



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN

Vienna University of Technology

# Netzschutz im Verteilnetz mit dezentraler Erzeugung (JWG CIGRE/CIREC)

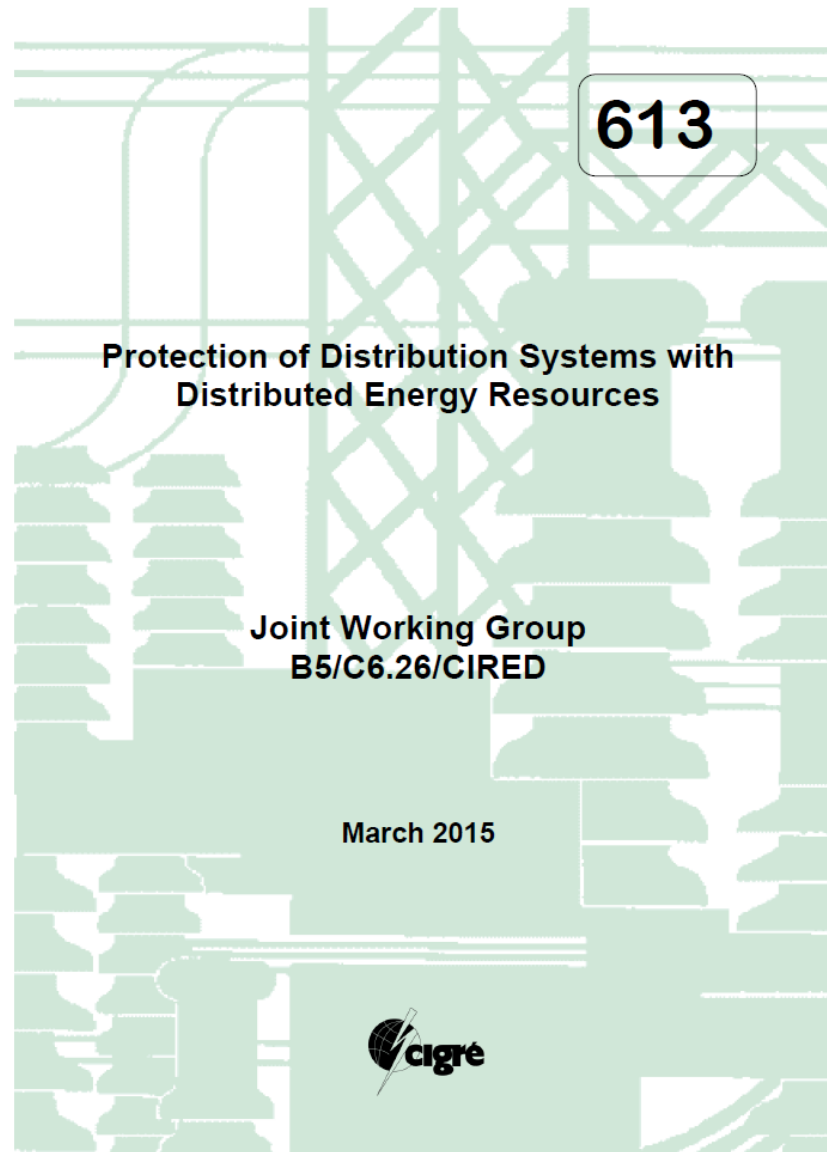
Wolfgang Gawlik

TU Wien

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

CIREC-Info-Nachmittag

Wien, 26.01.2016



- **Convenor**

- Paul Myrda, EPRI, USA

- **CIREN Co-Chair**

- Wolfgang Gawlik, TU Wien, Austria

- **Members**

- Birgitte Bak-Jensen, Aalborg University, Denmark
- Matthew Browne, Endeavour Energy, Australia
- Roberto Calone, Enel Distribuzione, Italy
- Roberto Cimadevilla González, ZIV, Spain
- Andrew Craib, Eskom, South Africa
- Gwénaél Donnart, SCLE SFE, France
- Daniel Dumitrascu, EnergoBit, Romania
- Marcel Engel, Netze BW GmbH, Germany

- **Members**

- Radek Hanuš, PRE Distribuce, Czech Republic
- Hans Hoidalén, Norwegian University of Science and Technology, Norway
- Laurent Karsenti, ErDF, France
- Andreas Kubis, TU Dortmund University, Germany
- Hannu Laaksonen, ABB, Finland
- Mika Loukkalahti, Helen Electricity Networks Ltd, Finland
- Miguel Louro, EDP, Portugal
- Hongfei Ma, DEIF A/S, Denmark
- Pukar Mahat, Aalborg University, Denmark
- Patrick McMullan, Ausgrid, Australia
- Tamiru Shire, Netherlands
- Manfred Wurm, Netz Niederösterreich GmbH, Austria
- Xicai Zhao, Nari-relays Electric Co.,LTD, China

- The scope of this technical brochure is to study the impact of DER on distribution system protection taking into account DER characteristics and the possibility of islanding operation, and to provide the guidelines to protect distribution systems with DER.
- The following topics are elaborated within the technical brochure.
  - Brief review on the current practice for distribution system protection
  - List of the protection relevant characteristics of DER (short-circuit current contribution, fault-ride-through capability, reactive power absorption during and after fault)
  - Review on the impact of DER on distribution system protection, specific aspects of inverter-coupled DER units
  - Review on protection of distribution system during islanded condition
  - Recommendation on protection for distribution systems with DER
  - Recommendation on protection for islanded distribution systems
  - The review and the recommendations are applied to the different types of existing medium- and low voltage distribution systems.

- 1 Preface
- 2 Scope
- 3 Glossary and Definitions
- 4 Background on Distributed Energy Resources and current practices
- 5 Protection of Distribution System with Distributed Energy Resources
- 6 Proactive approach to technology trends
- 7 Summary and outlook
- 8 Bibliography
- Appendix A Country specific protection approaches

# 4 Background on Distributed Energy Resources and current practices

- 4.1 Analysis of CIGRE TB421 by B5.34
- Content and scope - Network structure – Islanding - Standardized communication and adaptive protection - Interface protection - Connection schemes and protection concepts - Future trends
- 4.2 Protection characteristics of Distributed Energy Resources
- Basic considerations - Blinding and sympathetic tripping - Inverter based short circuit contribution - Fault ride through capability - Island capability
- 4.3 Review of current practices for distribution system protection
- 4.4 Country Specific Approaches

