinzip	2
3. Mess- und Regelalgorithmus	3
3.1 Spannungsbewertung	3
3.2 Frequenzbewertung	3
4. Gerätegruppen und Steuerlogik	3
4.1 Gruppe Stromerzeuger	3
4.2 Gruppe Stromverbraucher	4
5. Technische Besonderheiten	5
5.1 Nulldurchgangsschaltung	5
5.2 Autarke Architektur	5
6. Abgrenzung zu Smart-Grid-Systemen	5
7. Netztechnischer Nutzen	5
8. Wirtschaftliche Bewertung	5
9. Anwendungsfelder	6
10. Zukunftspotenzial	6
11. Fazit	6

Executive Summary

Die Energiewende führt zu einer zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung und zu stark schwankenden Einspeiseleistungen aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Gleichzeitig sinkt die Zahl konventioneller Grundlastkraftwerke. Dies führt zu steigenden Anforderungen an die Netzstabilisierung – insbesondere auf der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene.

Das Steuer- und Schaltgerät „Laufenburg“ verfolgt einen radikal dezentralen Ansatz: Es misst lokal die Netzspannung und Netzfrequenz, wertet diese statistisch aus und steuert Verbraucher und Erzeuger direkt – ohne Internet, Cloud oder externe Datenübertragung.

Durch die intelligente Nutzung vorhandener thermischer, elektrischer und mechanischer Speicherkapazitäten (z. B. Boiler, Gefriertruhen, Elektrospeicherheizungen, Batterien, KWK-Anlagen) wird das Stromnetz stabilisiert, ohne zusätzliche Großspeicher oder komplexe Smart-Grid-Infrastruktur.

Das System arbeitet adaptiv, manipulationssicher und fein aufgelöst – mit minimalem Investitionsaufwand und hoher Skalierbarkeit.

1. Ausgangssituation

1.1 Veränderung der Netzstruktur

Moderne Stromnetze sind geprägt durch:

- Hohe PV-Einspeisung tagsüber
- Windabhängige Einspeisung
- Sinkende Grundlastleistung
- Zunehmende Gleichzeitigkeitseffekte
- Lokale Überlastungen von Ortsnetztransformatoren
- Spannungsanhebungen in ländlichen Gebieten

Konventionelle Lösungsansätze umfassen:

- Smart-Meter-gesteuerte Abschaltungen
- Datenübertragung zum Netzbetreiber
- Regelbare Ortsnetztransformatoren
- Netzausbau
- Großspeicherlösungen

Diese Ansätze sind kostenintensiv, komplex und teilweise manipulationsanfällig.

2. Systemkonzept „Laufenburg“

2.1 Grundprinzip

Das Gerät misst an der Netzanschlussstelle:

- Netzspannung (3 Phasen)
- Netzfrequenz
- Zeit und Datum
- Optional Temperaturwerte

Aus diesen Messwerten werden:

- 5-Minuten-Mittelwerte (U_{5Min})
- 24-Stunden-Mittelwert (U_{24h})
- Standardabweichung (σ)
- Wochentagsspezifische Referenzwerte

gebildet.

Die aktuelle Netzsituation wird mit der statistischen 7-Tage-Referenz verglichen. Darauf basierend werden Schaltentscheidungen getroffen.

Wesentliche Merkmale:

- Keine externe Kommunikation
- Keine Cloud-Anbindung
- Keine Funksteuerung
- Lokale autonome Regelung

3. Mess- und Regelalgorithmus

3.1 Spannungsbewertung

Das System berechnet aus 288 Tageswerten (5-Minuten-Intervalle):

- Mittelwert U_{24h}
- Standardabweichung σ

Schaltschwellen ergeben sich aus:

- $U_{24h} - 0,5\sigma$
- $U_{24h} - 1\sigma$
- $U_{24h} - 2\sigma$
- $U_{24h} + 0,5\sigma$
- $U_{24h} + 1\sigma$

Damit entsteht eine Gauß-basierte adaptive Regelung.

Besonderheit:

Es wird nicht mit 230 V als statischem Sollwert gearbeitet, sondern mit dem lokal gemessenen Mittelwert. Dadurch werden Gleichzeitigkeitseffekte vermieden.

3.2 Frequenzbewertung

Die Netzfrequenz wird über ein 41-Sekunden-Messfenster bestimmt:

- Sollwert: 50,000 Hz
- Referenztakt: temperaturstabiler Quarz oder Funkuhr

Abweichungen zeigen:

- Unterfrequenz → Leistungsdefizit
- Überfrequenz → Leistungsüberschuss

Die Frequenzbewertung hat sekundäre Priorität, da lokale Leistungen die Systemfrequenz nur gering beeinflussen.

