

Hamburg, 6. Mai 2016

Technisches Gutachten

**Technische Evaluierung des Bedarfes für die Maßnahmen des Projektes P21:
Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen gemäß Netzentwicklungsplan (NEP)
Strom 2025, Version 2015, 1. Entwurf**

im Auftrag der
OECOS GmbH, Prof. Dr.-Ing. K. Runge, Hamburg

1. Autoren:

Prof. Dr.-Ing. C. Becker
Dr.-Ing. H. Fielitz

Kontakt:

Technische Universität Hamburg
ieet – Institut für Elektrische Energietechnik
Harburger Schloßstraße 20
21079 Hamburg
Tel.: +49 40 / 42878 3213
Fax: +49 40 / 42878 2382
E-Mail: ieet@tuhh.de

2. Berichtszeitraum:

21.12.2015 – 08.04.2016

3. Ziel der Untersuchungen:

Technische Evaluierung des Bedarfes für die Maßnahmen M51a (Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse Conneforde – Cloppenburg/Ost) und M51b (Netzausbau: Neubau in neuer Trasse Cloppenburg/Ost – Merzen) des Projektes P21 hinsichtlich der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in südliche Richtung.

4. Informationsbasis und Literatur:

- Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 1. u. 2. Entwurf, Übertragungsnetzbetreiber, www.netzausbau.de, Abruf: März 2016
- Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2024, Übertragungsnetzbetreiber, www.netzausbau.de, Abruf: März 2016
- Bedarfsermittlung 2024, Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024), BNetzA, www.netzausbau.de, Abruf: März 2016
- Übersichtsplan Deutsches Höchstspannungsnetz, VDE FNN, Jan. 2016
- Berechnungsergebnisse und erläuternde Informationen der BNetzA „Bedarfsermittlung P21, Conneforde-Cloppenburg-Merzen“ vom 21.12.2015, basierend auf NEP 2024
- Antworten der BNetzA auf Frageliste des ieet vom 12.02.2016
- Zusätzliche Informationen aus verschiedenen Telefonaten mit der BNetzA
- INTEGRAL 7, Interaktives Grafisches Netzplanungssystem, Kurzbeschreibung, FGH GmbH, www.fgh-gmbh.com, Abruf: März 2016
- Schwab, A.: Elektroenergiesysteme, Springer-Verlag, Berlin, 2012
- Windenergiereport Deutschland 2014, Fraunhofer IWES, Kassel, Stuttgart, 2015

5. Kontaktpersonen der Bundesnetzagentur:

- Herr Dr. Markus Doll, Leiter Referat 613, Netzentwicklung
- Herr Simon Schneider, Referat 613, Netzentwicklung

6. Untersuchungsgegenstand:

Gegenstand der Untersuchungen sind die Maßnahmen M51a/b des Projektes P21. In der Bestätigung des NEP Strom 2024 sind diese Maßnahmen wie folgt beschrieben: „Die beiden zugehörigen Maßnahmen M51a und M51b sind elektrotechnisch in Reihe geschaltet und werden zusammen geprüft, da die Abschnitte einander bedingen und jeweils einzeln keinen nennenswerten Nutzen ergäben.

Im Rahmen der Maßnahme M51a ist eine Netzverstärkung der bestehenden Leitung von Conneforde nach Cloppenburg/Ost erforderlich. Es handelt sich dabei um eine Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV durch Neubau in bestehender Trasse (Netzverstärkung). Zur Einbindung der Leitung müssen in Cloppenburg/Ost eine neue 380-kV-Schaltanlage errichtet (Netzausbau) und die Schaltanlage in Conneforde verstärkt werden (Netzverstärkung). Maßnahme M51b erfordert einen weiteren Leitungsneubau (Netzausbau) zwischen Cloppenburg/Ost und der neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage in Merzen (Netzausbau).“ Der relevante Ausschnitt des deutschen Übertragungsnetzes ist in Abb. 1 dargestellt.

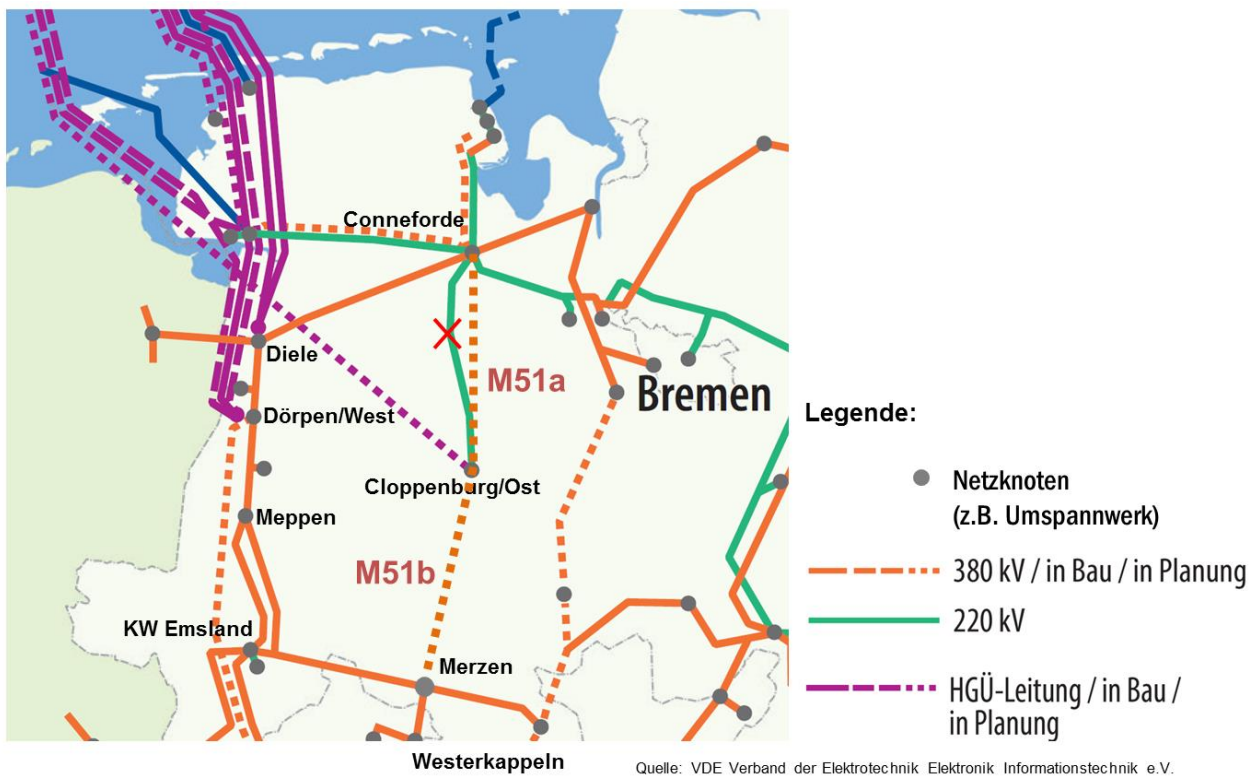


Abb. 1: Relevanter Netzausschnitt des deutschen Höchstspannungsnetzes mit den Maßnahmen M51a/b

Der im Rahmen der Untersuchungen betrachtete Netzausschnitt ist in den Abbildungen 2 und 3 vereinfacht schematisch dargestellt, wobei Abbildung 2 die ursprüngliche Netzsituation und Abbildung 3 die Netzsituation mit realisierten Maßnahmen M51a/b beschreibt. Hierbei bezeichnen dick quer gezeichnete Linien Sammelschienen der angegebenen Spannungsebenen, welche in Umspann- oder Schaltanlagen Anfangs- bzw. Endpunkte von Übertragungsleitungen darstellen. Übertragungsleitungen sind durch dünner gezeichnete Linien ge-

kennzeichnet. Weitere Elemente wie Schaltgeräte, Transformatoren usw. sind aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt.

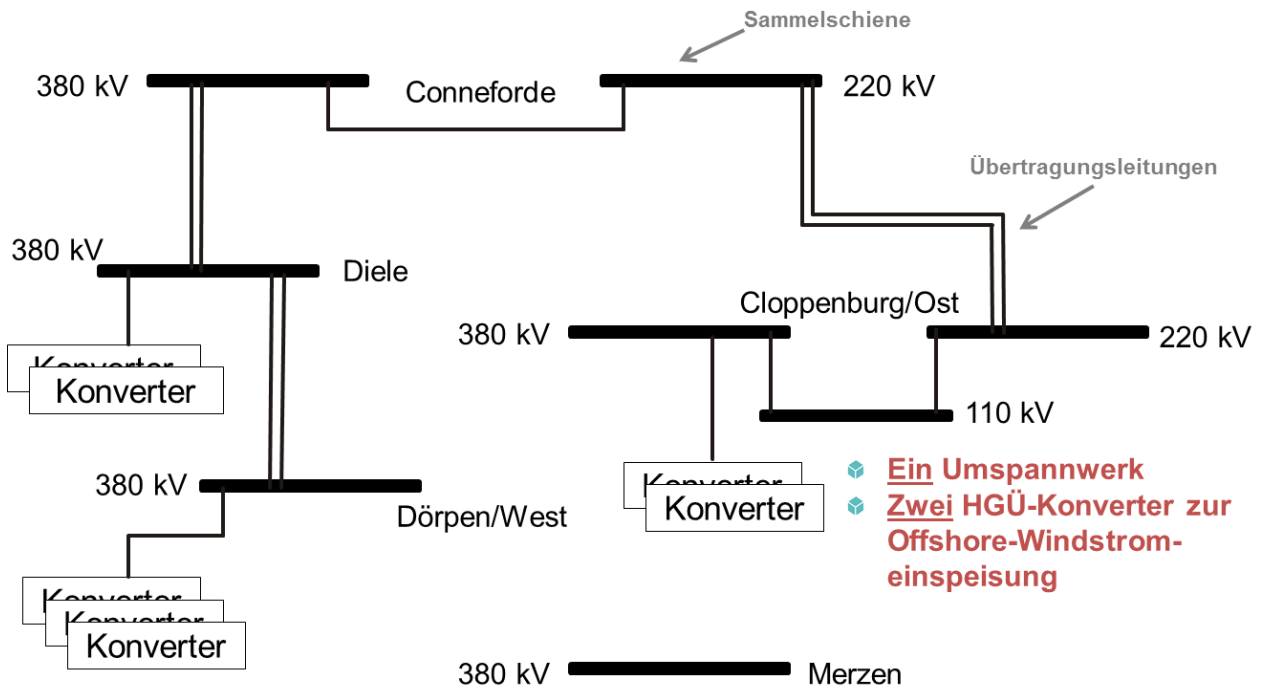


Abb. 2: Vereinfachte schematische Darstellung des betrachteten Netzausschnittes ohne Maßnahmen M51a/b

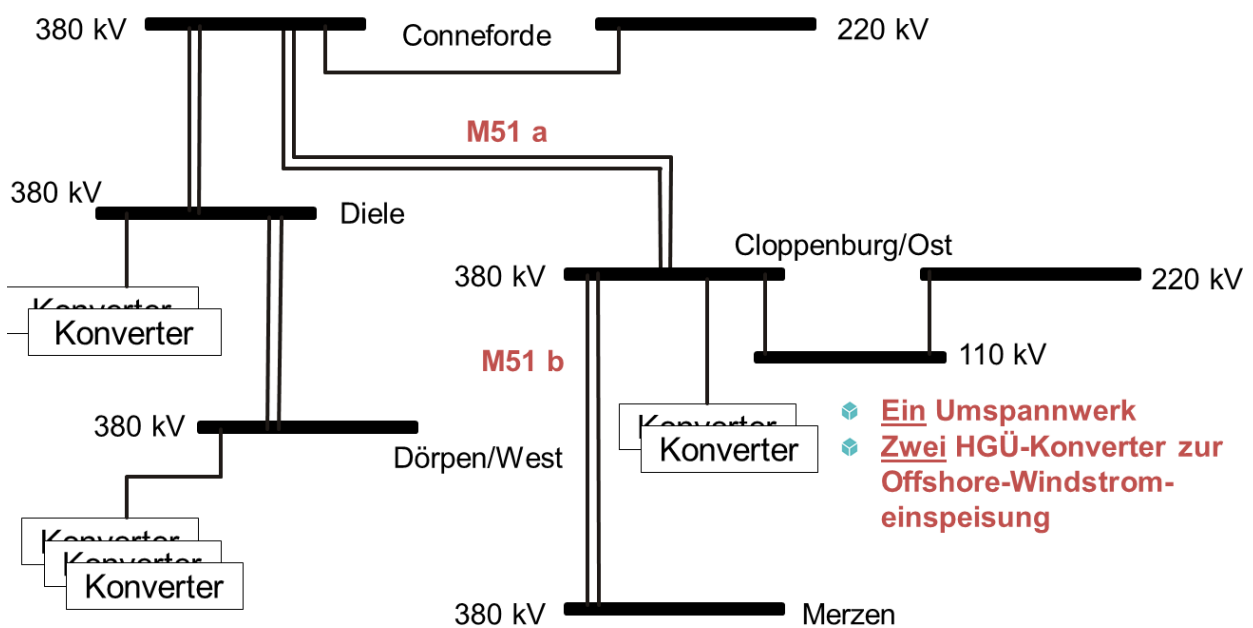


Abb. 3: Vereinfachte schematische Darstellung des betrachteten Netzausschnittes mit realisierten Maßnahmen M51a/b

7. Technische Grundlagen:

7.1 Lastflussberechnung

Die Bestimmung des Betriebszustandes eines elektrischen Energieübertragungssystems ist eine zentrale Aufgabe, die sowohl für den Betrieb als auch die Planung, insbesondere für die Netzplanung, eine wichtige Rolle spielt. Ausgehend von stationären Netzmodellen werden mit sogenannten Lastflussberechnungen im Wesentlichen zwei Fragen beantwortet:

1. Welche Spannungen stellen sich in den Netzknoten, beispielsweise Umspannwerken, bei einer bestimmten Belastung ein?
2. Welche elektrischen Leistungen bzw. Ströme fließen über die Netzelemente bei diesem Spannungsprofil?

Eine Lastflussberechnung liefert *für einen Zeitpunkt* und festgelegte Werte von Einspeisungen elektrischer Energie und angeschlossenen elektrischen Lasten somit eine Aussage über die fließenden Leistungen bzw. Ströme und damit die Auslastung der Elemente eines elektrischen Energienetzes, wie z.B. Leitungen und Transformatoren. Für jedes Netzelement sind den Netzbetreibern maximal zulässige Auslastungen, d.h. Stromflüsse, bekannt, die im Betrieb eines Netzes nicht überschritten werden dürfen. Das Ergebnis einer Lastflussberechnung liefert somit zu dem betrachteten Zeitpunkt für jedes Netzelement die Information, ob die maximale Belastungsgrenze überschritten ist, d.h. Netzelemente überlastet sind. Das Verfahren ist in der elektrischen Energietechnik seit langem etabliert.

7.2 (n-1)-Ausfallsimulation

Das (n-1)-Kriterium ist eine grundsätzliche und wichtige Maxime einer sicheren elektrischen Energieversorgung. Es besagt, dass ein Ausfall eines Netzelementes zu keiner Verletzung der Netzsicherheit, beispielsweise einer Überlastung der verbleibenden Netzelemente, führen darf. Netzbetreiber legen ihre Netze darauf basierend aus.

Bei der Planung sowie Erweiterung von elektrischen Energienetzen wird mit einer (n-1)-Ausfallsimulation überprüft, ob dieses Kriterium eingehalten wird. Dazu werden Netzelemente in einer ihrer Bedeutung entsprechend festgelegten Reihenfolge als ausgefallen d.h. abgeschaltet angenommen. Mittels Lastflussberechnungen wird sodann ein Netz, in dem jeweils ein Netzelement, z.B. eine Übertragungsleitung, ausgefallen ist, untersucht. Das Ergebnis liefert eine Aussage, ob eines oder mehrere der verbleibenden in Betrieb befindlichen Netzelemente durch diesen Ausfall in Überlast geraten. Falls durch Ausfall eines Netzelementes mindestens ein weiteres Netzelement überlastet ist, gilt das Netz als nicht mehr (n-1)-sicher. Solche Zustände sind demnach unzulässig. Überlastete Netzelemente müssen abgeschaltet werden, um Schäden an ihnen zu vermeiden. Bei nicht (n-1)-sicheren Netzen besteht somit die Gefahr eines Versorgungsausfalls durch in Folge von Fehlern auftretende Ausfälle von Netzelementen, aus denen Überlastungen weiterer Elemente resultieren, die notwendigerweise abgeschaltet werden müssen.

Abbildung 4 zeigt einen dreiknotigen Ausschnitt eines nicht (n-1)-sicheren Netzes, was sich nach einem Ausfall der Leitung zwischen den Sammelschienen (SS) 1 und 2 durch eine Überlastung der Leitungen zwischen den Sammelschienen SS 2 und SS 3 (rot gekennzeichnet) äußert.