# Chapter 4.3 - Review of Current Practice

Country	neutral treatment	grid operation	MV busbar protection	MV feeder protection	MV DER overcurrent protection	MV DER decoupling protection	LV DER decoupling protection	treatment of islanded grid
Australia	solid earthed	non-meshed	I> with reverse interlocking	I>, Ie> AR	I>, Ie>	U>, U<, f>, f<, ROCOF, voltage vector shift, neutral displacement		Transfer trip where load matching is possible and other LoM protections may be unreliable.
Austria	comp.	meshed or non-meshed	Z< with reverse interlocking	Z<	I>	U>, U<, f>, f<, Q-U		
China	isolated / compensated / low impedance	non-meshed	I>, Ie> arc protection	I>>, I>, Ie>	I>	U>, U<, f>, f<, ROCOF	U>, U<, f>, f<, ROCOF	transfer trip
Denmark	comp.	non-meshed	I>directional	I>directional	I>	U>>>, U>, U<, f>, f<, ROCOF		
Finland	comp./isolated	non-meshed	I> with reverse interlocking, Ie>, arc protection	I>, Ie>directional	I>, Ie>, fuse	U>>, U>, U<<, U<, f>, f<, LoM	U>, U<, f>, f<, LoM	
France	low imp. or comp.	non-meshed	I>, Ie>	I>, Ie>, P0>, I>directional	I>, Ie>	U0>, U>, U<, f>, f<, U< + FRT requirements + teleprotection	U>, U<, f>, f<, LoM (DIN VDE 0126-1-1/A1)	tele decoupling (MV), impedance measurement (LV)
Germany	low imp. or comp.	meshed or non-meshed	Z<, f< & P> directional	Z<, I> (backup) or I>directional, I> (backup)	I>directional	U>, U<, Q-U	U>, U<, f>, f<	
Italy	comp.	non-meshed	I>, U>	I>, I>directional,	I>, Ie>	U>, U<, Uen>, f>*, f<*, f>, f< *with voltmetric release: U0>, Ud>, Ui>		transfer trip
Netherlands	Low imp./isolated	non-meshed	I>> I>, Ie>, some cases with reverse interlocking	I>>, I>, Ie>	I>, Ie>	U>, U<, f>, f<		
Norway	comp. (solid earthed for earth fault detection)	non-meshed	I> with reverse interlocking	Z< or I>	I>	U>, U<, f>, f<,		
Portugal	low imp.	non-meshed	I>, Ie> and arc monitor	I>, Ie>	I>	U>, U<, U0>, f>, f<	U>, U<, f>, f<	inform dispatch center
Romania	low imp., comp. or isolated	non-meshed	I>	I> or I>directional, Ie> or I>directional	I>	U>, U<, f>, f<, df/dt		
South Africa	solid earthed	non-meshed	I>, Ie>, sensitive earth fault prot	I>, Ie>, sensitive earth fault prot	I>, Ie> or fuse	U>, U<, f>, f<, df/dt		

# Chapter 4.4 - Country Specific Approaches

Country	Main transformer protection	Feeder protection	MV decoupling	
			U/t (PCC)	f/t
Australia	Code 51 $I_{>>} \approx 1,5 \cdot I_{rt}$  $\Delta I$	Code 51 $I_{>>} \approx 1,67 \cdot I_{rf} (400/240)$ $td=0,4$ (old) $td=0,3$ s (new)	$U_{>} 1,15pu/5s$ $U_{<} 0,8pu/5s$	$f_{>} 52 \text{ Hz}/5s$ $f_{<} 49,5\text{Hz}/2s$
Austria	Code 21 $Z_{<} \approx 0,85 \cdot Z_1/0,4s$ $I_{>>} \approx 1,4 \cdot I_{rt}/0,4$ s	Code 21 $Z_{<} \approx 0,85 \cdot Z_1/0,05s$ $+0,3-0,4$ (new-old) $I_{>>} \approx 1,4 \cdot I_{rf}/0,05$ s	$U_{>} 1,15pu/0,1s$ $U_{<} 0,7pu/0,7s$	$f_{>} 51,5\text{Hz}/0,1s$ $f_{<} 47,5\text{Hz}/0,1s$
China	Code 51 $I_{>} 0,3s$ $I_{>} 0,6s$	Code 51 $I_{>>} 0s$ $I_{>} 0,3s$ $I_{>} 0,6s$	Inverter type DG: $U_{>>} 1,30pu/0,2s$ $U_{<} 0,8pu/2,0s$ $U_{<<} 0,4pu/0,2s$ ; Or coordinate with fault ride-through capability. Synchronous generator: $U_{>>} 1,30pu/0,2s$ $U_{<<} 0,8pu/0,2s$ ; Asynchronous generator: $U_{<} 0,2Upu/2s$ $U_{>>} 1,30pu/0,2s$	$f_{>>} 50,2\text{Hz}/0,2s$ $f_{<<} 48,75\text{Hz}/0,2s$
Denmark	$I_{>>} \approx 1,4 \cdot I_{rt}/1,5s$ Inside $I_{>>} \approx 2-3 \cdot I_{rt}/0,1s$ LV side, blocks ds $\Delta I > 0,3 \cdot I_{nr}/0,2s$	Code 67 $I_{>} \approx 1,2 \cdot I_{rf}/td=0,4-0,8$ s (rural-urban) $I_{>>} \approx 2,5-4 \cdot I_{rf}/td=0,05$ s Alt. Code 51 $I_{>} \approx 2,5-4 \cdot I_{rf}/0,5s$	Grid code section 4B	



# 5 Protection of Distribution System with Distributed Energy Resources

- 5.1 Impact of Distributed Energy Resources on distribution system protection
- Definition of Situation - Check of fault scenario for several fault locations - Future Aspects - Summary
- 5.2 Recommended best practices for reliable island detection
- Passive local based measurement schemes - Active detection - Protection based on a communication network (Communication based transfer trip schemes) - Future trend and recommendations

# 6 Proactive approach to technology trends

- 6.1 New applications of teleprotection, use of communication
- 6.2 Protection schemes for future distribution networks with DER
  - 6.2.1 New Challenges for Protection
  - 6.2.2 Example Case of CIGRE / CIRED JWG – Protection Needed for Successful Transition to Intended Island Operation
  - 6.2.3 Protection Schemes for Intentional Island Operation
  - 6.2.4 Protection During Island Operation - Options

