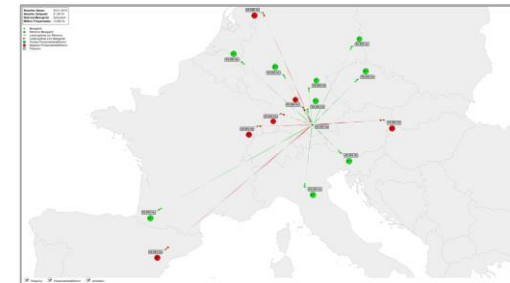


# **Frequenzmonitoring**

**Tobias Veith, HS Rottenburg**  
**Christian Krämer, GF MagnaGen GmbH**

# Gridradar.net

- Europaweites Monitoringsystem zur Messung der Netzfrequenz und des Phasenwinkels im europäischen Verbundsystem seit Juni 2017
- Aktuell 20 Messstationen mit Schwerpunkt Mitteleuropa (Deutschland, Frankreich, Österreich, Tschechien, Italien, Spanien)
  - Größtes WAMS in Europa
  - Messstationen werden kontinuierlich weiter ausgebaut
- Messung von Netzfrequenz und Phasenwinkel mittels GPS-zeitsynchronisierter Messgeräte
- Auflösung 10 Samples/s
- Daten werden zentral erfasst und können graphisch ausgewertet werden
- Entwicklung systematischer Analysetools zur Analyse von Kraftwerksausfällen und anderen systemrelevanten Ereignisse
- Aufbau einer Datenbank mit typischen Verhaltensmustern im Zusammenhang mit Ereignissen



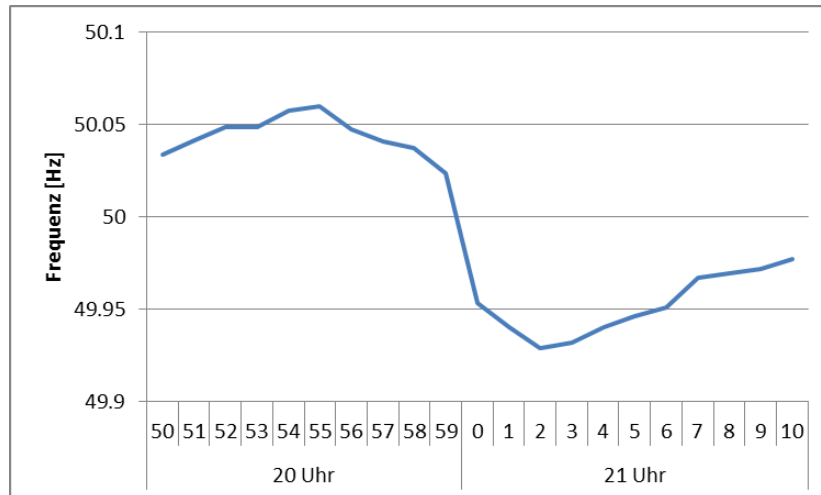
# Potenziale der Netzfrequenzmessung

## 1. Typische Muster im Frequenzverlauf

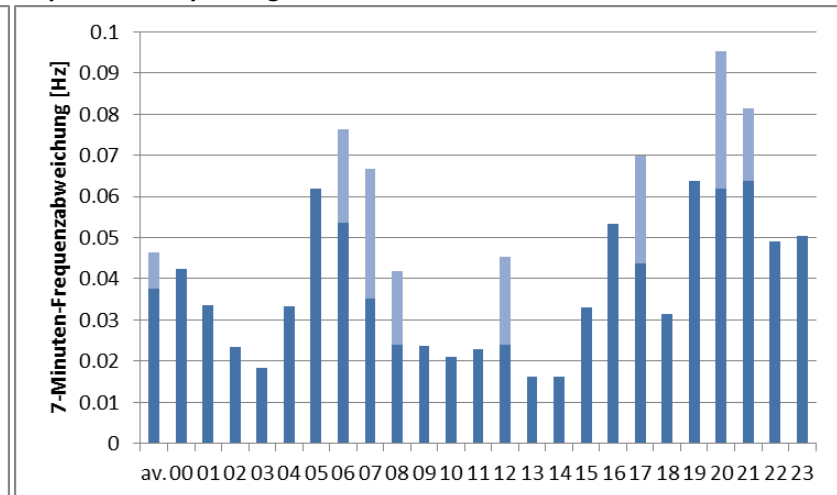
Bsp.: Der Stundenwechsel

- Stundenwechsel ist mit Frequenzabweichung von durchschnittlich knapp 40 mHz verbunden.
- Wahrscheinliche Ursache: Handelsprodukte, die zum Stundenwechsel auslaufen bzw. anlaufen
- EE unter dem Regime der Einspeisevergütung dämpfen die Abweichung