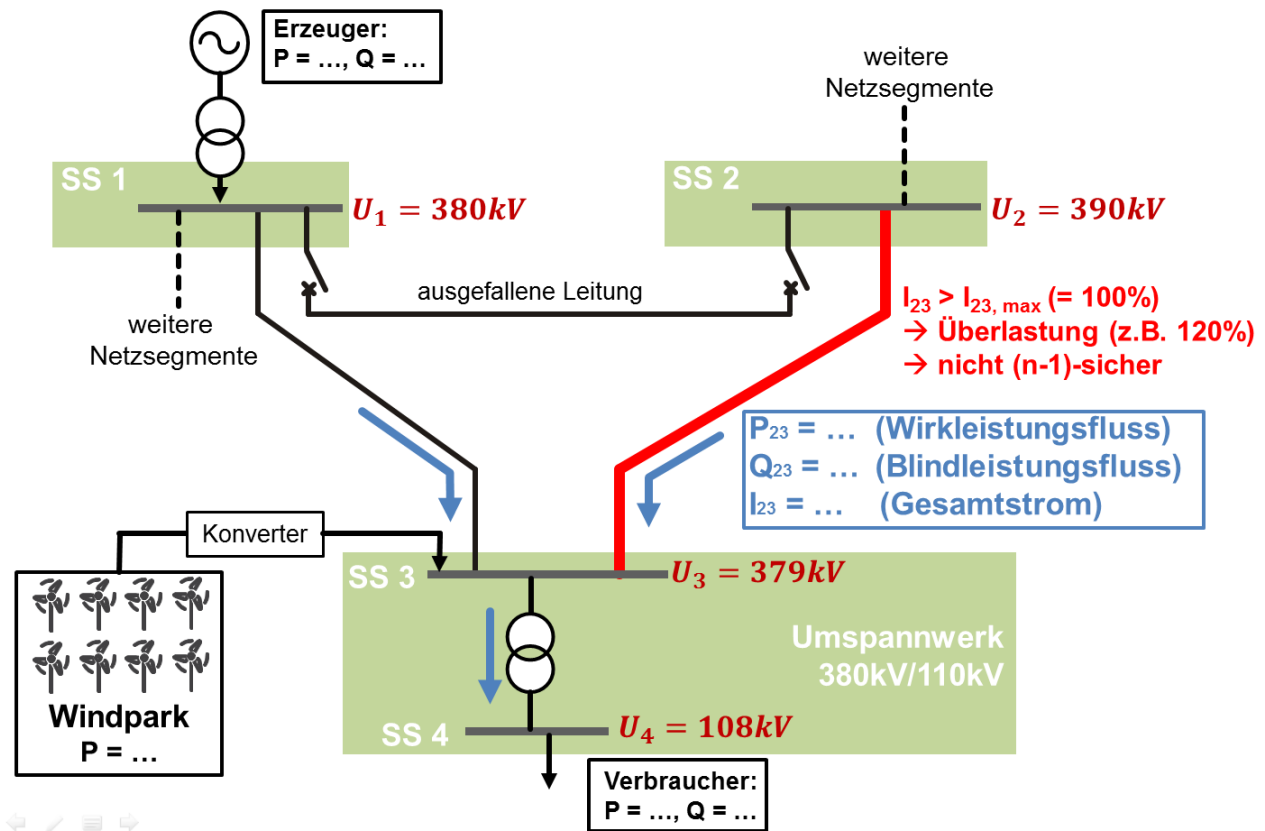


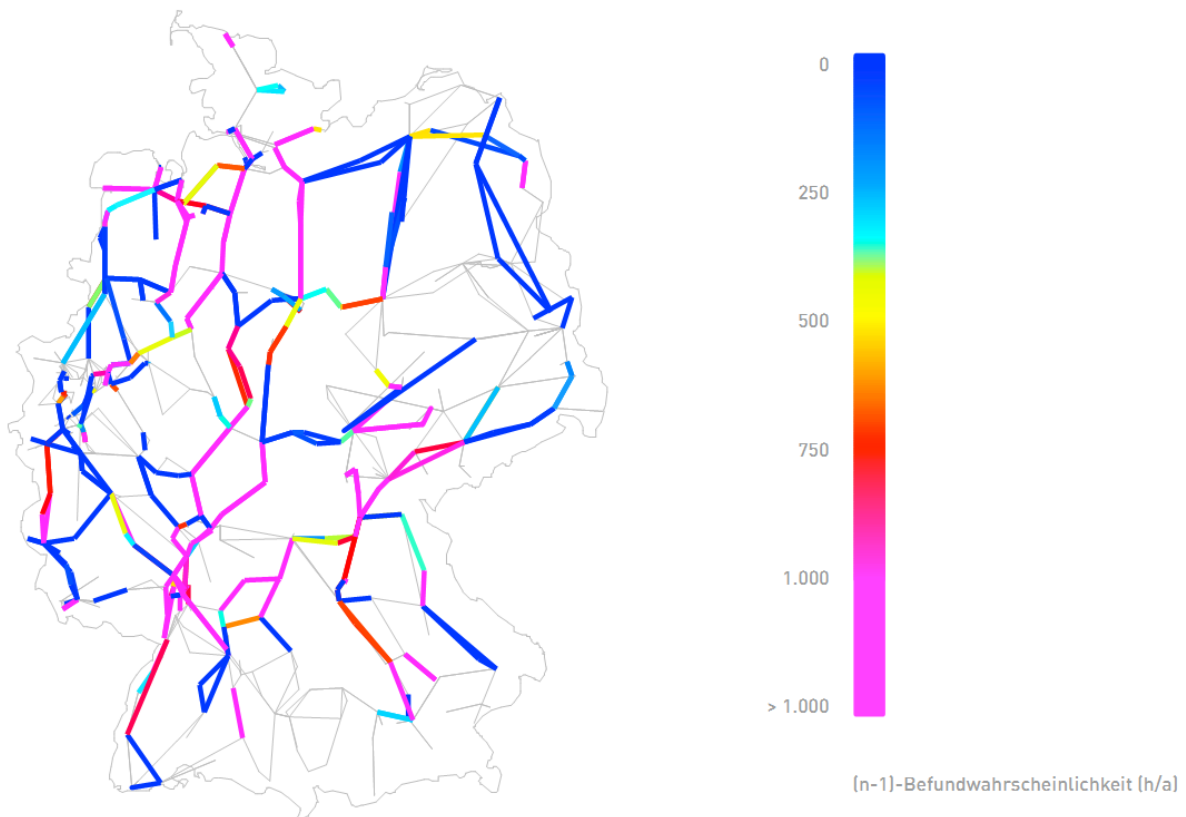
Abb. 4: Vereinfachtes Beispiel für ein nicht (n-1)-sicheres Netz (Blaue Pfeile stellen Leistungs- bzw. Stromflüsse dar, welche mit den Symbolen für Wirkleistungsfluss P_{xy} , Blindleistungsfluss Q_{xy} sowie Strom I_{xy} bezeichnet werden. Diese Größen sowie die an den Sammelschienen angegebenen Spannungswerte werden durch Lastflussberechnung ermittelt. Erzeuger und Verbraucher sind durch Einspeisungen bzw. Entnahmen von Wirkleistung P sowie Blindleistung Q charakterisiert.)

8. Technische Analyse:

8.1 Analyse der Berechnungsergebnisse

Die Berechnungsergebnisse der BNetzA basieren auf dem NEP Strom 2024, Version 2014, 2. Entwurf. Entsprechende Daten und Ergebnisse auf Basis des NEP Strom 2025 lagen zum Zeitpunkt der Begutachtung noch nicht vor, da die Berechnungen dazu gemäß Angaben der BNetzA noch nicht abgeschlossen waren. Das vorliegende Datenmaterial und die Berechnungsergebnisse erscheinen sorgfältig ausgewählt und zusammengestellt und enthalten verschiedene Darstellungen, die laut Angaben der BNetzA eigens aus Anlass des vorliegenden Gutachtens basierend auf den Untersuchungen zur Bestätigung des Projektes P21 angefertigt wurden. Da die BNetzA an einer allgemein verständlichen technisch-inhaltlichen Nachvollziehbarkeit der Überprüfungen der Netzausbaumaßnahmen interessiert ist, wurde diese in der Form bislang noch nicht stattgefundene Datenanfrage äußerst gründlich bearbeitet.

Zunächst legt die BNetzA die Situation des sog. **Startnetzes** vor. Dies umfasst das heutige Bestandsnetz sowie alle bis zum Zieljahr 2024 fertiggestellten Maßnahmen aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). In Cloppenburg befindet sich in dieser Startnetzkonfiguration ein Umspannwerk mit zwei Konverterstationen zur Einspeisung von Offshore-Windstrom. Die Analyse der Übertragungsnetzbetreiber zeigt, dass trotz erster Netzverstärkungsmaßnahmen aus dem EnLAG weiterhin massive Überlastungen in der Region um Conneforde vorliegen, teilweise mehrere hundert Stunden pro Jahr (siehe Abb. 5).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abb. 5: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelementes für das Startnetz im Zieljahr 2024 (Quelle: NEP 2014, 2. Entwurf)

Hauptbestandteil des Materials der BNetzA sind Ergebnisse von elf Lastflussrechnungen für verschiedene Netzkonfigurationen, die auf zwei exemplarischen Einspeise- und Lastszenarien beruhen. Die Szenarien werden mit „B24“ und „SensiO“ bezeichnet. Szenario „B24“ ist offensichtlich das im Szenariorahmen genannte „Szenario B 2024“. Es geht von einer gegenüber heute höheren Produktion von elektrischer Energie aus regenerativen Quellen sowie einer geringeren Produktion aus konventioneller Erzeugung aus. Offshore-Windstrom wird in diesem Szenario über zwei HGÜ-Konverterstationen mit einer Kapazität von je 900 MW in Cloppenburg eingespeist. Das Szenario „SensiO“ berücksichtigt eine gewisse Vorhersageunschärfe und beinhaltet die Annahme, dass aufgrund von äußeren Faktoren, wie feh-

lenden Marktanreizen, die Einspeisung erneuerbarer Energien in das Netz gegenüber dem Szenario B24 reduziert ist. Konkret umfasst es reduzierte Offshore-Windeinspeisung sowie eine Kappung von Einspeisespitzen der Onshore-Windkraft, so dass im Szenario „SensiO“ kein Strom aus Offshore-Windkraftanlagen in Cloppenburg eingespeist wird. Bei beiden Szenarien wird von einer Integration aller aktuell genehmigten Netzausbaumaßnahmen ausgegangen. Die Szenarien liegen der Bundesnetzagentur (BNetzA) generell als Zeitreihen über ein ganzes Jahr vor, so dass für jede Stunde des Zieljahres 2024 Zahlenwerte für die elektrische Einspeisung und Last an jedem Standort des deutschen Übertragungsnetzes existieren. Die BNetzA hat für die dem ieet vorgelegten Berechnungsergebnisse ausschließlich beispielhaft den Zeitpunkt (d.h. Stunde) 784 ausgewählt, da dieser nach Angaben der BNetzA auch in der Bestätigung der Maßnahmen gemäß P21 genannt ist. Für diesen Zeitpunkt im Zieljahr 2024 werden mit beiden Szenarien unterschiedliche Netzkonfigurationen mittels Lastflussberechnung analysiert. Die Lastflussergebnisse dieser insgesamt elf Konfigurationen für die Netzknoten und Leitungen in der Region Diele, Conneforde, Dörpen-West, Cloppenburg und Merzen sind in Form von Screenshots Bestandteil der dem ieet übermittelten Daten. Angrenzende Netzbereiche sind in der Ergebnisdarstellung nicht vorhanden.

Die BNetzA hat zur Berechnung der Lastflussszenarien die gängige und anerkannte Software „INTEGRAL“ der FGH GmbH, Aachen verwendet. Die Ergebnisse dieser elf Lastflussberechnungen wurden durch das ieet mithilfe einzelner detaillierter Kontrollrechnungen hinsichtlich Plausibilität analysiert. Die einzelnen Ergebnisse der Lastflussberechnung erscheinen danach sämtlich glaubhaft und plausibel. Entsprechend einer in der Netzplanung üblichen Vorgehensweise wurden für unterschiedliche Belastungsfälle (hier B24 und SensiO) Rechnungen der normalen Netzkonfiguration sowie sogenannte (n-1)-Ausfallrechnungen jeweils mit und ohne Maßnahmen des Projektes P21 durchgeführt, bei dem ein Betriebsmittel, beispielsweise eine Übertragungsleitung, als ausgefallen angenommen wird, um die Betriebssicherheit des auf diese Weise fehlerhaften bzw. reduzierten Netzes zu bewerten.

Die elf berechneten Szenarien wurden von der BNetzA mit zusätzlichem erklärenden Text versehen und sollen die Argumentation für die Notwendigkeit der Maßnahmen nach P21 liefern. Am ieet wurden diese Begründungen für die Wirksamkeit der Netzerweiterung gemäß P21 analysiert und bewertet. Die betrachteten Fälle sind in der nachfolgenden Tabelle 1 zusammen mit den jeweils daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen beschrieben. Die Schlussfolgerungen ergeben sich sowohl aus den Erklärungen der BNetzA sowie eigenen Analyseergebnissen. Die Berechnungsergebnisse der BNetzA befinden sich im Anhang zu diesem Bericht.

Tabelle 1: Übersicht, Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus den Lastflussszenarien

	Name des Lastflussszenarios	Beschreibung	Fazit
1	1_Grundlastfluss_NNF784_B24_ohne Maßnahme (siehe Abb. 6)	<ul style="list-style-type: none"> • Netz in Grundkonfiguration • Grundlastfluss gem. Szenario B24 • Einspeisung von Offshore-Windenergie in Cloppenburg über zwei HGÜ-Konverterstationen • Netzerweiterung gem. P21 nicht vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> • Überlastung der 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg Ost

2	2_Ausfall_NNF784_B24_ohne Maßnahme (siehe Abb. 8)	<ul style="list-style-type: none"> wie 1, jedoch: Ausfall einer Leitung ab Dörpen-West 	<ul style="list-style-type: none"> Überlastung der 380-kV-Leitung zwischen Diele und Dörpen-West Überlastung der 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg Ost
⇒ Überlastung der 220-kV-Infrastruktur bereits im Grundlastfall B24, verschlechterte Situation im (n-1)-Fall			
3	3_Grundlastfluss_NNF784_B24_mit Maßnahme (siehe Abb. 7)	<ul style="list-style-type: none"> wie 1, jedoch: Netzerweiterung gem. P21 vorhanden und 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg Ost nicht mehr in Betrieb 	<ul style="list-style-type: none"> keine Überlastung der betrachteten Leitungen und Betriebsmittel Leistungsfluss in Nord-Süd-Richtung auf 380-kV-Leitungen Conneforde-Cloppenburg-Merzen mit Auslastung von ca. 20% bzw. ca. 50%
4	4_Ausfallrechnung_NNF784_B24_mit Maßnahme (siehe Abb. 9)	<ul style="list-style-type: none"> wie 3, jedoch: Ausfall einer Leitung ab Dörpen-West 	<ul style="list-style-type: none"> Geringfügige Überlastung (104%) einer 380-kV-Leitung zwischen Diele und Dörpen-West Überlast ließe sich durch Sammelschienenkupplung in Dörpen-West beheben. Leistungsfluss in Nord-Süd-Richtung auf 380-kV-Leitungen Conneforde-Cloppenburg-Merzen
⇒ Maßnahmen gem. P21 verbessern die Situation grundlegend, das Netz ist jedoch noch nicht (n-1)-sicher			
5	5_Grundlastfluss_NNF784_SensiO_ohne Maßnahme	<ul style="list-style-type: none"> Netz in Grundkonfiguration Grundlastfluss gem. Szenario SensiO keine Einspeisung von Windenergie über Umrichter in Cloppenburg Netzerweiterung gem. P21 nicht vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Überlastung der betrachteten Leitungen und Betriebsmittel, Leitung zwischen Diele und Dörpen-West ist zu 94,5% ausgelastet

6	6_Ausfallrechnung_NNF784_SensiO_ohne Maßnahme (siehe Abb. 10)	<ul style="list-style-type: none"> wie 5, jedoch: Ausfall einer Leitung ab Dörpen-West 	<ul style="list-style-type: none"> Überlastung einer 380-kV-Leitung zwischen Diele und Dörpen-West Diese Überlastung ließe sich durch Sammelschienenkupplung in Dörpen-West beheben. Überlastung einer weiteren Leitung ab Dörpen-West
⇒ keine Überlastung des bestehenden Netzes im Grundlastfall gem. SensiO, jedoch (n-1)-Sicherheit nicht gewährleistet			
7	7_Grundlastfluss_NNF784_SensiO_mit Maßnahme	<ul style="list-style-type: none"> wie 5, jedoch: Netzerweiterung gem. P21 vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Überlastung der betrachteten Leitungen und Betriebsmittel, Leitung zwischen Diele und Dörpen-West ist zu 76,5% ausgelastet Leistungsfluss in Nord-Süd-Richtung auf 380-kV-Leitungen Conneforde-Cloppenburg-Merzen
8	8_Ausfallrechnung_NNF784_SensiO_mit Maßnahme (siehe Abb. 11)	<ul style="list-style-type: none"> wie 7, jedoch: Ausfall einer Leitung ab Dörpen-West 	<ul style="list-style-type: none"> Eine 380-kV-Leitung zwischen Diele und Dörpen-West ist überlastet Diese Überlastung ließe sich durch Sammelschienenkupplung in Dörpen-West beheben. Leistungsfluss in Nord-Süd-Richtung auf 380-kV-Leitungen Conneforde-Cloppenburg-Merzen
⇒ Maßnahmen gem. P21 verbessern die Situation grundlegend auch ohne Offshore-Windstromeinspeisung in Cloppenburg, das Netz ist jedoch nicht (n-1)-sicher, Netzauslastung in der Ausfallrechnung höher als im Szenario B24 ⇒ Überprüfung der Wirksamkeit von Schaltmaßnahmen erscheint sinnvoll			
9	9_Ausfallrechnung_NNF784_B24_ohne Maßnahme_SSK	<ul style="list-style-type: none"> wie 2, jedoch: Kuppelschalter der Sammelschienen in den Netzstationen geschlossen 	<ul style="list-style-type: none"> Die Überlastung der 380-kV-Leitung zwischen Diele und Dörpen West wie in Fall 2 simuliert lässt sich durch die Sammelschienenkupplung beheben.