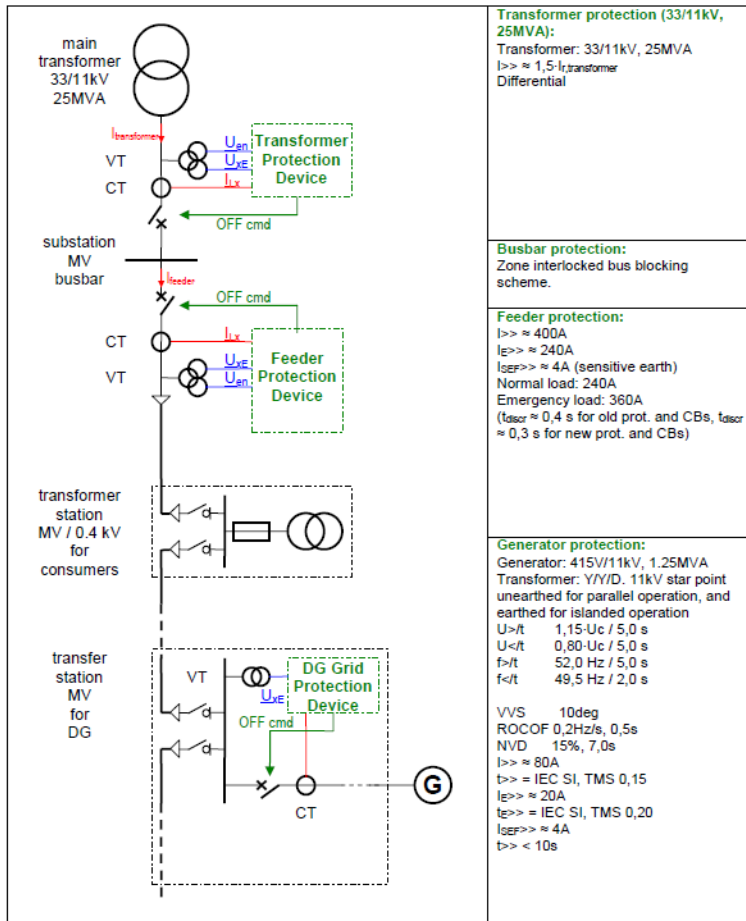
# Annex: Country specific protection approaches

- A.1 Australia
- A.2 Austria
- A.3 China
- A.4 Denmark
- A.5 Finland
- A.6 France
- A.7 Germany
- A.8 Italy
- A.9 Netherlands
- A.10 Norway
- A.11 Portugal
- A.12 Romania
- A.13 South Africa
- A.14 Spain
- A.15 USA

## A.1 Australia

### A.1.1 Protection Device of Outgoing Feeder = overcurrent protection

*Neutral treatment:* Solidly earthed star winding at source substation.



### A.1.2 Description

Endeavour Energy operates a 3 wire system sourced from a solidly earthed star winding. The distribution system voltages are 11kV and 22kV. The transformers are normally in the range 15MVA to 45MVA and have a primary voltage of 33kV, 66kV or 132kV. There are normally 2 or 3 transformers, and these are often operated in parallel and result in a busbar fault level in the range 2kA to 14kA.

At new sites, the busbar is most often protected by a zone interlocked busbar blocking scheme. At some sites, high impedance or low impedance busbar differential protection is employed.

The distribution feeders are protected by IDMT overcurrent, IDMT earthfault (residual overcurrent) and fixed time sensitive earthfault (residual overcurrent) protection systems. At new sites the former 2 are duplicated. Auto reclose is enabled on all feeders with any overhead component, and is set to single shot at 10 seconds. Many feeders have line reclosers installed and the recloser utilises the same functions as on the feeder, but with more recloses (up to 3 shots), and sometimes with an attempt at fuse saving.

Where a feeder has embedded generation which can exceed the zone interlocked busbar blocking scheme pickup, a directional overcurrent relay needs to be installed to prevent the generator fault contribution from blocking high speed operation of the busbar blocking scheme for a busbar fault. Distribution substations are generally protected by fuses on the HV side which range from 3,15 A to 100 A. Larger 1 MVA or 1,5 MVA distribution substations are protected by HV side circuit breakers.

Embedded generation is normally connected via a delta winding (on the distribution feeder) side to ensure that sensitive earthfault protections will not operate spurious. Embedded generators which are not capable of matching/supporting the minimum load on the segment of the feeder (any segmentation following protection device operation) are generally required to have most of the following protections installed:

- Overcurrent
- Neutral displacement
- Rate of change of frequency
- Voltage vector shift
- Underfrequency
- Overfrequency
- Undervoltage
- Overvoltage

Embedded generators which are capable of matching/supporting the minimum load on the segment of the feeder (any segmentation following protection device operation) are generally required to have communication systems to the supply substation to ensure that the generator or generator infeed connection is disconnected from the network whenever the supply substation circuit breaker opens.



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN

Vienna University of Technology

**Univ.Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik**

[gawlik@ea.tuwien.ac.at](mailto:gawlik@ea.tuwien.ac.at)

**TU Wien**

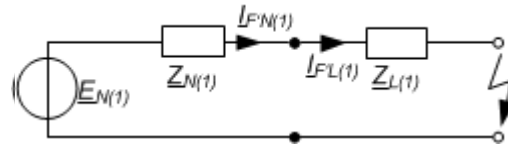
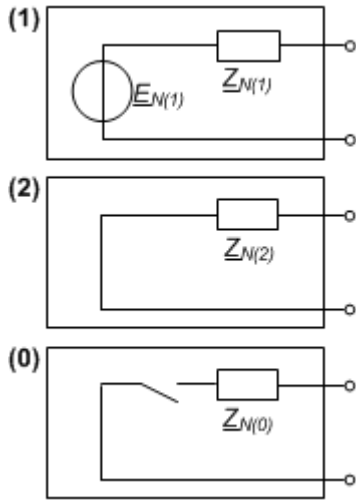
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

[www.ea.tuwien.ac.at](http://www.ea.tuwien.ac.at)

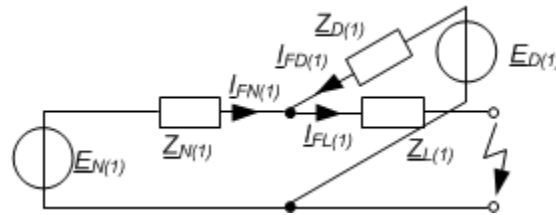
# Grundsätzliche Entwicklungen

- Durch verteilte Erzeugung steigen die Kurzschlussstrombeiträge dezentraler Erzeuger
- Verteilte Erzeugung nutzt oft Einspeisetechnologien, die sich stationär und dynamisch stark von direkt angebundenen rotierenden Maschinen unterscheiden
- Durch verteilte Erzeugung wird die Bildung und der Betrieb (ungewollter oder gewollter) Inselnetze realistischer
- In solchen Inselnetzen sind Netzimpedanz und Kurzschlussverhältnisse deutlich vom Verbundbetrieb unterschiedlich