Frequenzverlauf zum Stundenübergang am 17.01.2018 um 21:00 Uhr



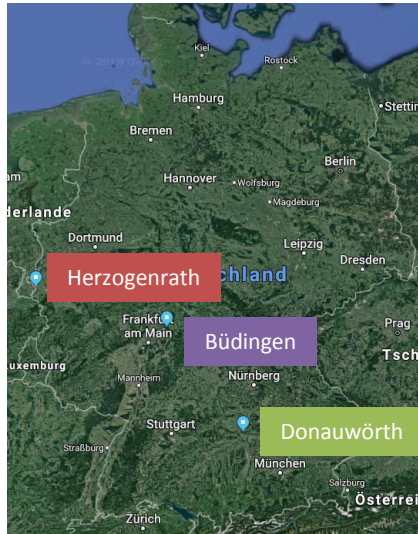
Durchschnittliche Frequenzabweichungen korrigiert um disponible Einspeisung



# Potenziale der Netzfrequenzmessung

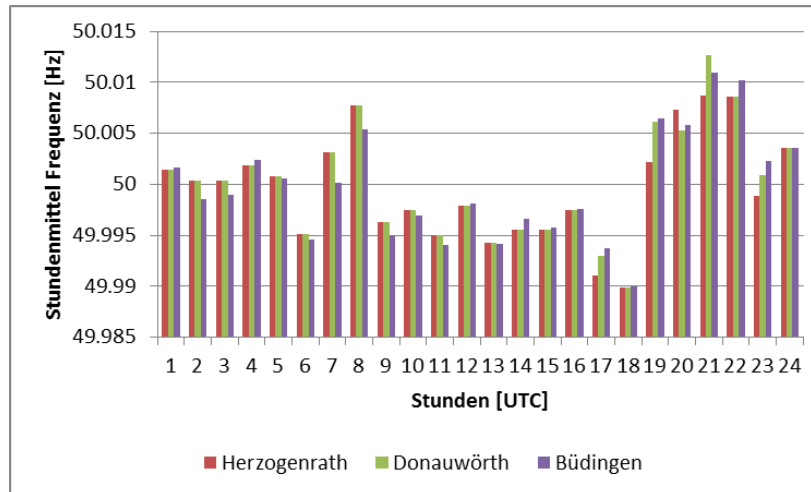
## 2. Verteilung von Einspeise- und Ausspeisepunkten

- Das Netz ist wie ein See mit vielen speisenden Flüssen (Erzeuger) und Entnahmepunkten (Verbraucher)  
→ bei Einspeisepunkten ist Pegelstand leicht höher, bei Ausspeisepunkten leicht niedriger
- Analog verhält es sich im Stromnetz



Karte: GoogleMaps

Stundenmittel Frequenz letzte Augustwoche 2018



# Analyse von Nichtverfügbarkeiten mittels Netzfrequenz und Phasenwinkel

- Netzfrequenz ist ein Durchschnittswert ermittelt in einem zeitlichen Intervall (10 ms, 1 s, ...)
  - Phasenwinkel wird zu einem Zeitpunkt errechnet (Stichpunktbezug)
  - Nichtverfügbarkeiten lassen sich leichter im Verlauf des Phasenwinkels identifizieren, da Zeitraumbetrachtung bei Netzfrequenz zu einer Nivellierung des Effekts führt.
- Um valide Aussagen zu treffen,
- muss Ermittlungszeitraum für Definition der Frequenz möglichst kurz gefasst werden oder
  - muss die Erfassungshäufigkeit des Phasenwinkels möglichst hoch sein.