			<ul style="list-style-type: none"> • Eine 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg-Ost ist weiterhin überlastet. • Diese Überlastung ließe sich durch eine weitere Sammelschienenkupplung in Cloppenburg-Ost beheben.
10	10_Ausfallrechnung2_N NF784_B24_ohne Maßnahme_SSK (siehe Abb. 12)	<ul style="list-style-type: none"> • wie 9, jedoch mit anderem Ausfallszenario: • Ausfall einer Leitung zwischen Diele und Dörpen-West 	<ul style="list-style-type: none"> • Eine 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg-Ost ist überlastet. • Diese Überlastung ließe sich durch eine weitere Sammelschienenkupplung in Cloppenburg-Ost beheben. • Zusätzlich ist eine 380-kV-Leitung zwischen Diele und Dörpen-West überlastet. • Eine Lastverteilung durch Kupplung der Sammelschienen ist nicht möglich, da die parallele Leitung ausgefallen ist.
11	11_Ausfallrechnung2_N NF784_B24_mit Maßnahme_SSK (siehe Abb. 13)	<ul style="list-style-type: none"> • wie 9, jedoch: • Netzerweiterung gem. P21 vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Überlastung im betrachteten Netzgebiet • Leistungsfluss in Nord-Süd-Richtung auf 380-kV-Leitungen Conneforde-Cloppenburg-Merzen
<p>⇒ Die oben untersuchte Überlast in der Ausfallsituation gem. Szenario 2 lässt sich durch Schaltmaßnahmen in einen überlastfreien Zustand bringen, jedoch können weitere Ausfallszenarien gefunden werden, bei denen eine resultierende Überlastung nur durch die Maßnahmen gemäß P21 behoben werden können.</p>			

Zur Veranschaulichung und übersichtlichen Darstellung sind ausgewählte, für die Argumentation wichtige Lastflussszenarien mit ihren wesentlichen Ergebnissen hinsichtlich errechneter Leitungsauslastungen bzw. resultierender Überlastungen in schematischen Darstellungen im Folgenden abgebildet. Wie schon in den Abbildungen 2 und 3 sind Schaltgeräte, Transformatoren usw. aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt.