# „Blinding“ und „Sympathetic tripping“



$$I_{F'L(1)} = \frac{c \cdot \underline{E}_{(1)}}{\underline{Z}_{L(1)} + \underline{Z}_{N(1)}} = I_{F'N(1)}$$



Abnehmendes  $S_k$ “

$$I_{FL(1)} = \frac{c \cdot \underline{E}_{(1)}}{\underline{Z}_{L(1)} + \underline{Z}_{N(1)} \parallel \underline{Z}_{D(1)}} = \frac{c \cdot \underline{E}_{(1)} \cdot |\underline{Z}_{N(1)} + \underline{Z}_{D(1)}|}{\underline{Z}_{L(1)} \underline{Z}_{N(1)} + \underline{Z}_{N(1)} \underline{Z}_{D(1)} + \underline{Z}_{D(1)} \underline{Z}_{L(1)}} > I_{F'L(1)}$$

$$I_{FN(1)} = I_{FL(1)} \cdot \frac{\underline{Z}_{D(1)}}{\underline{Z}_{N(1)} + \underline{Z}_{D(1)}} = \frac{c \cdot \underline{E}_{(1)}}{\underline{Z}_{L(1)} + \underline{Z}_{N(1)} + \underline{Z}_{L(1)} \underline{Z}_{N(1)} / \underline{Z}_{D(1)}} < I_{F'N(1)}$$

**Blinding**

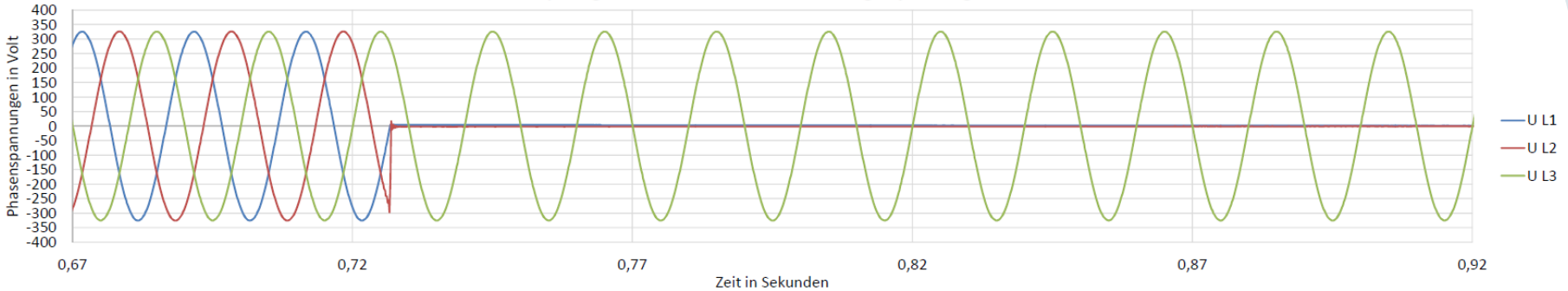
$$I_{FD(1)} = I_{FN(1)} \cdot \frac{\underline{Z}_{N(1)}}{\underline{Z}_{N(1)} + \underline{Z}_{D(1)}}$$

**Sympathetic tripping**

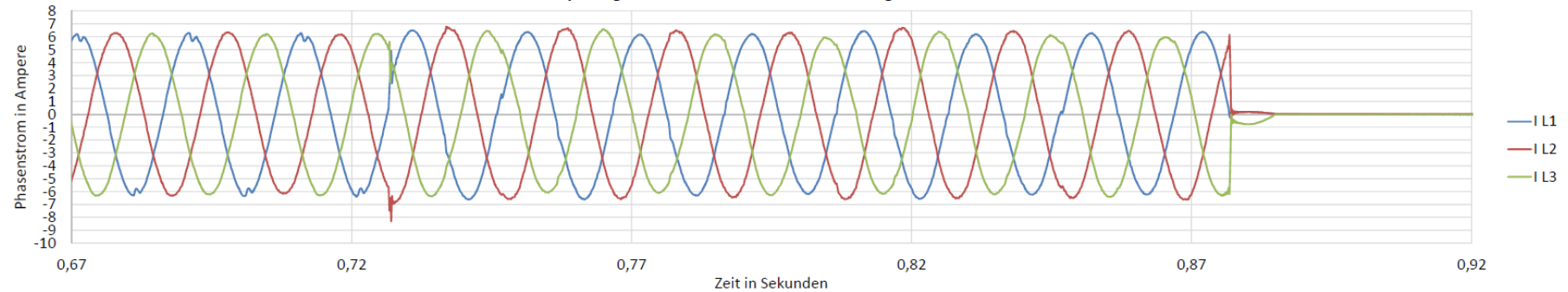
Abhilfe: Richtungserkennung

# Wechselrichterverhalten bei unsymmetrischen Betriebszuständen

2-phasiger Kurzschluss mit Erdberührung - Spannungsverlauf



2-phasiger Kurzschluss mit Erdberührung - Stromverlauf



Regelstrategie	Momentanwerte		Gegensystemströme werden zugelassen	Zusätzliche Stromharmonische
	von P	von Q		
IARC	konstant	konstant	ja	ja
ICPS	konstant	100Hz-Anteil	nein	ja
PNSC	konstant	100Hz-Anteil	ja	nein
AARC	100Hz-Anteil	konstant	ja	nein
<b>BPSC</b>	100Hz-Anteil	100Hz-Anteil	nein	nein