4. Gerätegruppen und Steuerlogik

Das System unterscheidet zwei Hauptgruppen:

4.1 Gruppe Stromerzeuger

Beispiele:

- Biogasanlagen (BG)
- Notstromaggregate (NS)
- KWK-Anlagen
- USV-Systeme
- Pumpspeicher (PS)
- Brennstoffzellen

Beispielhafte Schaltlogik:

Biogasanlage:

- Einschaltung bei $U_{5Min} < U_{24h} - 0,5\sigma$
- Mindestlaufzeit 1 Stunde

Notstromaggregat:

- Einschaltung bei $U_{5Min} < U_{24h} - 2\sigma$
- Nur wenn 7 Tage nicht gelaufen

Großspeicher (PS):

- Frequenzgeführt
- Laufzeit abhängig vom Ladezustand

Synchronisierung:

- Spannungsdifferenz
- Frequenzdifferenz
- Phasenlage
- Stromüberwachung

Schaltung erfolgt im Spannungsulldurchgang, bei induktiven Lasten im Stromnulldurchgang.

4.2 Gruppe Stromverbraucher

Beispiele:

- Boiler (B)
- Elektrospeicherheizungen (EH)
- Gefriergeräte (GT)
- Haushaltsgeräte (HG)
- Wärmepumpen (WP)
- Wasserstofferzeugung (BW)
- Ladegeräte (LG)

Beispiel:

Boiler:

- Abschaltung bei $U_{5Min} < U_{24h} - 0,5\sigma$
- Wiedereinschaltung nach max. 2h oder bei $U > U_{24h}$

Gefriergeräte:

- Abschaltung bei $U_{5Min} < U_{24h} - \sigma$
- Wiedereinschaltung nach max. 8h

Speicherheizungen:

- Einschaltung bei $U_{5Min} > U_{24h}$
- Asynchrone Verteilung über den Tag

Ergebnis:

Thermische Speichermassen wirken als dezentrale Energiespeicher.

5. Technische Besonderheiten

5.1 Nulldurchgangsschaltung

Alle Schaltvorgänge erfolgen:

- im Spannungsnulldurchgang
- bei induktiven Lasten im Stromnulldurchgang

Vorteile:

- Minimierte Einschaltströme
- Reduzierte EMV-Belastung
- Vermeidung zusätzlicher Spannungseinbrüche

5.2 Autarke Architektur

- Keine Internetverbindung
- Keine Funktechnik
- Keine zentrale Steuerung
- Parametrierung nur drahtgebunden und verplombt

Hohe Manipulationssicherheit und Datenschutzkonformität.

6. Abgrenzung zu Smart-Grid-Systemen

Smart Grid

Zentrale Steuerung

Datenübertragung erforderlich

Hohe Infrastrukturkosten

Gleichzeitige Großabschaltungen

Regeltransformatoren notwendig

Laufenburg

Dezentrale Steuerung

Keine Datenübertragung

Geringe Kosten

Feine, verteilte Schaltungen

Nicht erforderlich

7. Netztechnischer Nutzen

Durch den Einsatz entstehen:

- Reduzierte Ortsnetzüberlastung
- Geringere Trafoerwärmung
- Verringerte I^2R -Verluste
- Weniger Spannungsschwankungen
- Vermeidung von Mitkoppelleffekten
- Reduzierung von Spitzenlastkraftwerken

8. Wirtschaftliche Bewertung

Investitionsaufwand:

- Deutlich unterhalb von Großspeicherlösungen
- Keine Netzausbaukosten
- Nutzung vorhandener Geräte

Skalierbarkeit:

- Sinnvoll ab ca. 1 kW Anschlussleistung
- Massentauglich in Haushalten
- Auch für Gewerbe und Industrie geeignet

9. Anwendungsfelder

- Wohngebäude
- Quartierslösungen
- Landwirtschaftliche Betriebe
- Gewerbebetriebe
- Mittelspannungsnetze
- Microgrids
- Inselnetze

10. Zukunftspotenzial

Das System eignet sich besonders für:

- Regionen mit hoher PV-Dichte
- Ländliche Netze mit langen Leitungen
- Gebiete mit zunehmender Elektromobilität
- Wasserstofferzeugung im Verteilnetz
- Ersatz für regelbare Ortsnetztransformatoren

11. Fazit

Das Steuer- und Schaltgerät „Laufenburg“ stellt einen systemisch neuen Ansatz zur Netzstabilisierung dar:

Nicht zentral, sondern lokal.

Nicht datengetrieben von außen, sondern statistisch-adaptiv vor Ort.

Nicht mit Großspeichern, sondern mit vorhandenen Speichermassen.

Es verbindet physikalische Netzparameter direkt mit einer autonomen, manipulationssicheren Regelung – fein aufgelöst, wirtschaftlich und skalierbar.

Damit entsteht eine praktikable Lösung für die Stabilisierung zukünftiger dezentraler Energiesysteme.

12. Kontakt

Tirron GmbH

Thomas Schütz

Tel.: 07844 912 635

E-Mail: tschuetz@tirron.de