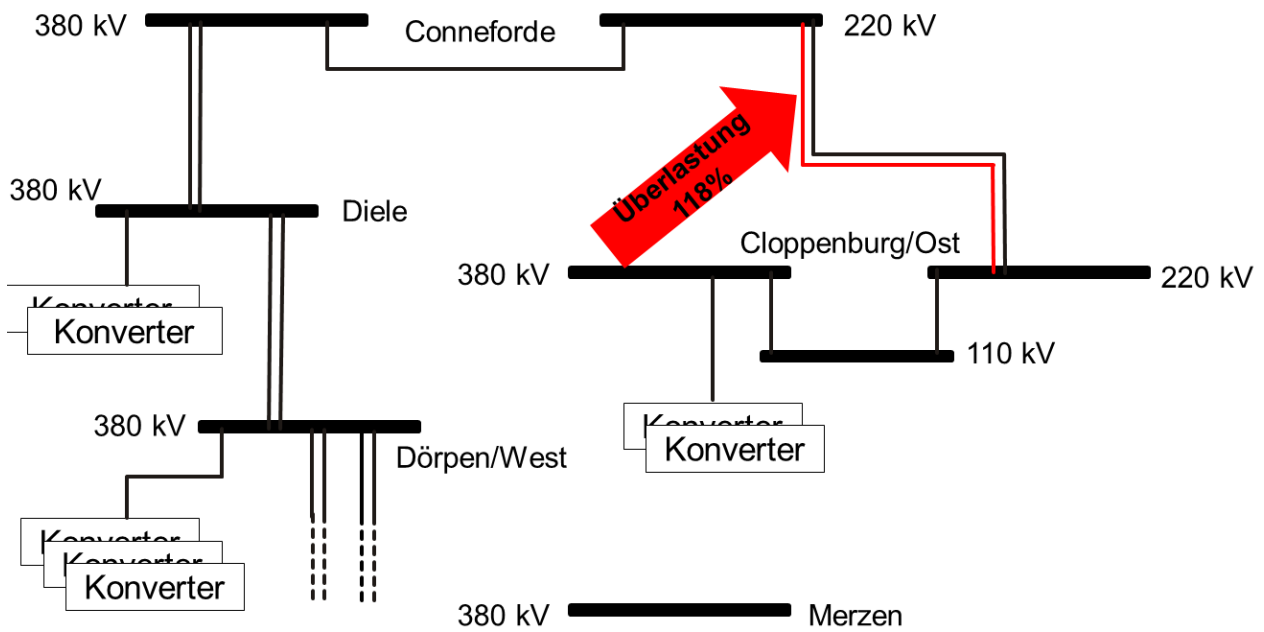


Abb. 6: Lastflussszenario 1: Grundlastfluss, Szenario B24, ohne M51a/b

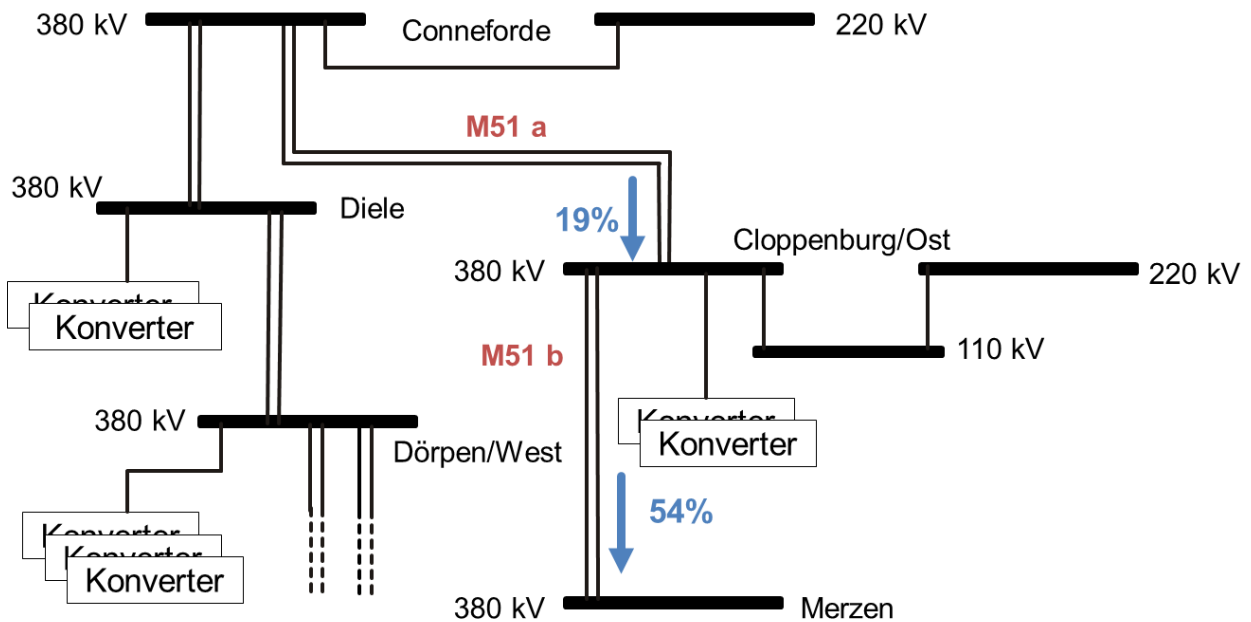


Abb. 7: Lastflussszenario 3: Grundlastfluss, Szenario B24, mit M51a/b

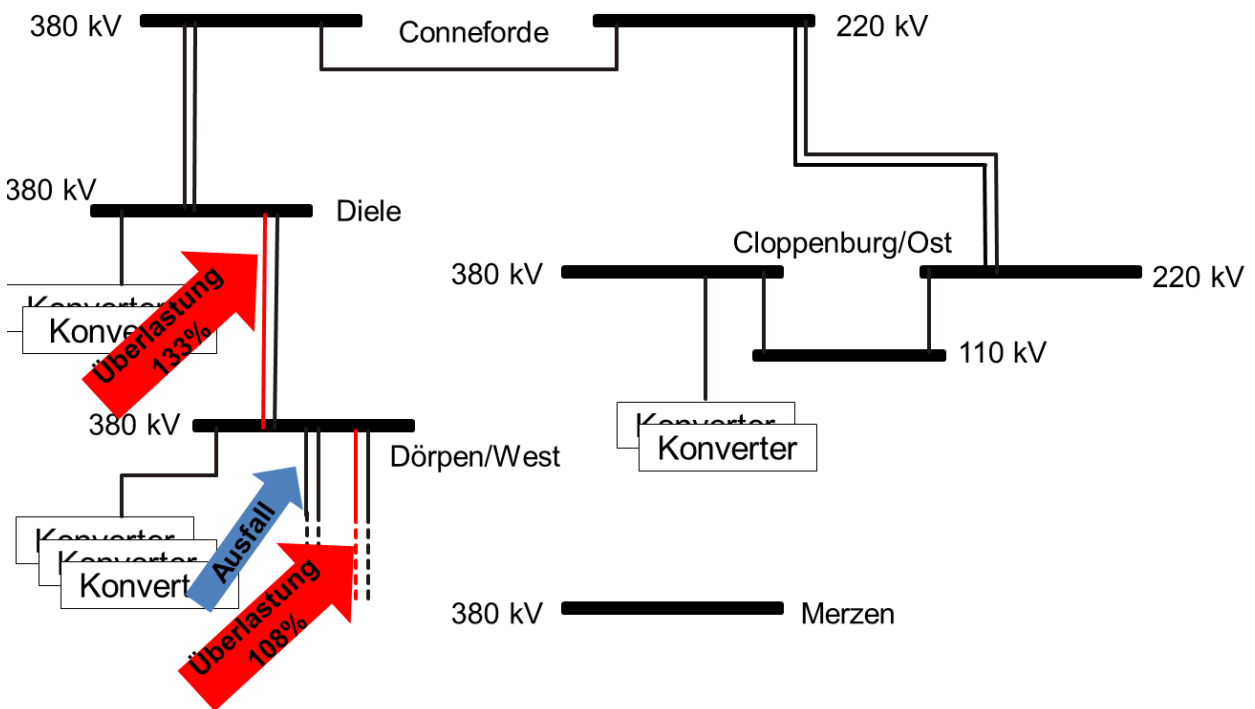


Abb. 8: Lastflussszenario 2: Leitungsausfall, Szenario B24, ohne M51a/b

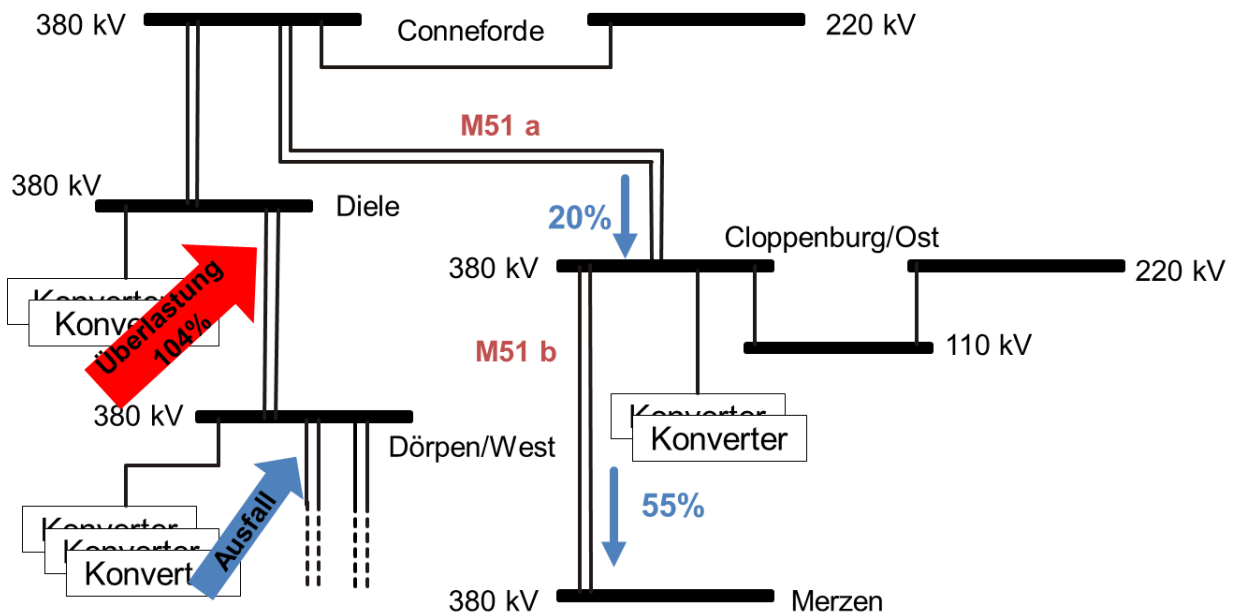


Abb. 9: Lastflussszenario 4: Leitungsausfall, Szenario B24, mit M51a/b

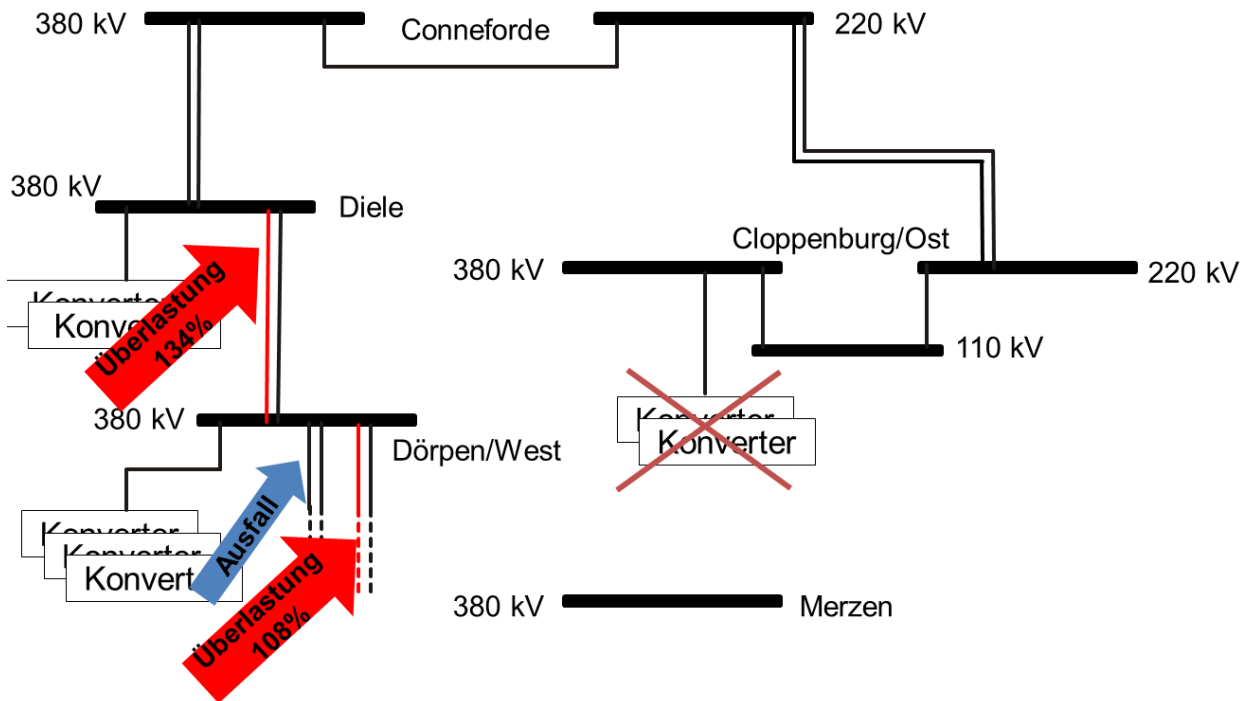


Abb. 10: Lastflussszenario 6: Leitungsausfall, Szenario SensiO, ohne M51a/b

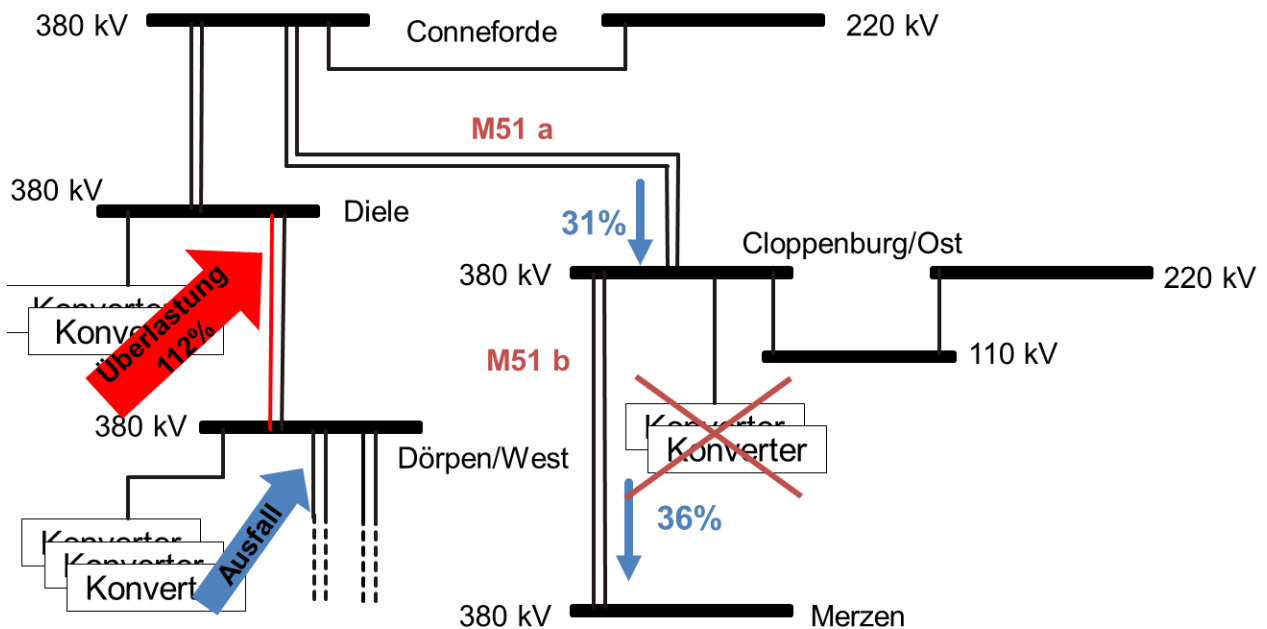


Abb. 11: Lastflussszenario 8: Leitungsausfall, Szenario SensiO, mit M51a/b

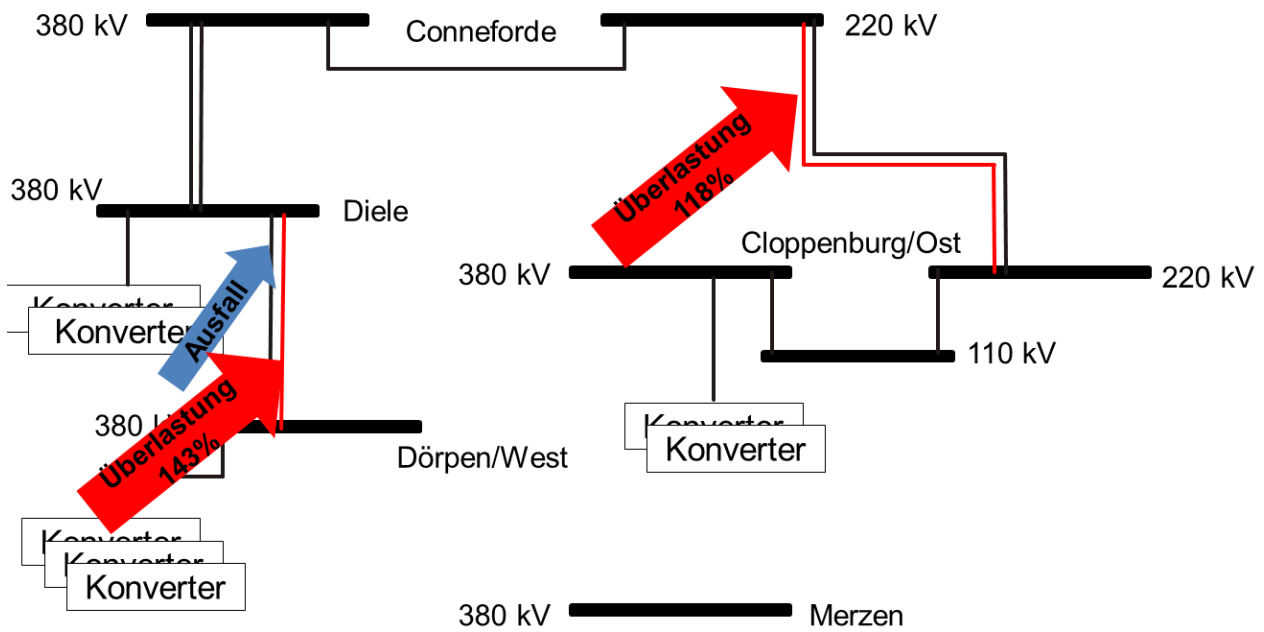


Abb. 12: Lastflussszenario 10: Leitungsausfall, Szenario B24, ohne M51a/b

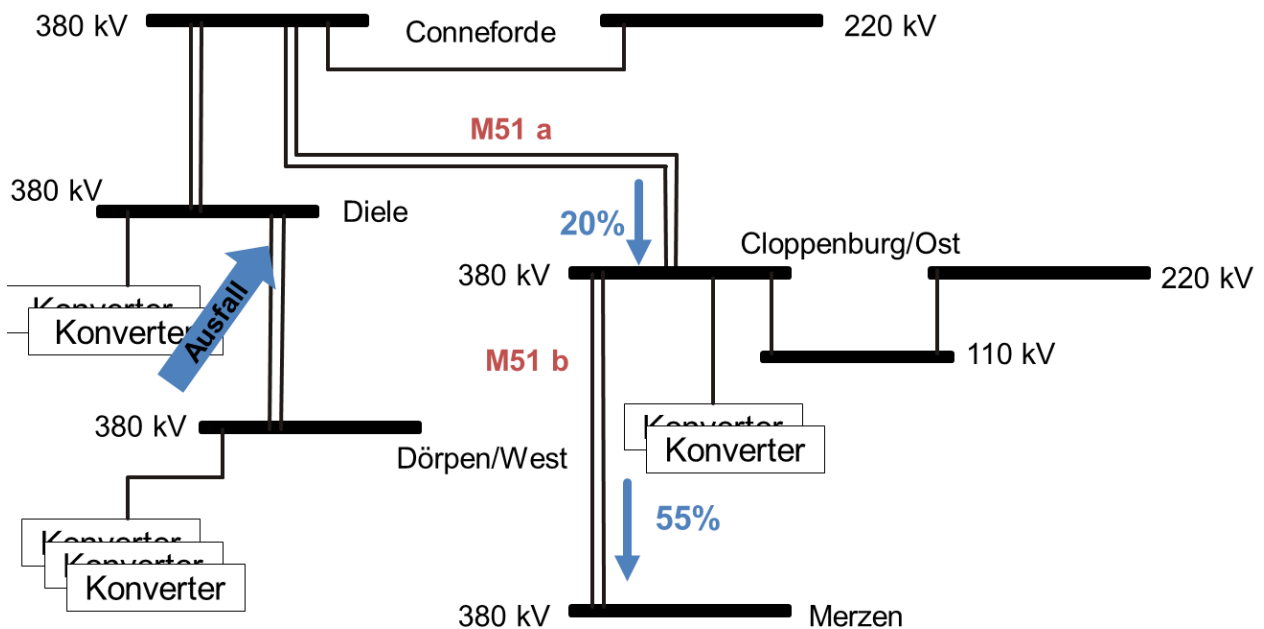


Abb. 13: Lastflussszenario 11: Leitungsausfall, Szenario B24, mit M51a/b

Eine abschließende Bewertung kann hieraus noch nicht abgeleitet werden, denn es ergeben sich weitergehende Fragestellungen, welche an die BNetzA kommuniziert wurden.

8.2 Weitergehende Analysen

Diese weitergehenden Fragestellungen wurden im Anschluss durch die BNetzA entsprechend umfassend schriftlich sowie mündlich beantwortet. Im Folgenden werden diese Punkte zusammen mit den Antworten der BNetzA und eigenen Schlussfolgerungen einzeln benannt:

- 1) Laut Angaben der BNetzA wurden die exemplarischen Lastflussrechnungen bei „besonders kritischen Netzsituationen“ durchgeführt. Es ist unklar, wie diese Situationen definiert sind und welche Merkmale und Parameter bei der Auswahl dieser kritischen Netzsituationen bestimmend sind.

Schriftliche Antwort der BNetzA:

Hauptmerkmal ist eine hohe Netzauslastung in der zu betrachtenden Stunde. Das gesamte Netz wird Jahresrechnungen unterzogen, um ein Maß für die Auslastungen insgesamt zu erhalten. Anhand der Ergebnisse lassen sich dann für die einzelnen Leitungen Stunden hoher Auslastung identifizieren. Welche Einspeise- und Lastsituation in der betrachteten Stunde vorherrscht, kann je nach Leitung unterschiedlich sein. Wir untersuchen i.d.R. nicht "den Starkwindfall", sondern überprüfen gezielt Situationen hoher Netzbelastung und die Robustheit der Maßnahmen in diesen.

Eigene Schlussfolgerungen:

Die Auswahlstrategie der „besonders kritischen Netzsituationen“ erscheint prinzipiell nachvollziehbar. Zahlenmäßig kann dies jedoch im Rahmen dieser Evaluierung nicht überprüft werden, so dass an dieser Stelle die durch die BNetzA vorgenommenen Annahmen als gegeben gewertet werden müssen.

- 2) Die Darstellungen und Ergebnisse der BNetzA sind ausschließlich auf den betreffenden Netzbereich reduziert. Veränderungen an Lastflüssen lassen sich in vermaschten Netzen wie dem deutschen bzw. europäischen Verbundnetz jedoch nicht auf isolierte Netzbereiche klar beschränken, so dass für den Vergleich und die Gegenüberstellung mehrerer Ergebnisse – wie in diesem Fall – die Verknüpfungen durch die nicht dargestellten Netzbereiche bekannt sein müssen. Speziell lassen die Lastflussrechnungen auf eine existierende Verbindung zwischen Dörpen-West und Cloppenburg über weitere Netzstationen schließen. Für die Nachvollziehbarkeit der Argumentation muss diese eventuelle Verbindung zusammen mit den dort herrschenden Leistungsflüssen bekannt sein. Insgesamt ist somit eine Darstellung der Ergebnisse und der Netztopologie außerhalb des gezeigten Bereiches erforderlich.

Schriftliche Antwort der BNetzA:

Zwischen Dörpen-West und Cloppenburg existiert keine Verbindung in der Höchstspannungsebene. Die dargestellten Abzweige "NLAN-A", "NLAN-Z" und "DOEW_Kabel" führen jeweils nach Niederlangen und Meppen, Hanekenfähr, sowie Öchtel.

Eigene Schlussfolgerungen:

Mit diesen Angaben sowie anhand des vom VDE veröffentlichten Netzplanes konnte die Lastflussverteilung auch außerhalb des von der BNetzA dargestellten Bereiches nachvollzogen werden, so dass damit speziell die Verschiebung der Leistungsflüsse in den betrachteten Ausfallsimulationen auf parallele Leitungszüge erklärbar wird.

- 3) Die Berechnungen weisen teilweise Leitungsauslastungen von 95% im Grundlastfluss aus, welche als tolerierbar dargestellt werden. Hier ist zu klären, warum eine solche im Normalbetrieb eher untypische Belastung akzeptiert wird.

Schriftliche Antwort der BNetzA:

Die hohen Auslastungswerte finden sich insbesondere in den Rechnungen ohne die Maßnahme und werden durch die Maßnahme eklatant gesenkt. Generell wird das Netz als für den Dauerbetrieb ausreichend dimensioniert erachtet, wenn sowohl im Grund-, als auch im (n-1)-Fall die Bemessungswerte nicht überschritten werden. Eine dauerhaft hohe Auslastung sollte den Netzbetreibern aber selbstredend als Indiz für weiteren Handlungsbedarf dienen, zumal der Netzentwicklungsprozess stetig neue Zieljahre im Blick hat.

Eigene Schlussfolgerungen:

Diesen Aussagen kann uneingeschränkt zugestimmt werden. Vor dem Hintergrund der o.g. Lastflussberechnungen wird die Notwendigkeit der Maßnahmen gemäß P21 untermauert. Da die Betrachtungen jedoch nur für eine Stunde des Zieljahres ausgeführt wurden, bleibt unklar, ob es sich bei den gezeigten Leitungsbelastungen knapp unter der maximalen Belastungsgrenze um kurzfristige oder dauerhafte Zustände handelt.

Weiterhin stellt sich die Frage, wie die BNetzA die maximal mögliche Auslastung der Freileitungen definiert und ob für alle Berechnungen Wetterdaten verwendet worden sind, um mit zeitabhängigen Höchstgrenzen für Leitungsbelastungen zu arbeiten. Die BNetzA teilte dazu telefonisch mit, dass für jedes untersuchte Szenario ein thermischer Grenzstrom für die Freileitungen definiert wird. Er errechnet sich aus dem Leiterquerschnitt, dem verwendeten Material und der aktuellen Wetterlage. In den Simulationen ist ein stundenweise aufgelöstes Wettermodell hinterlegt. Die Grenzströme sind daher stündlich variabel und innerhalb eines Szenarios konsistent, womit eine gute Vergleichbarkeit der Modellierungsergebnisse gegeben ist. Ein aktives Freileitungsmonitoring wird in den Simulationen nicht berücksichtigt.

Eigene Schlussfolgerungen:

Aus diesen Aussagen kann abgeleitet werden, dass die für die Entscheidung über die Notwendigkeit von Netzausbau- oder –verstärkungsmaßnahmen wesentliche Frage nach den maximalen Leitungsbelastungen in realistischer Weise in die Berechnungen eingeflossen ist.

- 4) Die in den Szenarien 1 bis 9 errechneten Überlastungen einzelner Betriebsmittel lassen sich voraussichtlich über geeignete Kopplungen der Sammelschienen in den

Netzstationen beheben. Diese Kopplungen wären durch einfache Schaltmaßnahmen in den Netzstationen zu realisieren, sofern entsprechende Schaltgeräte vorhanden sind. Die BNetzA schreibt jedoch, dass „Schalthandlungen und Topologieänderungen nach eigenem Verständnis kein Hilfsmittel in der Netzplanung, sondern dem Netzbetrieb vorbehalten sind“. Weiterhin habe man zudem keine Möglichkeit, um zu überprüfen, wie die Anlagen vor Ort ausgeführt sind. Eine modellierte Sammelschienenkupplung müsse nicht zwangsweise auch in Realität vorhanden sein. Diese auf Annahmen der BNetzA basierenden Aussagen sind nach Auffassung des ieet ausdrücklich im Dialog mit TenneT zu verifizieren bzw. muss die exakte Nachbildung der realen Konfiguration der Netzstationen im Modell der BNetzA gesichert sein. Ggf. sind die Szenarien 1 bis 9 erneut zu berechnen mit vorhandenen Kopplungen der Sammelschienen und die Ergebnisse neu zu bewerten.

Schriftliche Antwort der BNetzA:

Das von uns überprüfte Netz befindet sich in jedem Netznutzungsfall im "Grundschaltzustand" und wird auf diesen hin überprüft. Dieses Vorgehen entspricht den "Grundsätzen für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes" der ÜNB.

Bei unseren Prüfungen behalten wir uns vor, Topologieänderungen durchzuführen, um deren Auswirkungen auf Überlastungen zu bewerten, was sich auch teilweise in unseren Bestätigungsdokumenten wiederfindet.

Es ist durchaus richtig, dass sich Überlastungen durch Umschalten im Netzmodell beheben lassen, allerdings ist wie im genannten Beispiel gezeigt auch diese Topologie nicht engpassfrei.

Zudem muss ich nochmal betonen, dass wir hier auf einem abstrakten Modell rechnen und letztlich keine Garantie haben, dass die Kupplung im Betriebsfall tatsächlich ohne weiteres durchzuführen ist.

Die finale Bewertung einer topologischen Schalthandlung während des Netzbetriebs sollte aus unserer Sicht auch den Verantwortlichen vor Ort überlassen bleiben und ist keine Frage der "allgemeinen Akzeptanz".

[Weiterhin:] Wir müssen [im UW Cloppenburg Ost] davon ausgehen, dass der [220-KV-Sammelschienen-]Kuppelschalter vorhanden ist. Ob die Sammelschienenkupplung ohne weiteres im Betrieb möglich ist, oder Fragen zu Details der Anlagengrundkonfiguration kann Ihnen letztlich nur der zuständige Netzbetreiber (TenneT TSO) beantworten.

Eigene Schlussfolgerungen:

Weitergehende eigene allgemeine technische Analysen für Hoch- und Höchstspannungsnetze sowie Diskussionen mit Netzbetreibern in vergleichbaren Zusammenhängen kommen zu dem Schluss, dass die Herangehensweise der BNetzA, Kopplungen von Sammelschienen und Übertragungsleitungen nicht generell als den Netzausbau ersetzende Maßnahmen herangezogen werden können, richtig ist. Hierfür können im Wesentlichen drei Gründe angeführt werden:

- 1) Durch dauerhafte Parallelschaltungen von Netzelementen, wie z.B. Transformatoren oder Leitungen, sinkt die Netzimpedanz, was gleichzeitig zu einem Anstieg der Kurzschlussleistung führt. Im Falle auftretender Kurzschlüsse können Netzbetriebsmittel durch zu hohe Kurzschlussströme, die jenseits der für die Betriebsmittel zulässigen Grenzwerte liegen, zerstört werden, was einen sicheren Netzbetrieb gefährdet.