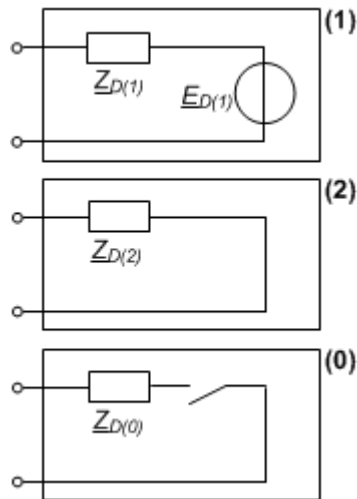


## Elektrische Maschinen

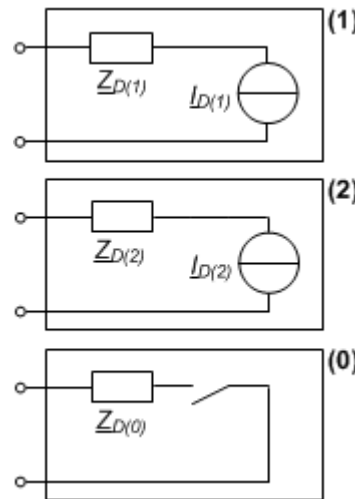
$$\underline{E}_{(1)} = \underline{E}_{(1)}(I_{fd})$$

$$\underline{Z}_{(2)} = \frac{X_d'' + X_q''}{2}$$

$$X_{(0)} \approx 6\%Z_n$$



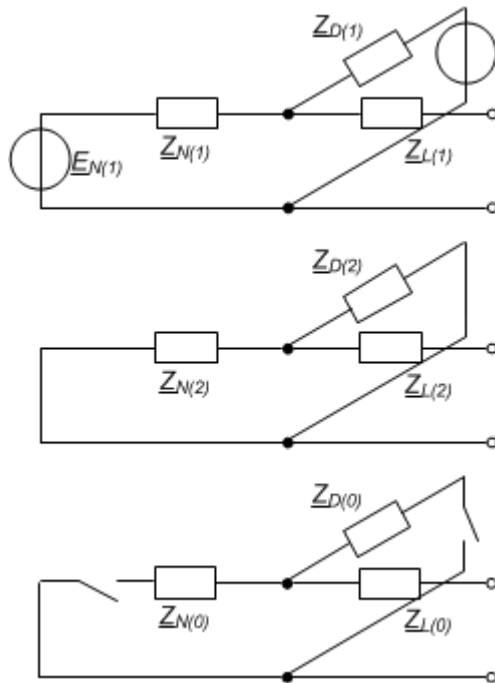
## über Wechselrichter



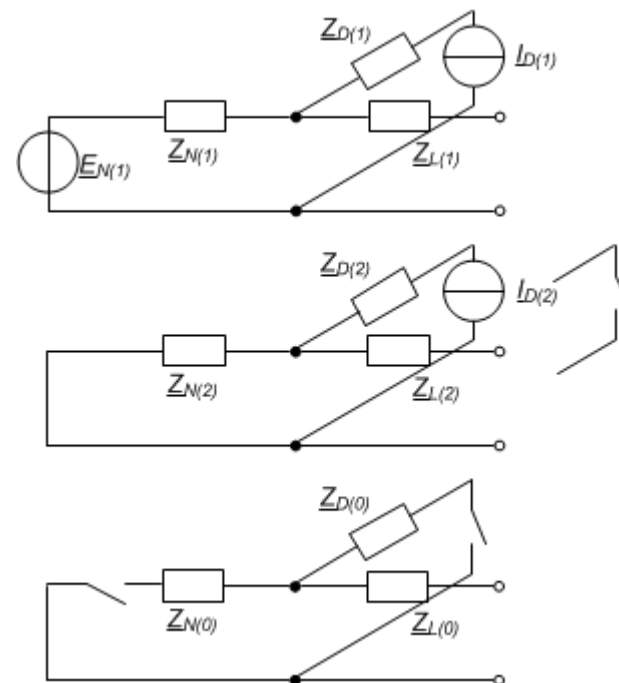
$$\underline{I}_{D(1)} = \underline{I}_{D(1)}(U)$$

$$\underline{I}_{D(2)} \equiv 0 \quad (\text{häufig})$$

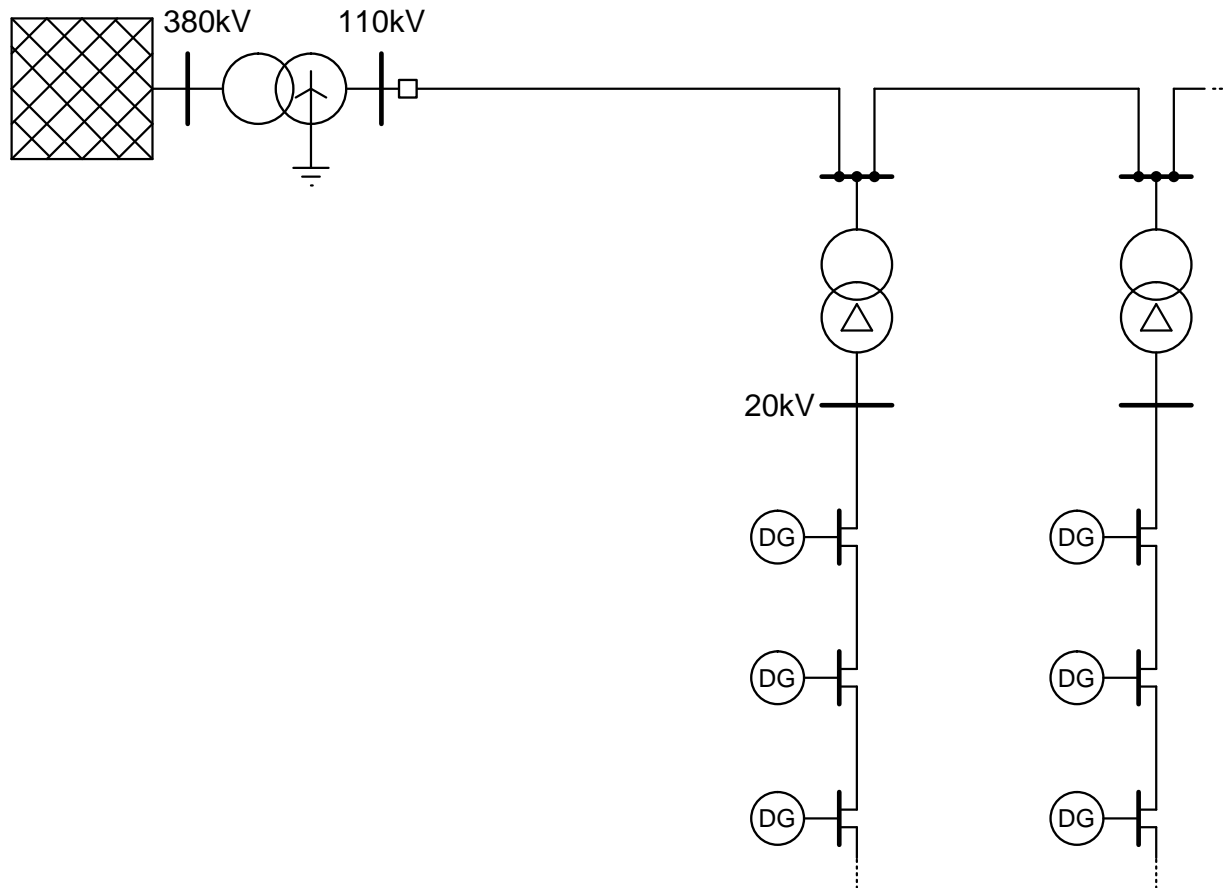
## Elektrische Maschinen



## über Wechselrichter



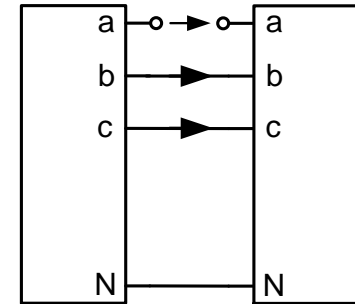
# Performance von 1-poliger Kurzunterbrechung in Netzen mit hohem Anteil von über Umrichter einspeisenden Erzeugern - Modellkonfiguration