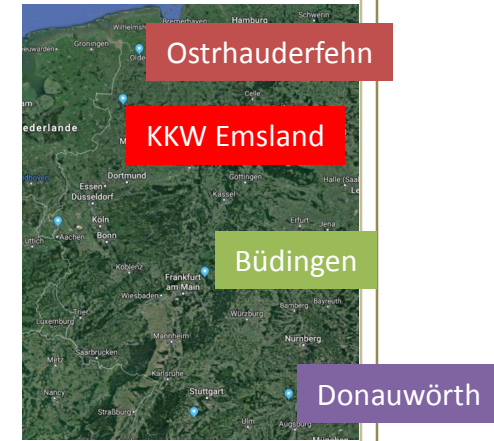
# Erfassung von geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten

- Nichtverfügbarkeiten sollten sich i.a. in einer Veränderung des Phasenwinkels zeigen.
- Voraussetzung: Eine Messstation muss möglichst nahe am Ausfallort sein.  
Je nach Größe des Kraftwerks oder Verbrauchers sollte Entfernung von Messstation zu Ausfallort ca. 200 bis 250 km nicht überschreiten.  
Entfernung beeinflusst durch Netzsituation:
  - Insgesamt installierte Leistung in der Netzregion
  - Erneuerbare
  - Netzlast
  - Verfügbarkeit von Netzelementen
- Differenz des Phasenwinkels zwischen einer näher und einer entfernter stehenden Messstation ermöglicht Erfassung der Veränderung des Lastflusses im Netz durch Nichtverfügbarkeit
- Ungeplante Nichtverfügbarkeiten werden von Marktparteien nicht erwartet  
→ direkte Auswirkung im Netz spürbar
- Geplante Nichtverfügbarkeiten sollten vom Betreiber einer Anlage vorbereitet sein  
→ im Idealfall keine Auswirkung im Netz spürbar

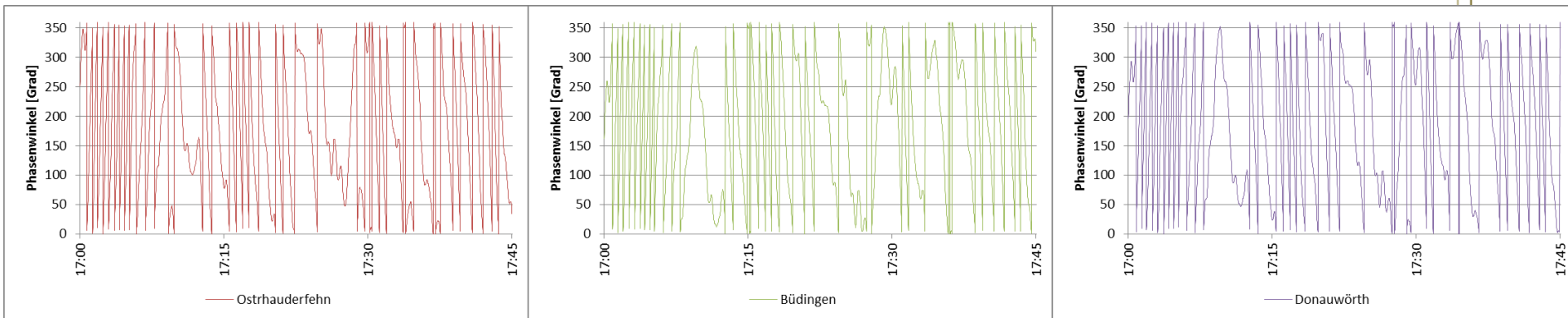
# Potenziale der Messung des Phasenwinkels

## Ex-post Identifikation von ungeplanten Nichtverfügbarkeiten

- Nichtverfügbarkeiten führen zu Veränderung des typischen Verlaufs des Phasenwinkels
- Bsp.: Ungeplante Nichtverfügbarkeit von Emsland A am 13.06.2018
- Phasenwinkel einer Messstation, die näher am Ausfallort liegt, reagiert stärker als Phasenwinkel weiter entfernter Messstationen auf einen Ausfall