- 2) Eine dauerhafte Parallelschaltung zweier Betriebsmittel kann bei einem Fehler auf einem der Betriebsmittel im ungünstigsten Fall zum gleichzeitigen Verlust beider Betriebsmittel, der Verletzung der (n-1)-Sicherheit und damit zu einer erheblichen Gefährdung der Versorgungssicherheit führen.
- 3) Dem Netzbetrieb muss eine gewisse Flexibilität der Netzkonfiguration vorbehalten bleiben, um notwendige Schalthandlungen, z.B. Freischalten im Falle von Instandhaltungsmaßnahmen, durchführen zu können. Sind Kupplungen bereits im ungestörten Grundlastfall permanent geschlossen, bedeutet dies eine erhebliche Einschränkung der Netzbetriebsführung, und der Netzbetreiber verliert die Möglichkeit, durch Umkonfiguration der Sammelschienenverbindungen auf Netzengpässe zu reagieren. Dies kann sich ggf. negativ auf die Betriebssicherheit des Netzes auswirken. Änderungen der Sammelschienenkonfiguration sollen im Netzbetrieb nur für kurzfristige kurative Behebung von temporären Überlastungen verwendet werden. Wenn Schaltgeräte für die Aufrechterhaltung des Normalbetriebes stets geschlossen sein müssen.

Die o.g. Ausführungen der BNetzA scheinen jedoch im Widerspruch zu dem im NEP erläuterten „NOVA“-Prinzip zu stehen. Dieses Prinzip besagt, dass Netzoptimierung, wie z.B. Schaltmaßnahmen, vor Netzverstärkung vor Netzausbau angewendet wird (Quelle: NEP 2024, 2025). Zur Klärung dieser Frage ergab sich in weitergehenden Gesprächen mit der BNetzA die Erkenntnis, dass im Rahmen der Untersuchungen zum Netzausbau Änderungen in der Topologie des Netzes, insbesondere Schalthandlungen, als kurative Eingriffe temporärer Natur im Netz angewendet werden können. Somit ist es zulässig, Überlastungen mit einer Dauer von beispielsweise zwei bis drei Stunden durchaus mittels Schalthandlungen zu beheben.

Eigene Schlussfolgerungen:

Die von der BNetzA angewendeten Planungsmethoden widersprechen nicht dem NOVA-Prinzip.

- 5) Aus gegenwärtiger Sicht erscheinen insbesondere die Fälle 10 und 11 für die Bewertung der Notwendigkeit der Maßnahmen gemäß P21 als vorrangig relevant. Im Zusammenhang mit den Szenarien 1 bis 9 zeigen sich hier jedoch Inkonsistenzen in der Vorgehensweise der BNetzA. Diese Inkonsistenzen äußern sich darin, dass in den Szenarien 10 und 11 die Kopplungen der Sammelschienen in einzelnen Netzstationen hergestellt sind, obwohl dies zuvor als unzulässig dargestellt wurde. Bei Ausfall einer Leitung zwischen Diele und Dörpen-West (Szenario 10) tritt trotzdem eine Überlastung der parallel geführten Leitung auf, wodurch das geforderte (n-1)-Kriterium verletzt wird. Ein Netzausbau wie in P21 vorgesehen (Szenario 11) behebt diese Überlastung, was zu einer Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums führt, allerdings offenbar nur, sofern die Sammelschienen gekoppelt sind.

Schriftliche Antwort der BNetzA:

Wie bereits erwähnt ist der Betrieb der Sammelschiene in getrenntem Zustand die von TenneT übermittelte Netznormalschaltung. Ob und wie die Trennung im Betrieb durchgeführt werden kann, ist nicht Gegenstand unserer Untersuchungen.

Die betrachteten Fälle, geschlossen oder offen, zeigen, dass bei beiden Schaltzuständen Netzüberlastungen auftreten können, was ein Indiz dafür ist, dass die Notwendigkeit der Maßnahme tatsächlich im Übertragungsbedarf zu suchen ist und nicht in geringfügigen Topologieänderungen.

Eigene Schlussfolgerungen:

Im Zusammenhang mit den Schlussfolgerungen zu Punkt 4) kann dieser Aussage zugestimmt werden.

- 6) Sind in dem den Planungen zugrundeliegendem Netzentwicklungsplan Redispatch – Maßnahmen berücksichtigt? (Unter Redispatch sind Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken zu verstehen, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt., Quelle: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html, Abruf März 2016) In der gegenwärtigen Belastungssituation sind im aktuellen Netz häufig Redispatch-Maßnahmen notwendig. Im Jahr 2014 waren an ca. 500 Stunden Redispatcheingriffe notwendig aufgrund von kritischen Belastungen im Raum Conneforde.

Mündliche Antwort der BNetzA:

Im NEP 2025 ist vorgesehen, dass die Übertragungsnetzbetreiber mit Spitzenkappung der Einspeiseleistung arbeiten. Bei der Spitzenkappung handelt es sich um eine Redispatchmaßnahme, bei der die Einspeiseleistung auf andere Kraftwerke umverteilt wird. Hierunter können maximal 3% der jährlichen Energiemengen fallen. Redispatchmaßnahmen sind mit zusätzlichen Kosten für die Energieerzeugungsunternehmen verbunden. Idealerweise funktioniert ein Netzbetrieb ohne Redispatchmaßnahmen. Im NEP 2025 ist dennoch Redispatch vorgesehen, um eine Netzerweiterung bei temporärer lokal begrenzter Überlastung zu vermeiden.

Eigene Schlussfolgerungen:

Der Ansatz zeigt, dass alternative Maßnahmen zu einem Netzausbau in maßvoller Weise in den Planungsprozess mit einbezogen werden.

- 7) Hinsichtlich der Frage, warum statt Cloppenburg nicht ein weiter südlich gelegener Netzverknüpfungspunkt für die Einspeisung von Offshore-Windstrom gewählt wird und auf unsere Bitte hin, hier weitere Alternativen zu berechnen, übermittelte die BNetzA folgende

schriftliche Antwort:

Hier ist grundsätzlich anzumerken, dass die Offshore-Anbindungsleitungen nur eine Übertragungskapazität von 900 MW haben. Deren direkte Anbindung an südliche Lastzentren bedeutet die Verlegung einer Vielzahl von Kabeln, die nur dann genutzt werden, wenn die entsprechenden Windkraftanlagen in den angeschlossenen Windparks einspeisen. Durch das frühzeitige nördliche Verknüpfen der Offshore-Anbindungsleitungen mit dem landseitigen Übertragungsnetz werden mehrere Erzeugungskapazitäten (Offshore wie auch Onshore) zusammengeführt, so dass deren Leistung über Übertragungssysteme mit deutlich höherer Übertragungskapazität (bei HGÜ-Systemen 2.000 MW, bei Drehstrom-Doppelsystem 4.800 MW) zu den südlichen Lastzentren übertragen wird. Dies bedeutet landseitig deutlich weniger Netzausbau und damit verbunden auch eine höhere Nutzung der neuen Übertragungssysteme. Die Bundesnetzagentur ist darum bemüht, die durch die Netzentwicklung entstehende Belastung für Mensch, Umwelt und die Volkswirtschaft so gering wie möglich zu halten und versucht daher zusätzliche Neubau-Maßnahmen zu vermeiden.

Alternativberechnungen mit nach Süden verschobenen HGÜ-Anbindungen wurden nicht durchgeführt. In den Untersuchungen [des Szenarios SensiO] [...] ist die Netzauslastung in der Region jedoch auch gänzlich ohne die Offshore-Einspeisung in Cloppenburg sehr hoch.

Eigene Schlussfolgerungen:

Einerseits kann dem oben genannten Argument, dass Offshore-Anbindungsleitungen nur im Falle einer Windstromeinspeisung genutzt werden, entgegengehalten werden, dass trotz der Dargebotsabhängigkeit des Windes von einer zeitlichen Dominanz einer Windstromeinspeisung während eines Jahres ausgegangen werden kann (Quelle: Windenergiereport Deutschland 2014, Fraunhofer IWES, Kassel, Stuttgart, 2015).

Andererseits kann das im Zusammenhang mit Untersuchungen gemäß SensiO genannte Argument jedoch als stichhaltig angesehen werden, denn es konnte gezeigt werden, dass die Maßnahmen gemäß P21 die Netzbelastungssituation auch bei fehlender Windstromeinspeisung in Cloppenburg grundlegend verbessern.

Somit kann die Notwendigkeit der Maßnahmen gemäß P21 als unabhängig von einer Windstromeinspeisung in Cloppenburg angesehen werden.

8.3 Prüfung von Alternativen zu M51a/b und zum Offshore-Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg

In der Bestätigung des Netzentwicklungsplanes Strom (Zieljahr 2024) fordert die BNetzA die Übertragungsnetzbetreiber auf, „in künftigen Netzentwicklungsplänen

- a) mindestens eine Gesamtplanalternative und

- b) bei allen geeigneten Einzelmaßnahmen mindestens eine konkrete Alternative darzustellen und nachvollziehbar zu dokumentieren, aus welchen netztechnischen Gründen die schließlich vorgeschlagene Maßnahme gewählt wurde.
- c) Bei Einzelmaßnahmen, zu denen keine vernünftige Alternative besteht, ist dieser Befund in angemessener Kürze zu begründen.
- d) Es ist zulässig, an Stelle mehrerer Einzelalternativen Maßnahmenbündel zu bilden und diese alternativ gegenüberzustellen.“

Die im NEP Strom 2024 von den Übertragungsnetzbetreibern angeführte Alternative zu den Maßnahmen M51a/b bezieht sich auf die Maßnahme M51b und sieht als südlichen Netzverknüpfungspunkt Westerkappeln anstelle von Merzen vor. Die Prüfung der Alternative ergab jedoch gemäß Angaben der BNetzA im Dokument zur Bestätigung des NEP Strom (Zieljahr 2024) keine Vorteile dieser Maßnahme, da die das Netz entlastende Wirkung geringer ausfällt als bei der eigentlichen Variante der Maßnahmen. Außerdem würde für die Realisierung der Alternative eine längere Trasse benötigt, wodurch mit höheren elektrischen Verlusten der Leitung zu rechnen wäre.

In einer weiteren dazu von der BNetzA abgegebenen schriftlichen Stellungnahme schreibt diese ergänzend: „Der ursprüngliche NVP (eig. Anm.: Netzverknüpfungspunkt) Westerkappeln der Maßnahme M51b wurde von der BNetzA im NEP 2022 geprüft und bestätigt. Im zweiten Entwurf des NEP 2023 haben die ÜNB den Endpunkt der Maßnahme nach Merzen verlegt und Westerkappeln als Alternative vorgeschlagen, da im Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2012 'erhebliche Auswirkungen auf die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt nördlich von Westerkappeln' festgestellt wurden.

Sowohl die 'neue' Maßnahme und die 'alte' Alternative wurden von der BNetzA im NEP 2023 elektrotechnisch geprüft. Beide haben sich als wirksam und bedarfsgerecht erwiesen. Es wurde jedoch auch festgestellt, dass die Verbindung Cloppenburg-Merzen im Schnitt höher ausgelastet ist, das umliegende Netz somit wirksamer entlastet und durch Vermeidung von Ringflüssen weniger Netzverluste entstehen, weswegen die beantragte Maßnahme (Merzen) und nicht die Alternative (Westerkappeln) bestätigt wurde.“

Des Weiteren führen die Übertragungsnetzbetreiber im NEP Strom 2025, 2. Entwurf, folgende Aussagen an: „Im Punkt Merzen ist eine Verknüpfung von sechs 380-kV-Bestandstromkreisen (380-kV-Abzweig nach Westerkappeln aus der 380-kV-Verbindung Hanekenfähr – Wehrendorf) mit den neuen Stromkreisen aus Cloppenburg möglich. Zusätzliche anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht, da es sich bei dem hier beschriebenen Projekt um einen notwendigen direkten Nord-Süd-Kanal handelt, um die Übertragungsfähigkeit in Richtung Süden zu erhöhen. Weiterhin ist Cloppenburg als Offshore-Netzverknüpfungspunkt vorgesehen. Diese Leistung muss ebenfalls in Richtung Süden abgeführt werden.“

Dazu schreibt die BNetzA: „Die hier vorgetragenen Argumente [...] sind für die BNetzA nachvollziehbar.“

Zur weiteren Frage nach einer sinnvollen Alternative für Cloppenburg als Punkt für eine Offshore-Windstromeinspeisung bezieht die BNetzA wie folgt Stellung:

„Nach dem im EEG festgelegten Zubaupfad für Windenergieanlagen auf See sollen bis ins Jahr 2030 15 GW an Offshore Leistung installiert werden. Hieraus werden im Szenariorahmen durch Interpolation die für die Zielszenarien anzunehmenden installierten Leistungen bestimmt. Für die Nordsee bedeutet dies beispielsweise in den B und C Szenarien des NEP 2025 9,2 GW welche im Spitzenfall abtransportiert werden müssen.

Im gesamten europäischen Verbundnetz wird nach ENTSO-E maximal 3 GW Regelleistung bereitgehalten (aufgeteilt auf die einzelnen Länder). Eine gebündelte Einspeisung von >3 GW an einem einzelnen Netzknoten wäre deshalb schon rein aus Systemsicherheitsgründen unzulässig. Davon abgesehen wäre das Netz an sich mit solchen gebündelten Leistungen überfordert. Eine möglichst gleichmäßige Verteilung einzelner Anbindungssysteme auf viele, stark in das Höchstspannungsnetz eingebundene Knoten, ist somit anzustreben. Die maximale Leistung installierter Anbindungssysteme beträgt für das Jahr 2025 beispielsweise 2,6 GW am NVP Dörpen.

Es sind weiterhin nicht nur die am Knoten selbst installierte Leistung zu beachten, sondern auch eventuelle mit ihm verbundene "Stichleitungen". Beispielsweise wird die für Wilhelmshaven vorgesehene Anbindungsleistung zwangsweise immer über Conneforde abfließen, was eine Anlandung von Anbindungssystemen dort aus genannten Gründen erschweren würde.

Da die Anbindungssysteme für Offshore-Windparks jedoch de facto Kraftwerksanbindungen repräsentieren, sie somit ausschließlich hierfür genutzt werden können (inhärent nicht (n-1)-sicher ausgelegt) und die Verlegung als Kabel einen erheblichen Mehraufwand bedeutet, muss zudem darauf geachtet werden, dass die Anbindung ins vermaschte Netz ((n-1)-sicher) möglichst lokal erfolgt. Aufgrund der bereits gezeigten Notwendigkeit, das Netz aufgrund des Zubaus von Onshore-Wind [ohnehin] zu verstärken, würde eine Verlegung 'nach Süden' aus Sicht der BNetzA eine unnötige Doppelung bedeuten, da Kabel und Freileitungstrassen parallel gelegt werden müssten.

Eine Verlegung der Offshore-NVP nach Osten oder Westen wäre wiederum unter planungsrechtlichen Erwägungen schwierig. So sind insbesondere Kreuzungen der Anbindungssysteme bzw. damit verbundene Kreuzungsbauwerke zu vermeiden (vgl. Bundesfachplan Nordsee, Punkt 5.3.2.6, S. 41.); auch nimmt die Wahrscheinlichkeit etwaiger Raumwiderstände mit der Länge eher zu. Daher sind die Anbindungssysteme in der westlichen Nordsee möglichst in Nord-Südrichtung zu verlegen.“

Eigene Schlussfolgerungen:

Die vorgebrachten Argumentationen können qualitativ nachvollzogen und bestätigt werden. Sie zeigen, dass die Festlegung auf Cloppenburg als Einspeisepunkt für Offshore-Windstrom sorgfältig abgewogen worden ist. Hinsichtlich der Untersuchungen von Alternativen zu M51a/b erscheint insbesondere der Punkt, dass in Cloppenburg zukünftig eingespeicherter Offshore-Windstrom in Richtung Süden abgeführt werden muss, als vorrangig ausschlaggebend für die Notwendigkeit der Maßnahme M51b zu sein. Weiterhin lässt diese zusätzliche Nord-Süd-Verbindung durch M51a/b ab Conneforde durch Erhöhung des Vermaschungsgrades des Netzes eine Entlastung der weiter östlich verlaufenden Nord-Süd-Verbindung Elsflöth/West-Wehrendorf erwarten, welche gemäß Prognosen sehr stark ausgelastet sein wird (siehe Abb. 5). Weitere sinnvolle Alternativen zu M51a/b bei gleicher Versorgungssicherheit ergeben sich augenscheinlich nicht.

9. Zusammenfassung:

Die Auswahlstrategie der für den Planungsprozess der Bundesnetzagentur entscheidenden „Einzelprüfungen in besonders kritischen Netzsituationen“ erscheint vom Grundsatz her nachvollziehbar. Zahlenmäßig kann dies jedoch im Rahmen dieser Evaluierung aufgrund nicht vorliegender Datensätze nicht überprüft werden, so dass an dieser Stelle die durch die BNetzA vorgenommenen Annahmen als gegeben gewertet werden müssen. Konkret hat die BNetzA für ihre Argumentation den nach eigenen Angaben kritischen Netznutzungsfall 784 gewählt und für diesen die gängigen Untersuchungen mittels Lastflussberechnungen und Ausfallsimulation, d.h. Überprüfung der (n-1)-Sicherheit, durchgeführt. Da keine Zeitreihen von Einspeisungen und Lasten im Zieljahr 2024 übermittelt wurden, kann diese Auswahl des Falles somit nicht evaluiert werden, und es kann zudem auch nicht festgestellt werden, ob dieser gewählte Fall repräsentativ für einen längeren Zeitabschnitt und damit tatsächlich besonders ausschlaggebend für die Erforderlichkeit der Maßnahmen des Projektes P21 ist. Es wurde zwar eine Robustheitsbetrachtung durch das Szenario „SensiO“ angestellt, diese bezieht sich jedoch auf denselben im Szenario „B24“ gewählten Zeitbereich und somit ebenfalls nur auf eine betrachtete Stunde des Zieljahres. Im Laufe der Untersuchungen haben sich allerdings keinerlei Erkenntnisse ergeben, welche Anlass dazu geben, die Richtigkeit dieser von der BNetzA vorgegebenen Annahmen anzuzweifeln.