# 1-polige KU in symmetrischen Komponenten

- Fehlerbedingung in a,b,c-Koordinaten:

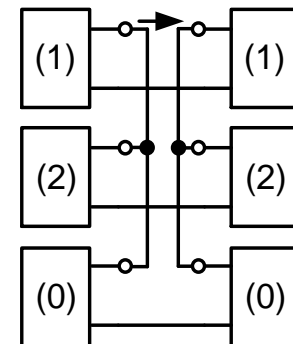
$$\underline{I}_a = 0, \quad \Delta \underline{U}_b = 0, \quad \Delta \underline{U}_c = 0$$



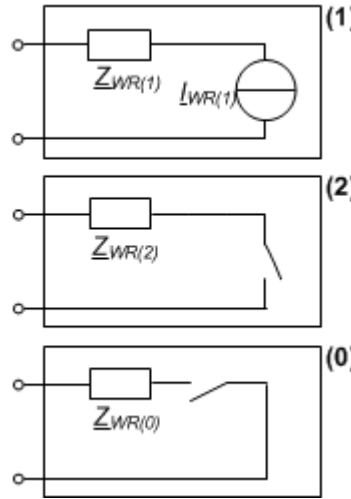
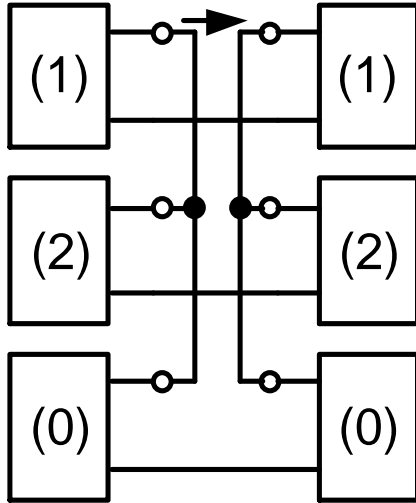
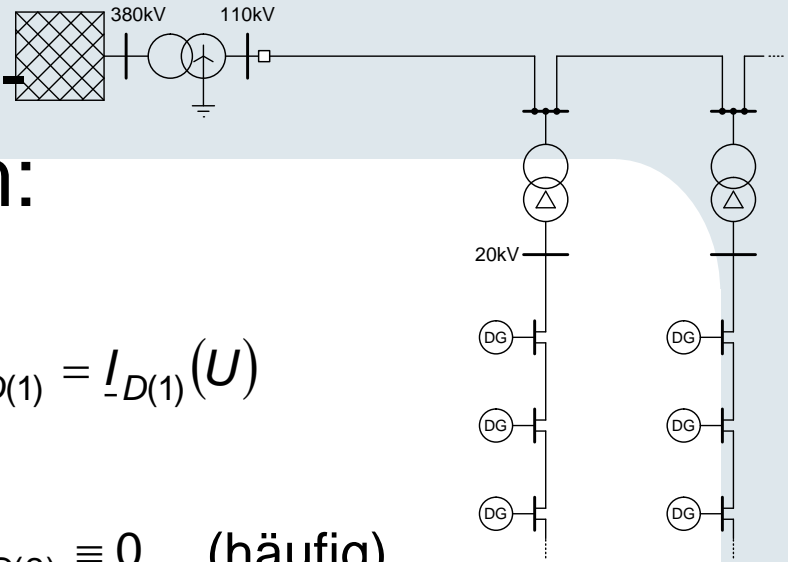
- Fehlerbedingung in symmetrischen Komponenten:

$$\underline{I}_{(0)} + \underline{I}_{(1)} + \underline{I}_{(2)} = 0, \quad \Delta \underline{U}_{(0)} = \Delta \underline{U}_{(1)} = \Delta \underline{U}_{(2)}$$

$$(1) \rightarrow (1) + (2) \parallel (0)$$



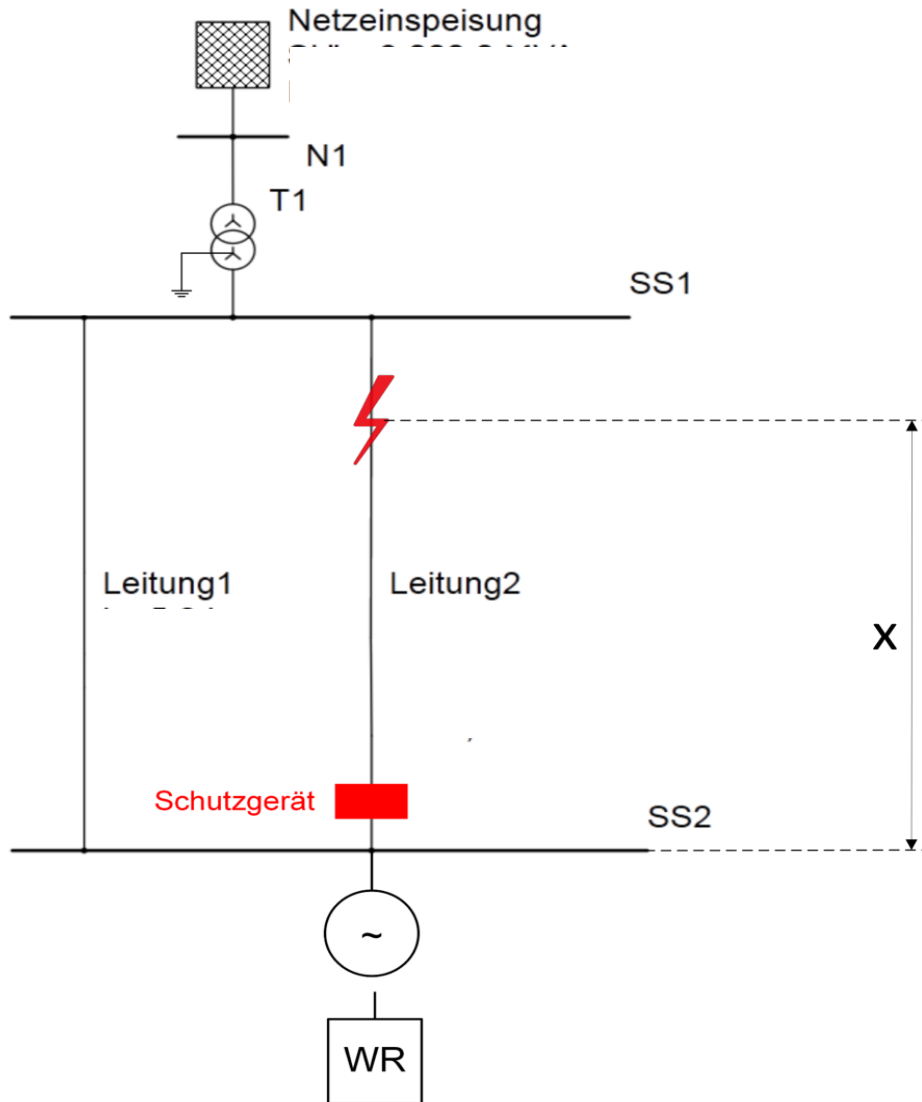
# Auswirkungen von DER-Verhalten im (2)-System:



$$I_{-D(1)} = I_{-D(1)}(U)$$

$$I_{-D(2)} \equiv 0 \quad (\text{häufig})$$

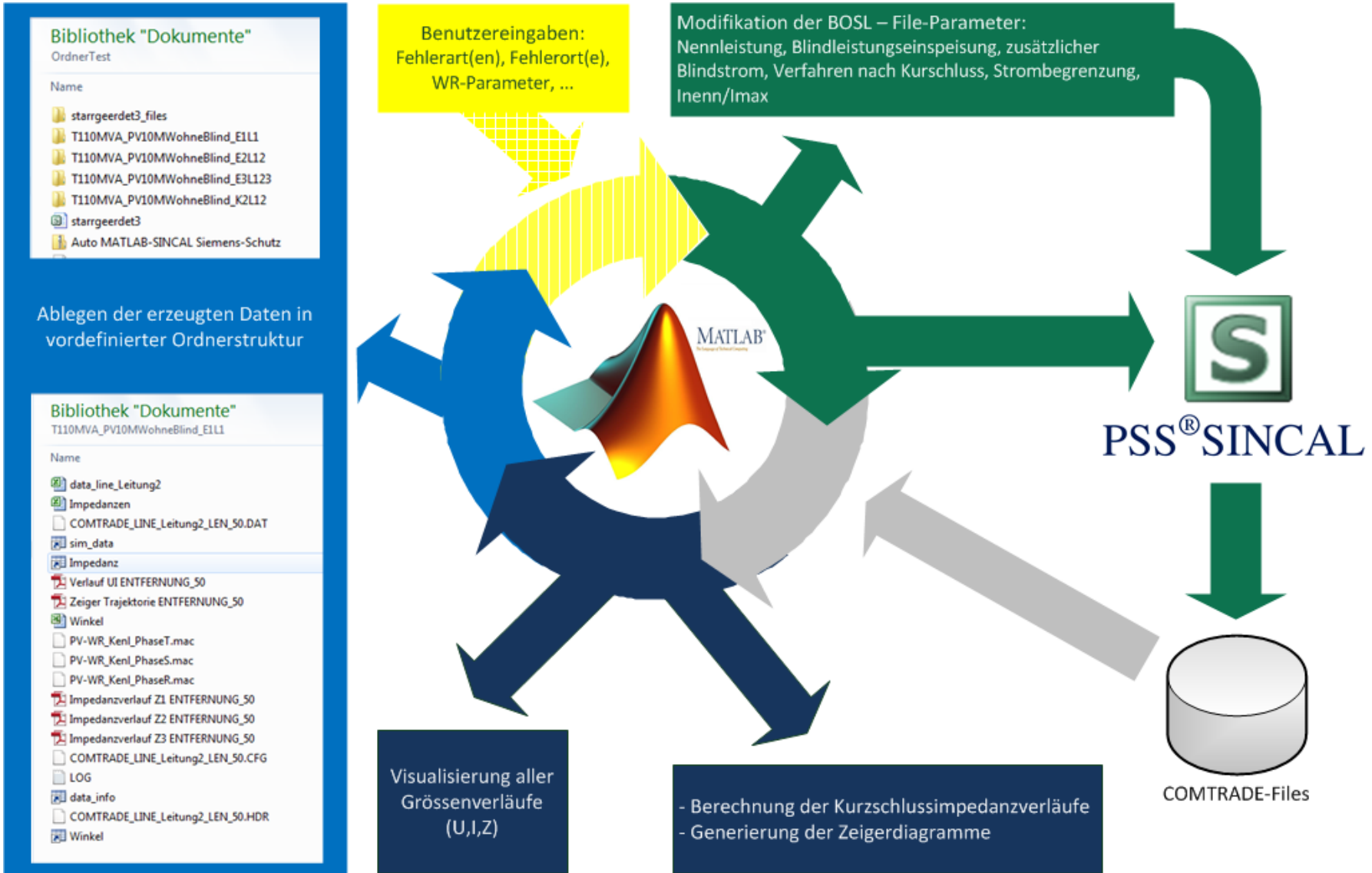
1-polige KU nur dann sinnvoll, wenn gegensystem-fähige Regelstrategie verwendet wird  
 → bei vielen DER (noch) nicht implementiert



- **Dezentrale Erzeuger:**
  - Synchrongenerator
  - WR mit unterschiedlichen Regelstrategien
- **Fehlerort:**
  - $x = 1\%$ ,  $10\%$ ,  $20\%$  -  $90\%$ ,  $91$  -  $99\%$  der Leitungslänge ausgehend von Sammelschiene SS2
- **Fehlerart:**
  - 1-poliger Kurzschluss / Erdschluss
  - 2-poliger Kurzschluss ohne / mit Erdberührung
  - 3-poliger Kurzschluss
- **Sternpunktbehandlung:**
  - Starr geerdet
  - Isoliert
  - Kompensiert