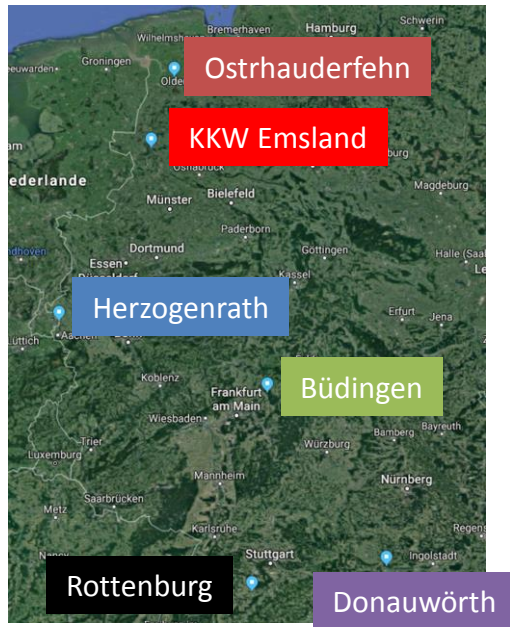


Karte: GoogleMaps

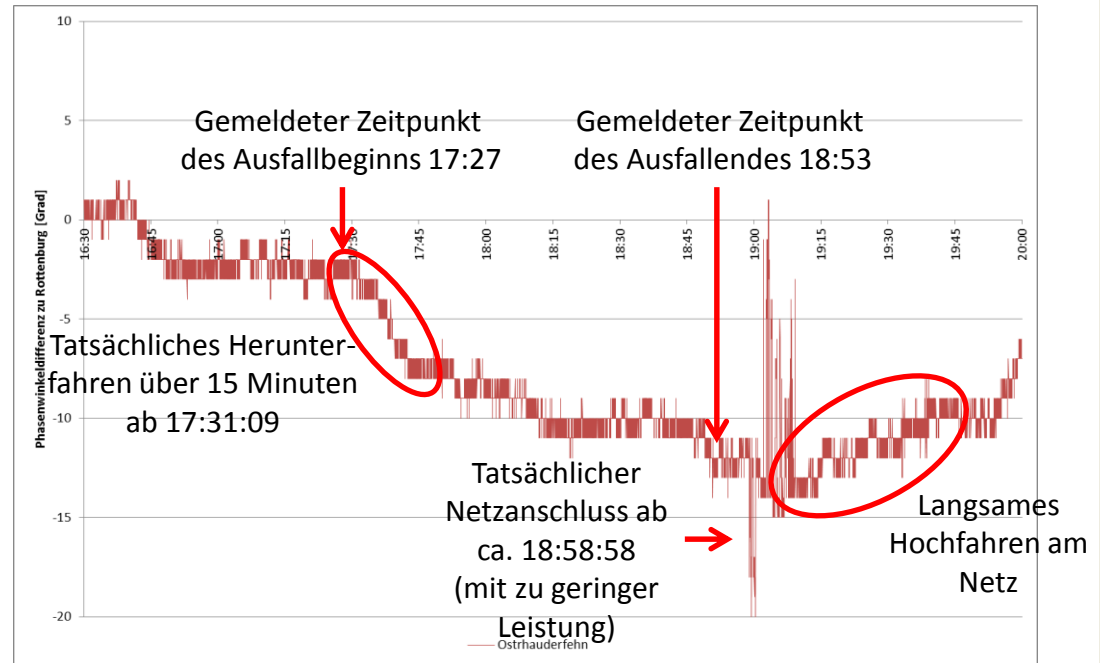


# Beispiel: Ungeplante Nichtverfügbarkeit Emsland A (13.06.2018)

- 1336 MW installierte Leistung
- Gemeldeter Ausfallzeitraum: 17:27 – 18:53 Uhr UTC
- Netzsituation: Wochentag, EE-Anteil ca. 40 Prozent, Wind ca. 20 Prozent