Generell basieren die Datensätze auf dem genehmigten Szenariorahmen, welcher zwar nur als eine Prognose angesehen werden kann, jedoch die einzige anerkannte Datenbasis darstellt. Zudem ist anzumerken, dass die BNetzA diese Vorgehensweise nicht nur für die gegenwärtige, sondern für alle Überprüfungen von Maßnahmen des Übertragungsnetzausbaus gleichermaßen anwendet.

Die Analyse der Übertragungsnetzbetreiber für das den Planungen zugrunde liegende Startnetz zeigt jedoch, dass trotz erster Netzverstärkungsmaßnahmen aus dem EnLAG im Zieljahr 2024 weiterhin massive Überlastungen in der Region um Conneforde vorliegen, teilweise über mehrere hundert Stunden pro Jahr. Zusätzlich wird dargelegt, dass im Jahr 2014 an ca. 500 Stunden Redispatcheingriffe aufgrund von kritischen Belastungen im Raum Conneforde notwendig waren. Auch dies kann aufgrund fehlenden Zahlenmaterials nicht überprüft werden.

Die durch die BNetzA für den ausgewählten Zeitabschnitt des Zieljahres vorgelegten und zur Bestätigung des Projektes P21 angefertigten Lastflussszenarien erscheinen vollständig und konnten sämtlich nachvollzogen werden. Sie liefern eine zufriedenstellende Begründung dafür, dass die Maßnahmen des Projektes P21 sehr wirksam zur Netzentlastung in der betrachteten Region beitragen können und deshalb durch die Bundesnetzagentur als benötigt angesehen werden. Wesentliche betrachtete Engpasssituationen können durch die Maßnahmen wirksam verringert bzw. gänzlich abgebaut werden. Dies gilt sowohl für das Szenario mit als auch ohne Einspeisung von Offshore-Windstrom in Cloppenburg. Die Auswahl der Lastflussszenarien ist zur Herleitung dieser Erkenntnisse zutreffend und vollständig.

Errechnete Leistungsflüsse auf den geplanten 380-kV-Leitungen Conneforde-Cloppenburg und Cloppenburg-Merzen prägen sich in allen untersuchten Szenarien in Nord-Süd-Richtung aus. Dies bestätigt den vermehrt zu erwartenden Transport elektrischer Energie vom Norden Deutschlands in südliche Richtung. Ermittelte Auslastungen der geplanten 380-kV-Leitungen liegen bei ca. 20-30% sowie 50% und damit über der für einen Leitungsneubau geforderten

minimalen Auslastung von 20% im ungestörten Betrieb (n-0)-Fall. Damit konnte gezeigt werden, dass die Maßnahmen des Projektes P21 die Übertragungskapazität des norddeutschen Höchstspannungsnetzes im Sinne der Transportaufgabe elektrischer Energie über große Entfernungen wirksam vergrößern, so dass Energietransporte von verschiedenen nördlichen Einspeisepunkten engpassfrei Richtung Süden stattfinden können.

Zu einem Netzausbau mögliche alternative Maßnahmen wie die Berücksichtigung zeitlich variabler zulässiger maximale Leitungsauslastungen sowie auch ein Redispatch in geringem Umfang kommen im Planungsprozess der BNetzA zum Einsatz. Auch Schaltmaßnahmen zur Veränderung der Netztopologie werden – wenn auch nur in kleinen Zeitbereichen zulässig – als Alternativen im Rahmen des NOVA-Prinzips berücksichtigt. Dauerhafte Sammelschienenkupplungen führen zwar im vorhandenen Netz teilweise zu einer Reduzierung der Überlastung einzelner Übertragungsleitungen (vgl. Szenario 1 bis 9), sind allerdings aus netzbetrieblichen Gründen kritisch zu sehen und somit kein vorrangiges Planungsinstrument. Allerdings konnte gezeigt werden, dass, selbst wenn Sammelschienenkupplungen dauerhaft zulässig wären, diese nicht in allen Fällen zu einer ausreichenden Entlastung führen würden, so dass nur eine Netzverstärkung bzw. Neubau gemäß P21 Abhilfe schafft.

Zusammenfassend kann das Prüfungsergebnis der Bundesnetzagentur des Projektes P21 auf Basis der vorliegenden Daten und Informationen des Startnetzes, des Netzbetriebes und des zu erwartenden Ausbaus der Einspeisekapazitäten durch regenerative Energien (Windenergie Offshore und Onshore) nachvollzogen und diese Maßnahmen als sinnvoll und notwendig erachtet werden. Dies gilt jedoch nur unter der Annahme, dass der von der BNetzA für die Untersuchungen gewählte Zeitabschnitt tatsächlich den dominanten und ausschlaggebenden kritischen Netznutzungsfall darstellt. Im Rahmen der Untersuchungen haben sich jedoch keine Anlässe ergeben, die Richtigkeit dieser Annahme in Zweifel zu ziehen. Weiterhin sind sinnvolle Alternativen für die Maßnahmen M51a/b aus rein qualitativen Betrachtungen im Rahmen der Untersuchungen nicht zu erkennen.

Da genaue Planungen zu dem Aufbau der Umspannwerke, Konverterstationen und Netzstationen noch nicht vorliegen, ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine exakte Vorhersage des benötigten Flächenbedarfs für die einzelnen Stationen möglich.

Die technische Realisierung der Leitungen (Freileitungen oder Erdkabel) sind ebenfalls nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Neben technischen Aspekten wie maximal übertragbare Leistung, temporäre Überlastfähigkeit und Blindleistungsbedarf kommen bei der Planung raumplanerische und finanzielle Aspekte zum Tragen.

Anlage

Ergebnisse der durch die BNetzA berechneten Lastflussszenarien 1-11

- Querzweige
- ◁ Belastung
 - ▢ Netzeinspeisung
 - ◻ Ersatzquerzweig
 - ⊞ Kompensationsdrossel
 - ⚡ HGÜ-Kopfstation-VSC

- Auslastung Leitung
- 25%-50%
 - 50%-70%
 - 70%-100%
 - >100%

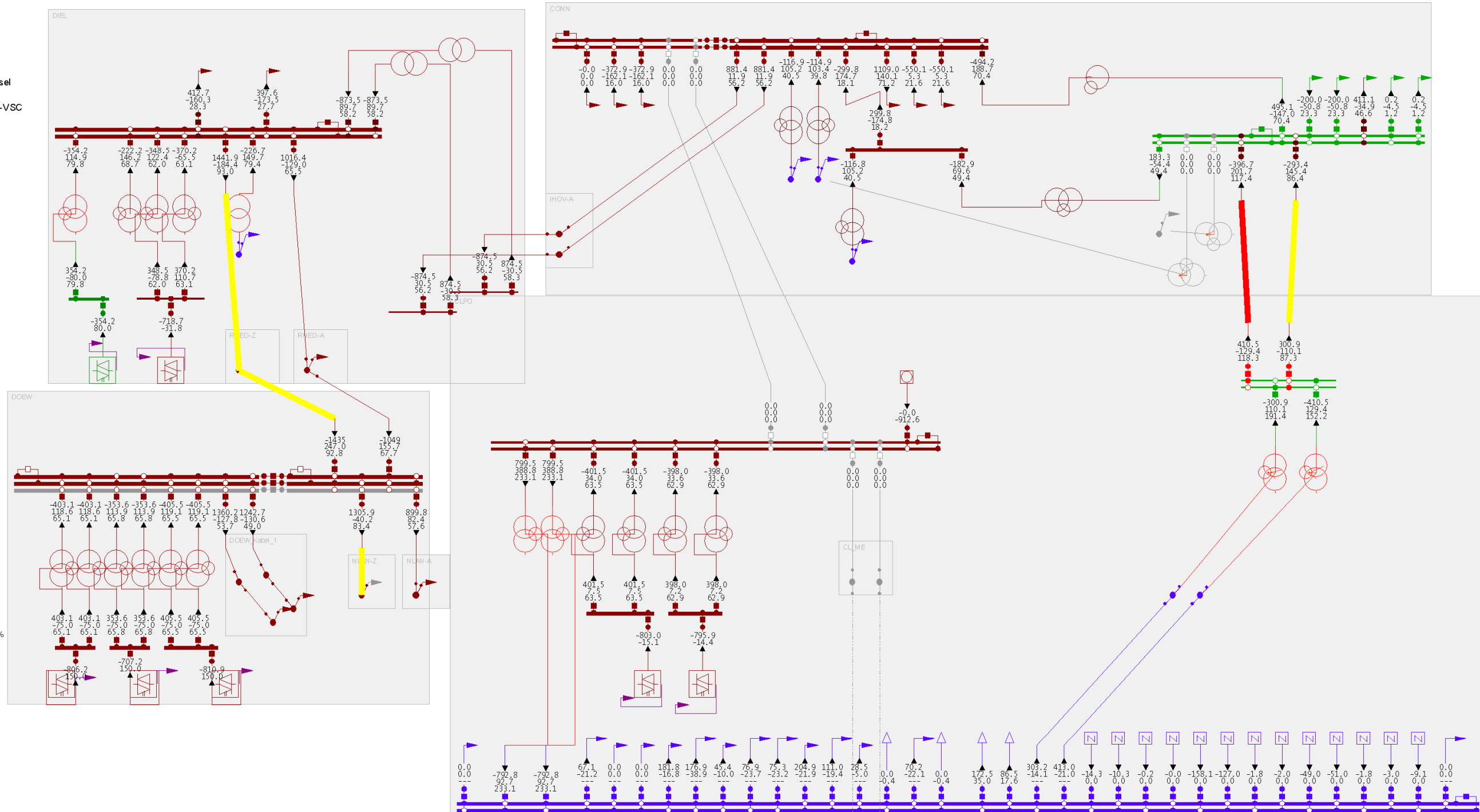
- Auslastung Trafo
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Auslastung Schaltfeld
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Nennspannungen
- 380 kV
 - 320 kV
 - 220 kV
 - 150 kV
 - 110 kV
 - 30 kV
 - 20 kV
 - 10 kV
 - 0.69 kV
 - Geerdetes Teilnetz

- Erg. Querzweige
- ➔ Richtungspfeil Wirkleistung
 - ➔ Wirkfluss in MW
 - ➔ Blindfluss in Mvar

- Erg. Längszweige
- ➔ Richtungspfeil Wirkleistung
 - ➔ Wirkfluss in MW
 - ➔ Blindfluss in Mvar
 - ➔ Auslastung Netzelement in %



- Querzw eige**
- Belastung
 - Netzspeisung
 - Ersatzquerzw eig
 - Kompensationsdrossel
 - HGÜ-Kopfstation-VSC

- Auslastung Leitung**
- 25%-50%
 - 50%-70%
 - 70%-100%
 - >100%

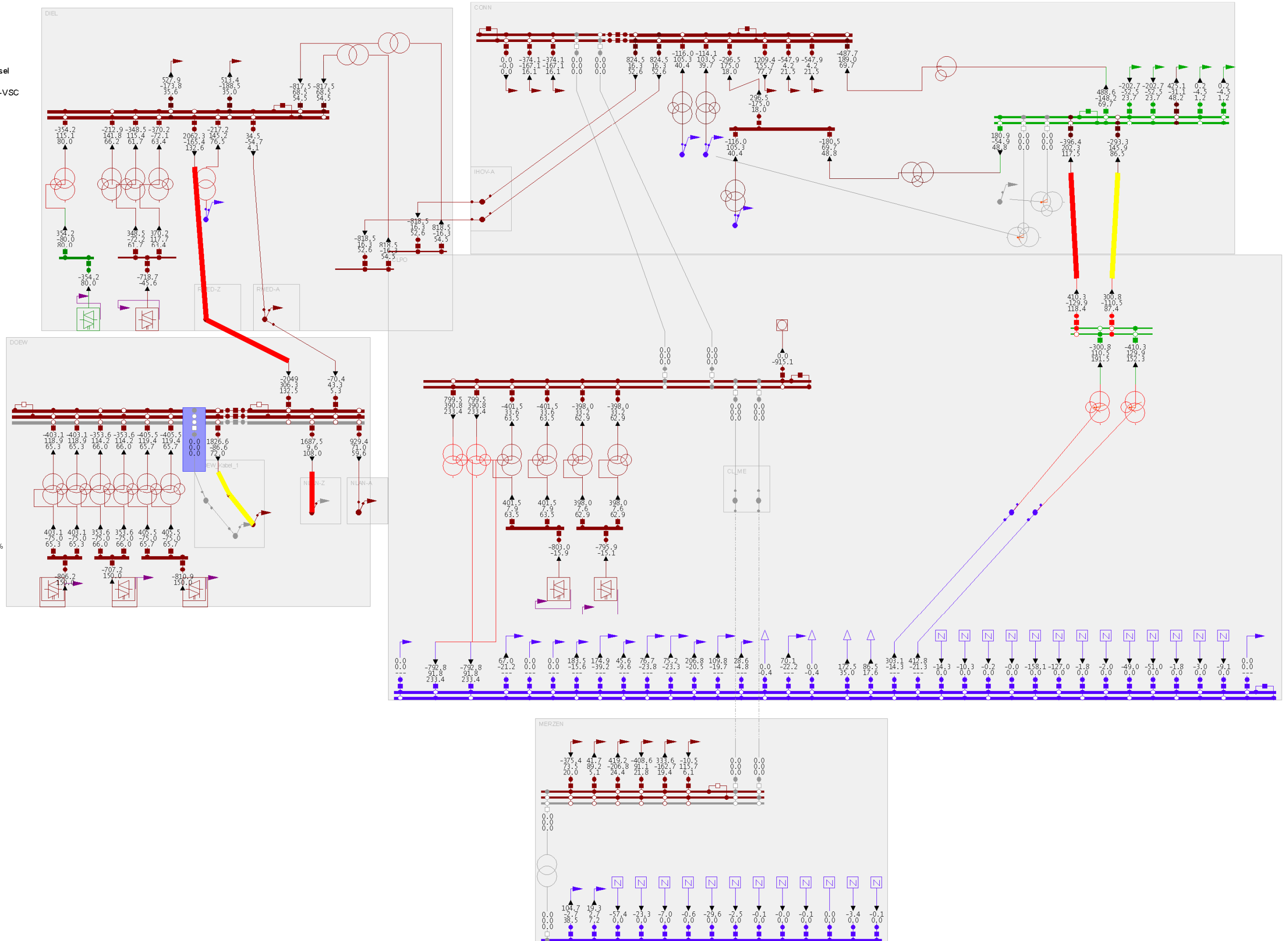
- Auslastung Trafo**
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Auslastung Schaltfeld**
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Nennspannungen**
- 380 kV
 - 320 kV
 - 220 kV
 - 150 kV
 - 110 kV
 - 30 kV
 - 20 kV
 - 10 kV
 - 0.69 kV
 - Geerdetes Teilnetz

- Erg. Querzw eige**
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar

- Erg. Längswz eige**
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar
 - Auslastung Netzelement in %



- Querzweige**
- Belastung
 - Netzspeisung
 - Ersatzquerzweig
 - Kompensationsdrossel
 - HGÜ-Kopfstation-VSC