# Simulationsumgebung - Simulationsablauf

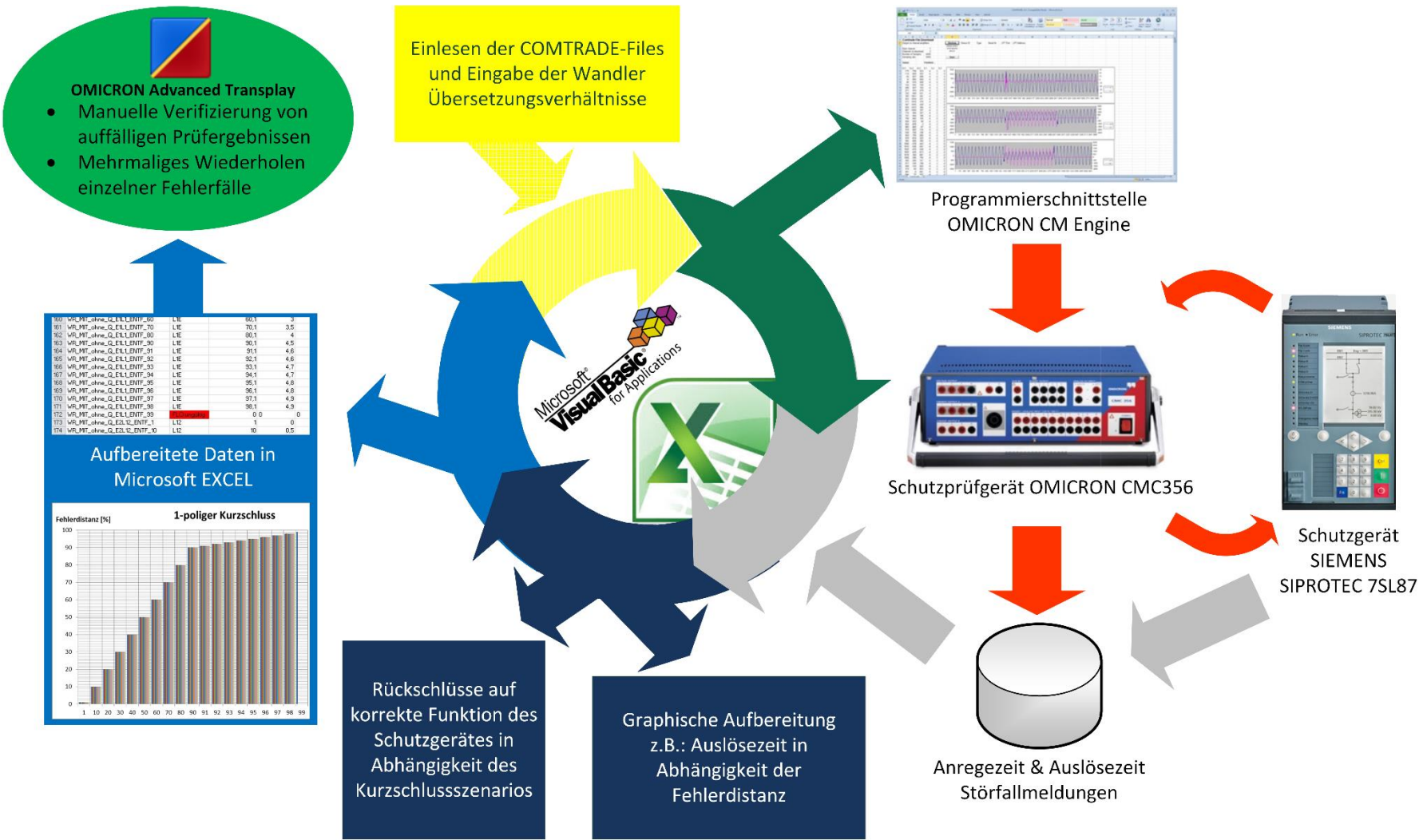
Schematischer Ablauf des Automatisierungsprozesses MATLAB ↔ SINCAL





# Prüfumgebung - Prüfablauf

Schematischer Ablauf des Automatisierungsprozesses EXCEL(VBA) ↔ CM Engine





# Grundsätzliche Aussagen (1)

## ▪ Es finden Veränderungen an den Anforderungen an Schutzsysteme durch dezentrale Erzeugung findet statt. Diese werden getrieben durch:

- Neue, verteilte Quellen für Kurzschlussströme im System und dadurch ggf. lokal höhere Kurzschlussleistung sowie Phänomene wie „Blinding“ und „Sympathetic tripping“.
- Neue Betriebsmodi, z.B. Microgrids im Inselbetrieb, bei denen die Kurzschlussleistungen stark vom netzgekuppelten Betrieb abweichen und die die Problematik der Inselerkennung und Selektivität aufwerfen.
- Neue Anlagentypen, insbesondere über Umrichter einspeisende Anlagen, die tendenziell eine (global) geringere Kurzschlussleistung bedingen und ein deutlich von direkt gekoppelten (Synchron-/Asynchron-) Maschinen unterschiedliches Verhalten im Kurzschlussfall (stationär, transient) zeigen.

## ▪ Das unterschiedliche Verhalten von über Umrichter einspeisenden Anlagen im Kurzschlussfall zeigt sich:

- stationär durch deutlich kleinere Kurzschlussleistungen aufgrund der Begrenzung auf Nennströme sowie deutlich unterschiedliches Verhalten bei unsymmetrischen Fehlern, weil ggf. kein Gegensystembeitrag oder keine sinusförmigen Ströme geliefert werden sowie
- transient dadurch, dass nicht subtransiente und transiente Ausgleichsvorgänge innerhalb der elektrischen Maschine, sondern die Übertragungsfunktion der Regelung und Ventilsteuerung dominieren. Außerdem ist die Fault-Ride-Through-Fähigkeit insbesondere größerer Anlagen in der Regel verlangt und gegeben und kann nicht vernachlässigt werden.

## ■ Kernaussagen sind also:

- Auswirkungen aufgrund analytischer Berechnungen werden dort erwartet und treten ggf. dann auf, wenn Fehlerstromanteile aus dem Netz sehr klein sind gegenüber Fehlerströmen durch die Umrichter – diese wurden und werden näher untersucht
- Auswirkungen werden dort erwartet, wo Fehlerströme und –spannungen nicht mehr sinusförmig sind – diese wurden und werden näher untersucht (z.B. im Inselnetz, z.B. windparkseitige AC-Netze)
- Schutzkonzepte und Schutzgeräte müssen auf diesen Wandel vorbereitet werden und in ihrer Funktionalität auf die neuen Anforderungen hin überprüft werden