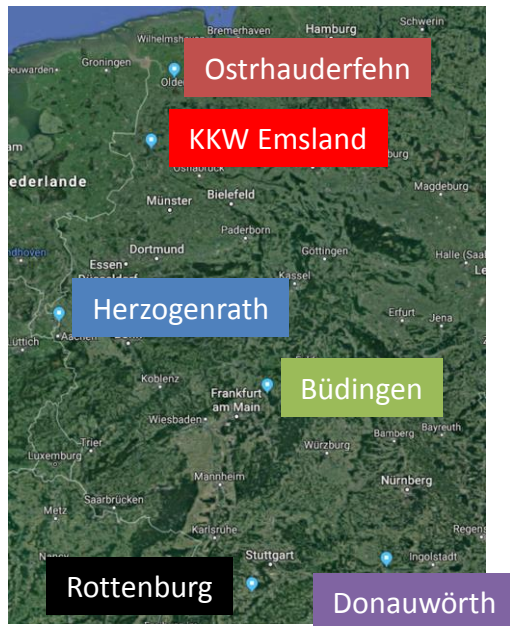
Karte: GoogleMaps



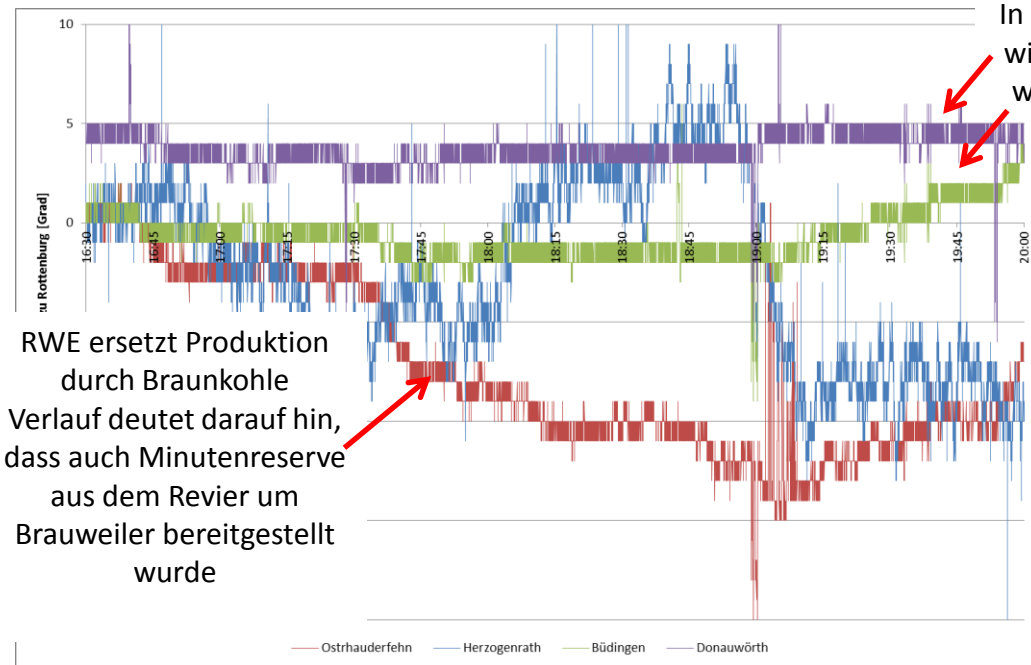


# Beispiel: Ungeplante Nichtverfügbarkeit Emsland A (13.06.2018)

- 1336 MW installierte Leistung
- Gemeldeter Ausfallzeitraum: 17:27 – 18:53 Uhr UTC
- Netzsituation: Wochentag, EE-Anteil ca. 40 Prozent, Wind ca. 20 Prozent



Karte: GoogleMaps



In Süddeutschland wird Ausfall kaum wahrgenommen

# Zusammenfassung

- Frequenzdaten und Daten zu Phasenwinkel ermöglichen eine realtime-Identifikation von Ereignissen im Netz → Direkte Marktinformation möglich zum Zeitpunkt eines Ereignisses
- Frequenzdaten und Daten zu Phasenwinkel ermöglichen eine detaillierte ex-post-Analyse von Ereignissen im Netz hinsichtlich des tatsächlichen Ausfallzeitpunkts und der tatsächlichen Ausfalldauer und Folgeereignissen im Netz.
- Daten zu Phasenwinkel zeigen,
  1. welche Gegenmaßnahmen,
  2. ab wann tatsächlich,
  3. für welchen Zeitraum,
  4. in welchem Umfang vorgenommen wurden.
- Messsystem kann Indizien für eine nicht gemeldete Nichtverfügbarkeit gerade bei typischen Ausfallmustern (bspw. RESA oder TUSA) stützen.
- Messdaten können auch für weiterführende Analysen genutzt und mit anderen Datensätzen kombiniert werden → kostenloser Zugang für wissenschaftliche Analysen

**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit.**

**Tobias Veith**

T: +49 7472 951 144

E: [veith@hs-rottenburg.de](mailto:veith@hs-rottenburg.de)