- Auslastung Leitung**
- 25%-50%
 - 50%-70%
 - 70%-100%
 - >100%

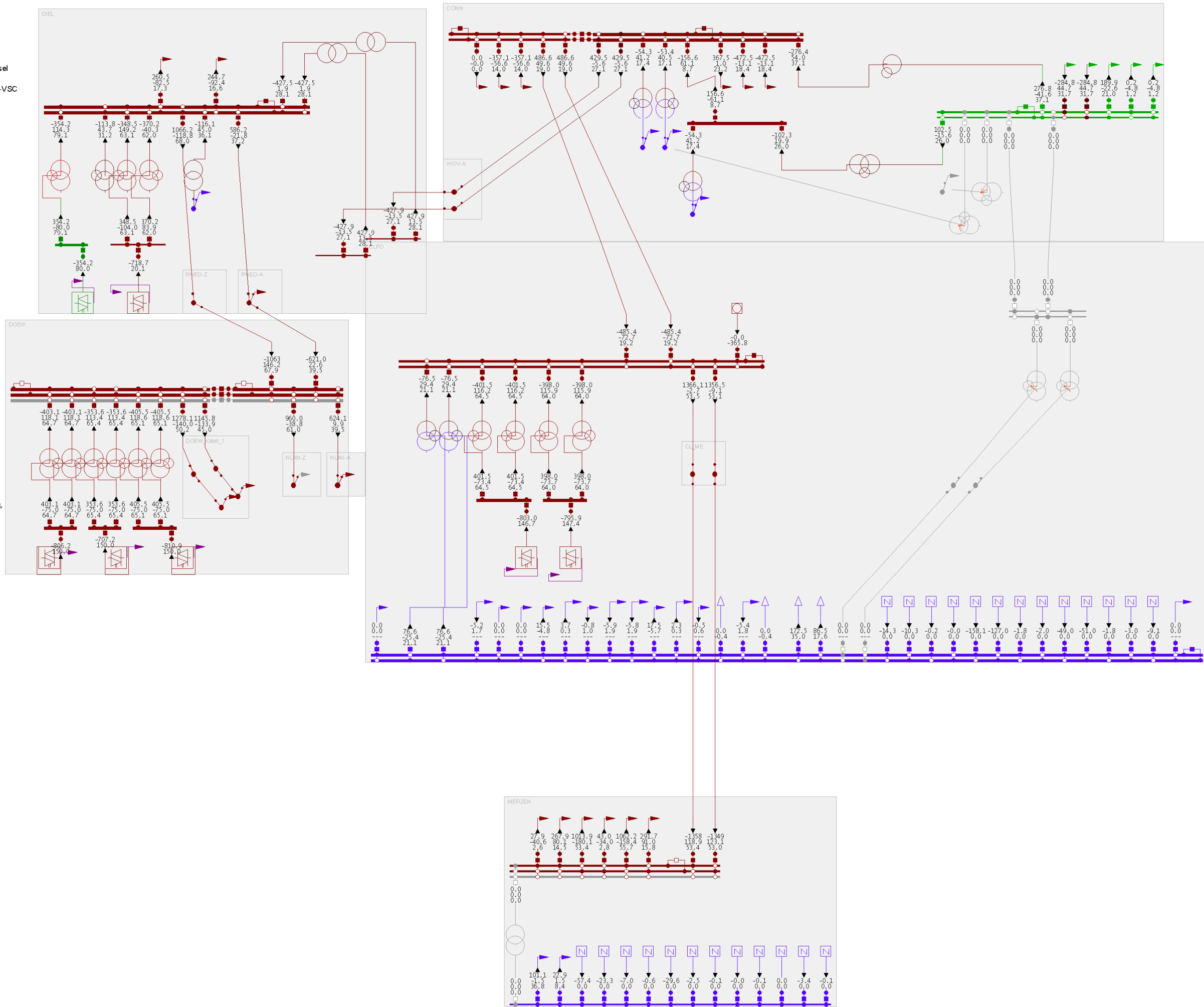
- Auslastung Trafo**
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Auslastung Schaltfeld**
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Nennspannungen**
- 380 kV
 - 320 kV
 - 220 kV
 - 150 kV
 - 110 kV
 - 30 kV
 - 20 kV
 - 0.69 kV
 - Geerdetes Teilnetz

- Erg. Querzweige**
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar

- Erg. Längszweige**
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar
 - Auslastung Netzelement in %



- Querzw eige
- Belastung
 - Netzinspeisung
 - Ersatzquerzw eige
 - Kompensationsdrossel
 - HGÜ-Kopfstation-VSC

- Auslastung Leitung
- 25%-50%
 - 50%-70%
 - 70%-100%
 - >100%

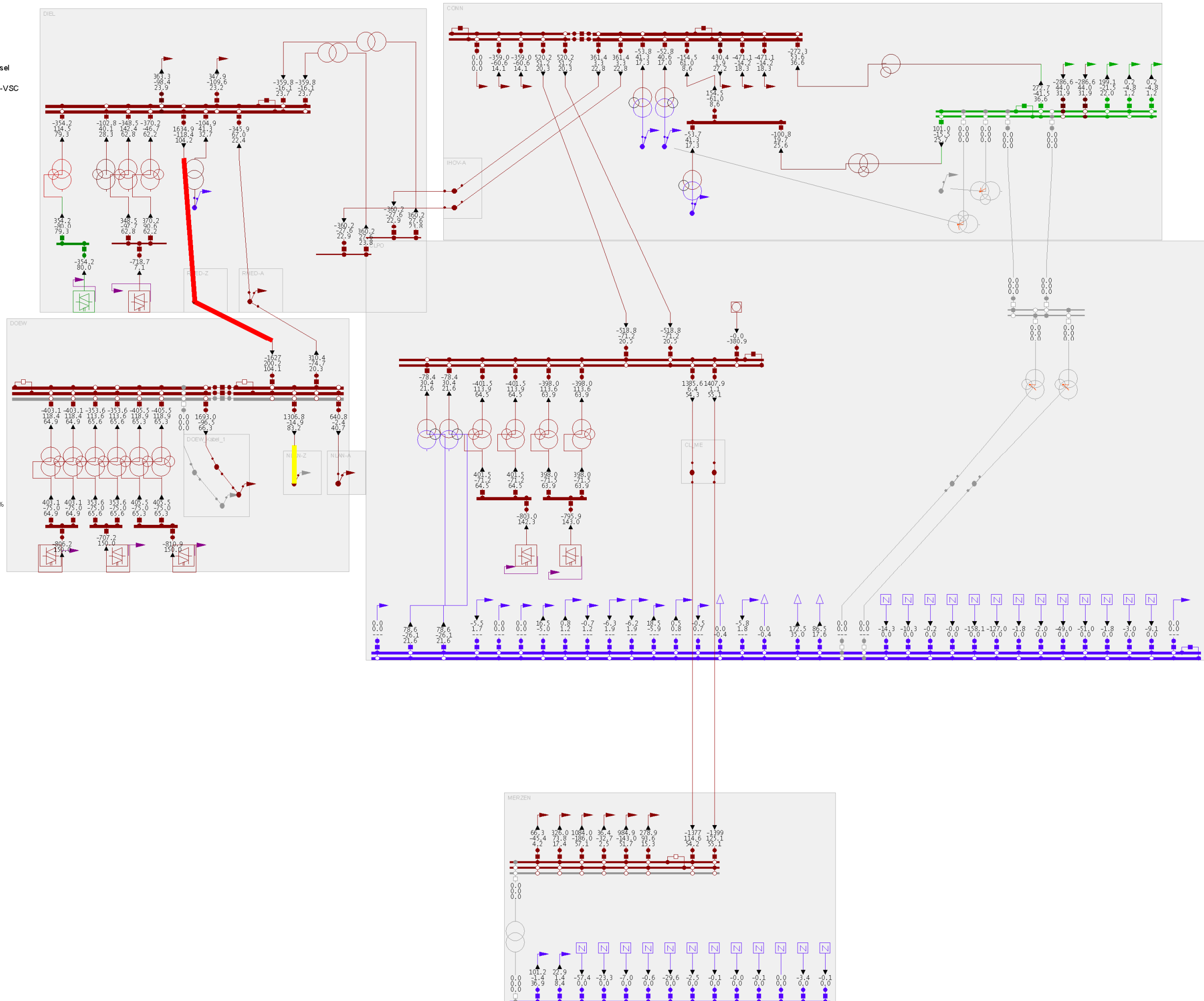
- Auslastung Trafo
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Auslastung Schaltfeld
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Nennspannungen
- 380 kV
 - 320 kV
 - 220 kV
 - 150 kV
 - 110 kV
 - 30 kV
 - 20 kV
 - 0.69 kV
 - Geerdetes Teilnetz

- Erg. Querzw eige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar

- Erg. Längszw eige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar
 - Auslastung Netzelement in %



- Querzw eige
- Belastung
 - Netzeinspeigung
 - Ersatzquerzw eig
 - Kompensationsdrossel
 - HGÜ-Kopfstation-VSC

- Auslastung Leitung
- 25%-50%
 - 50%-70%
 - 70%-100%
 - >100%

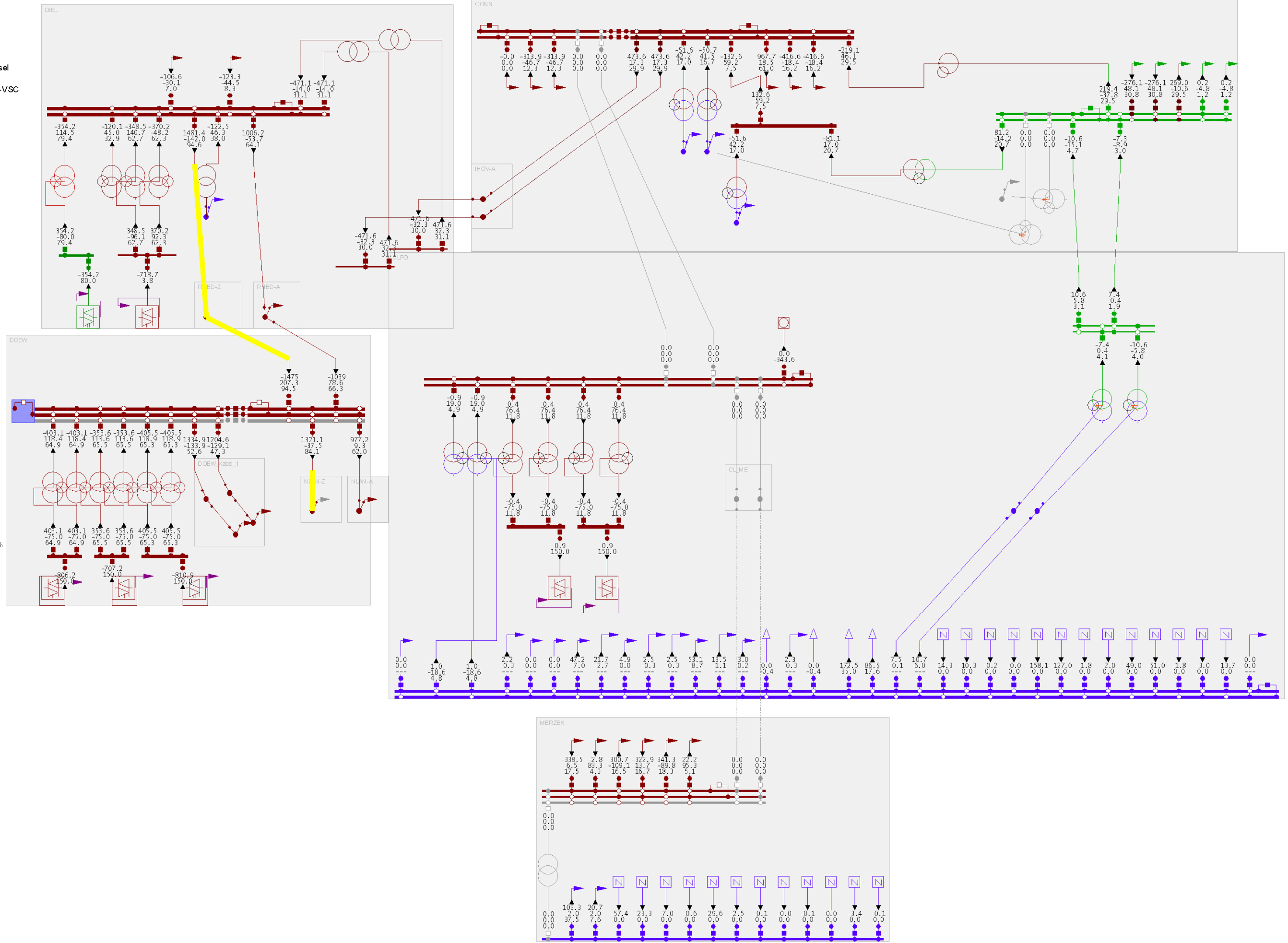
- Auslastung Trafo
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Auslastung Schaltfeld
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Nennspannungen
- 380 kV
 - 320 kV
 - 220 kV
 - 150 kV
 - 110 kV
 - 30 kV
 - 20 kV
 - 10 kV
 - 0.69 kV
 - Geerdetes Teilnetz

- Erg. Querzw eige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar

- Erg. Längsw eige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar
 - Auslastung Netzelement in %



- Querzweige
- Belastung
 - Netzeinspeisung
 - Ersatzquerzweig
 - Kompensationsdrossel
 - HGÜ-Kopfstation-VSC

- Auslastung Leitung
- 25%-50%
 - 50%-70%
 - 70%-100%
 - >100%

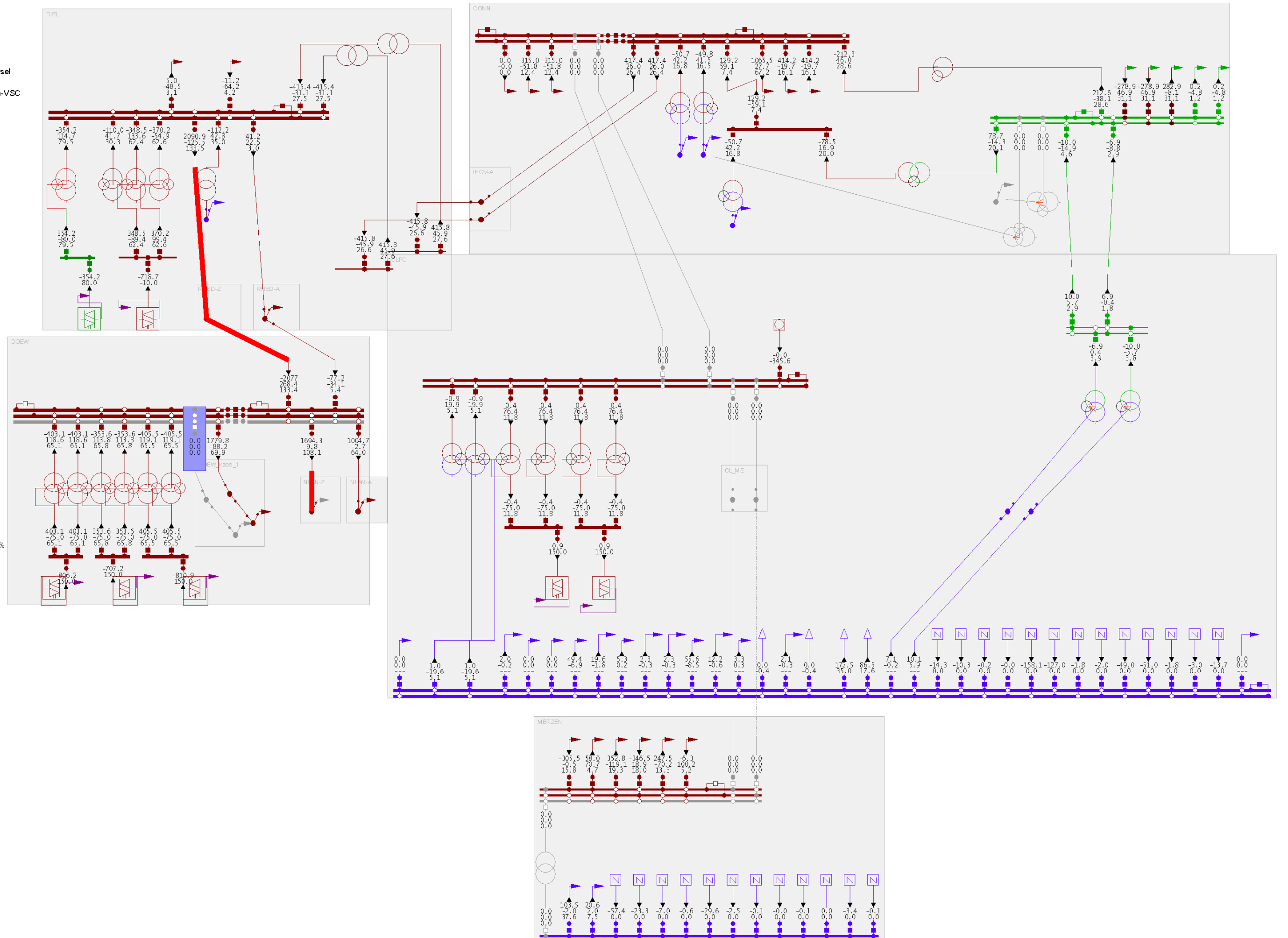
- Auslastung Trafo
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Auslastung Schaltfeld
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Nennspannungen
- 380 kV
 - 320 kV
 - 220 kV
 - 150 kV
 - 110 kV
 - 30 kV
 - 20 kV
 - 10 kV
 - 0.69 kV
 - Geerdetes Teilnetz

- Erg. Querzweige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar

- Erg. Längszweige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar
 - Auslastung Netzelement in %



- Querzweige
- Belastung
 - Netzspeisung
 - Ersatzquerzweig
 - Kompensationsdrossel
 - HGÜ-Kopfstation-VSC

- Auslastung Leitung
- 25%-50%
 - 50%-70%
 - 70%-100%
 - >100%

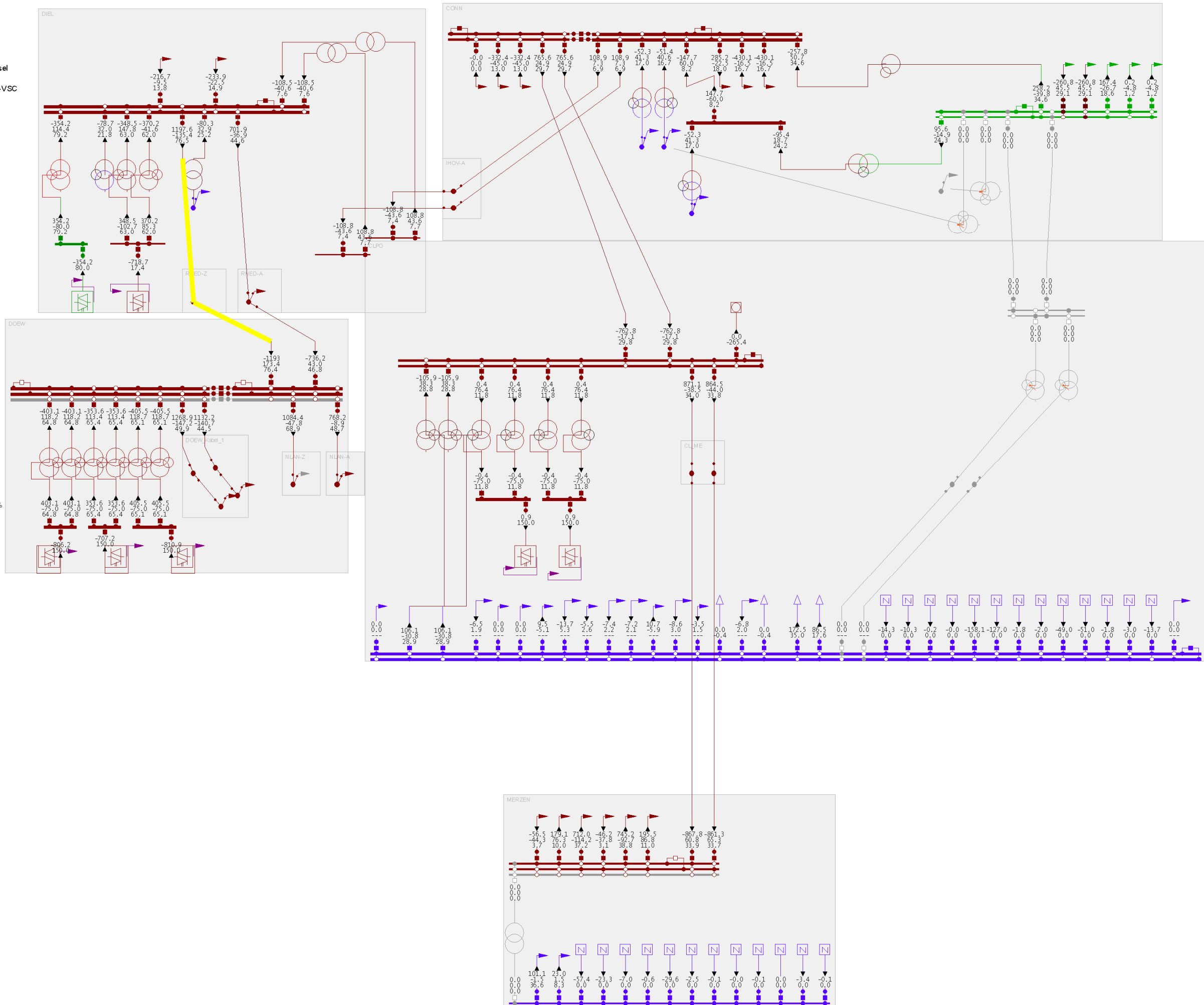
- Auslastung Trafo
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Auslastung Schaltfeld
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Nennspannungen
- 380 kV
 - 320 kV
 - 220 kV
 - 150 kV
 - 110 kV
 - 30 kV
 - 20 kV
 - 0.69 kV
 - Geerdetes Teilnetz

- Erg. Querzweige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar

- Erg. Längszweige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar
 - Auslastung Netzelement in %



- Querzweige
- ◁ Belastung
 - ⊞ Netzeinspeisung
 - ⊞ Ersatzquerzweig
 - ⊞ Kompensationsdrossel
 - ⊞ HGÜ-Kopfstation-VSC

- Auslastung Leitung
- 25%-50%
 - 50%-70%
 - 70%-100%
 - >100%

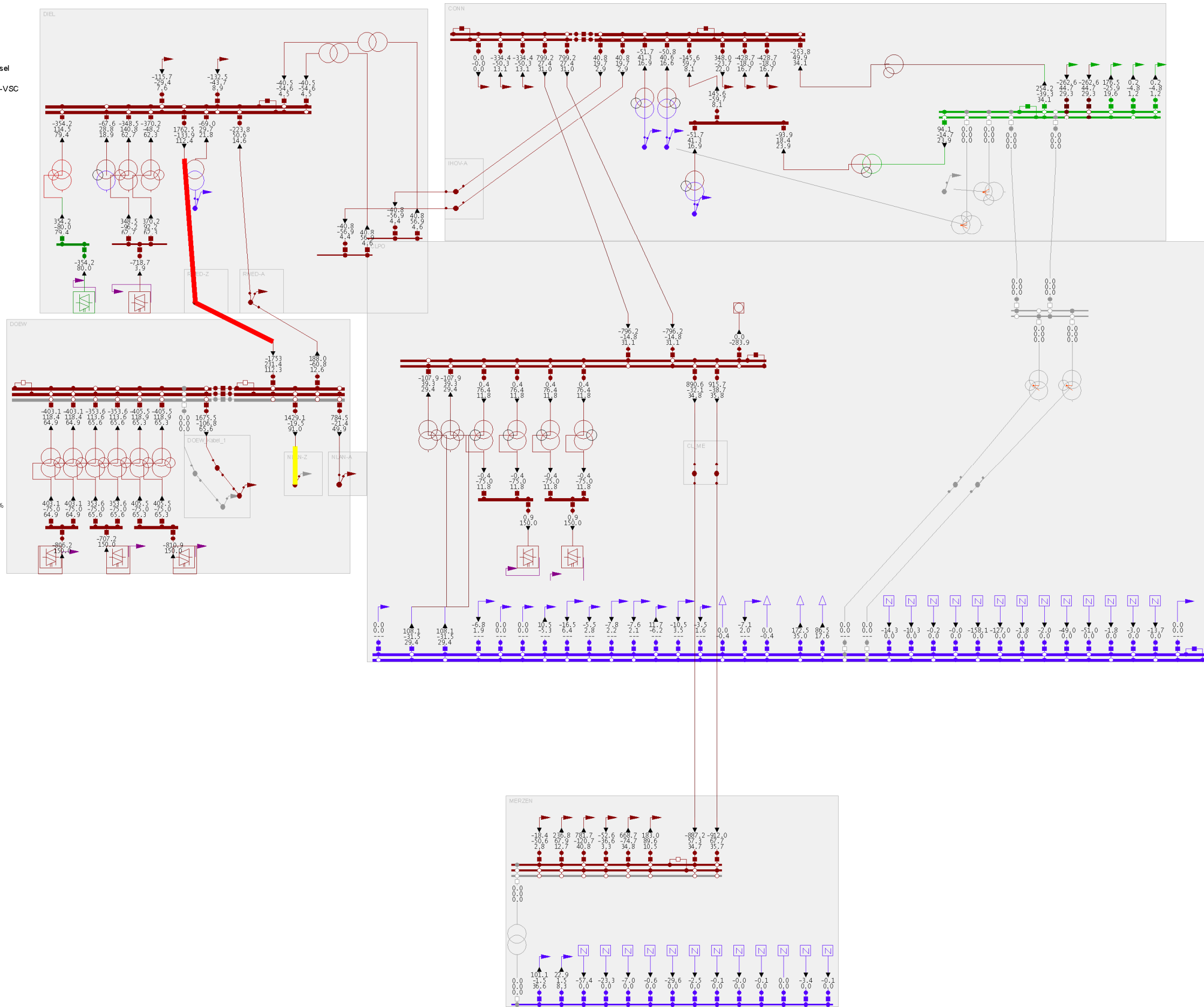
- Auslastung Trafo
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Auslastung Schaltfeld
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Nennspannungen
- 380 kV
 - 320 kV
 - 220 kV
 - 150 kV
 - 110 kV
 - 30 kV
 - 20 kV
 - 0.69 kV
 - Geerdetes Teilnetz

- Erg. Querzweige
- Richtungspegel Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar

- Erg. Längszweige
- Richtungspegel Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar
 - Auslastung Netzelement in %



- Querzweige
- Belastung
 - Netzeinspeisung
 - Ersatzquerzweig
 - Kompensationsdrossel
 - HGÜ-Kopfstation-VSC

- Auslastung Leitung
- 25%-50%
 - 50%-70%
 - 70%-100%
 - >100%

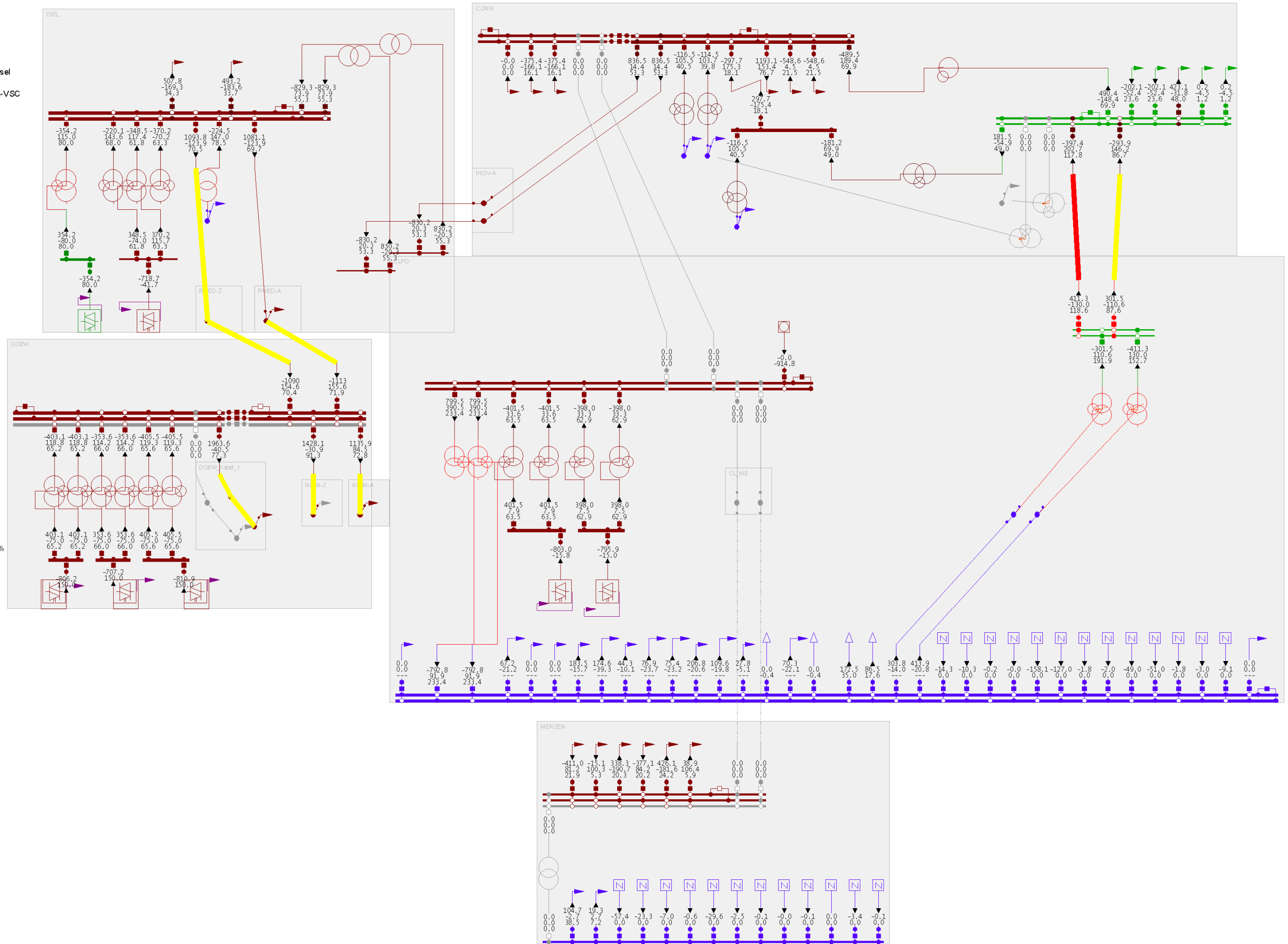
- Auslastung Trafo
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Auslastung Schaltfeld
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Nennspannungen
- 380 kV
 - 320 kV
 - 220 kV
 - 150 kV
 - 110 kV
 - 30 kV
 - 20 kV
 - 10 kV
 - 0.69 kV
 - Geerdetes Teilnetz

- Erg. Querzweige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar

- Erg. Längszweige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar
 - Auslastung Netzelement in %



- Querzweige
- Belastung
 - Netzeinspeisung
 - Ersatzquerzweig
 - Kompensationsdrossel
 - HGÜ-Kopfstation-VSC

- Auslastung Leitung
- 25%-50%
 - 50%-70%
 - 70%-100%
 - >100%

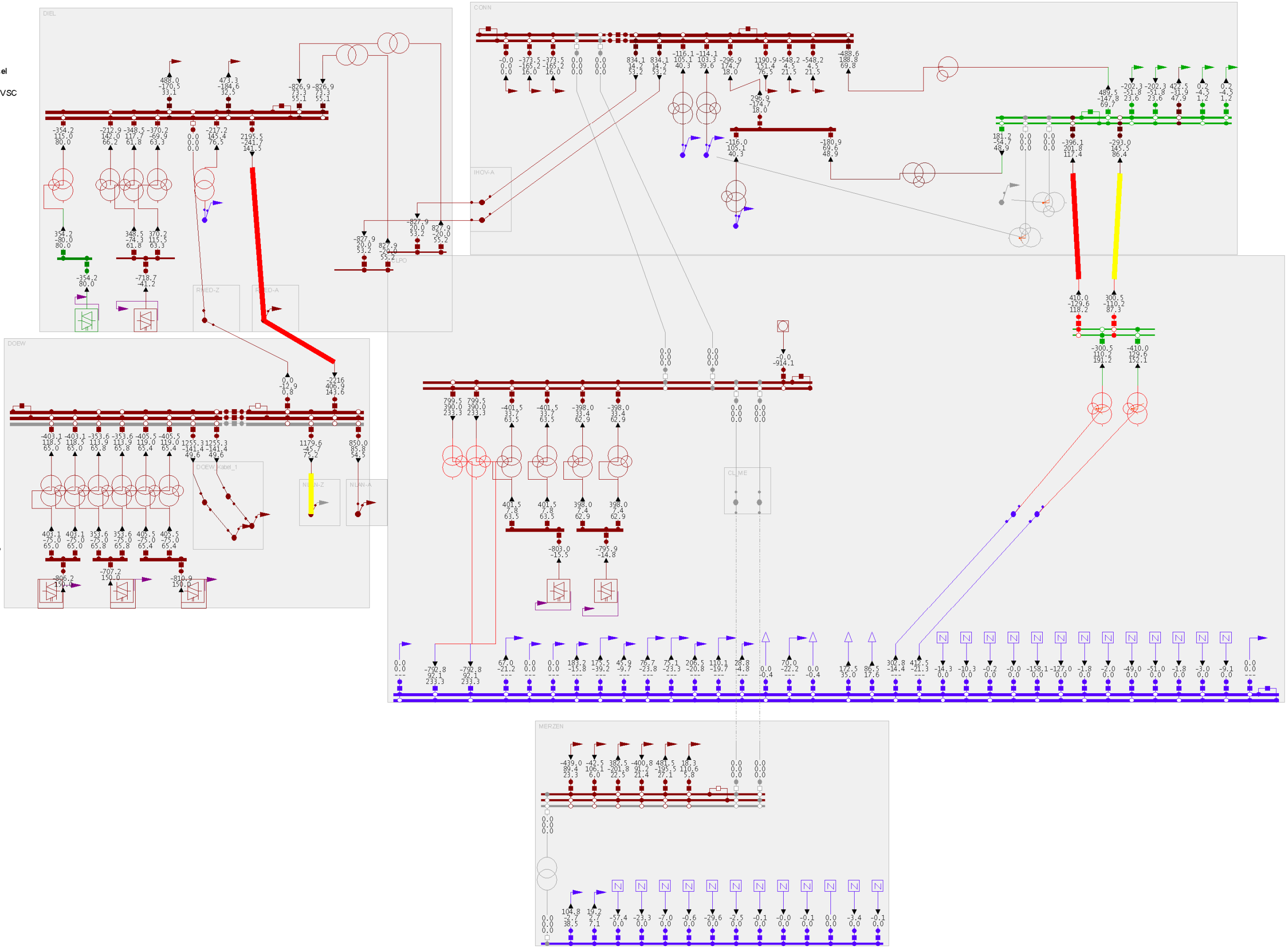
- Auslastung Trafo
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Auslastung Schaltfeld
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Nennspannungen
- 380 kV
 - 320 kV
 - 220 kV
 - 150 kV
 - 110 kV
 - 30 kV
 - 20 kV
 - 10 kV
 - 0.69 kV
 - Geerdetes Teilnetz

- Erg. Querzweige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar

- Erg. Längszweige
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar
 - Auslastung Netzelement in %



- Querzweige**
- Belastung
 - Netzeinspeisung
 - Ersatzquerzweig
 - Kompensationsdrossel
 - HGÜ-Kopfstation-VSC

- Auslastung Leitung**
- 25%-50%
 - 50%-70%
 - 70%-100%
 - >100%

- Auslastung Trafo**
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Auslastung Schaltfeld**
- 25%-50%
 - 50%-75%
 - 75%-100%
 - >100%

- Nennspannungen**
- 380 kV
 - 320 kV
 - 220 kV
 - 150 kV
 - 110 kV
 - 30 kV
 - 20 kV
 - 10 kV
 - 0.69 kV
 - Geerdetes Teilnetz

- Erg. Querzweige**
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar

- Erg. Längszweige**
- Richtungspfeil Wirkleistung
 - Wirkfluss in MW
 - Blindfluss in Mvar
 - Auslastung Netzelement in %

