

## Exemplarisches Beispiel für eine lastflussbasierte Kapazitätsberechnung (FBKB)



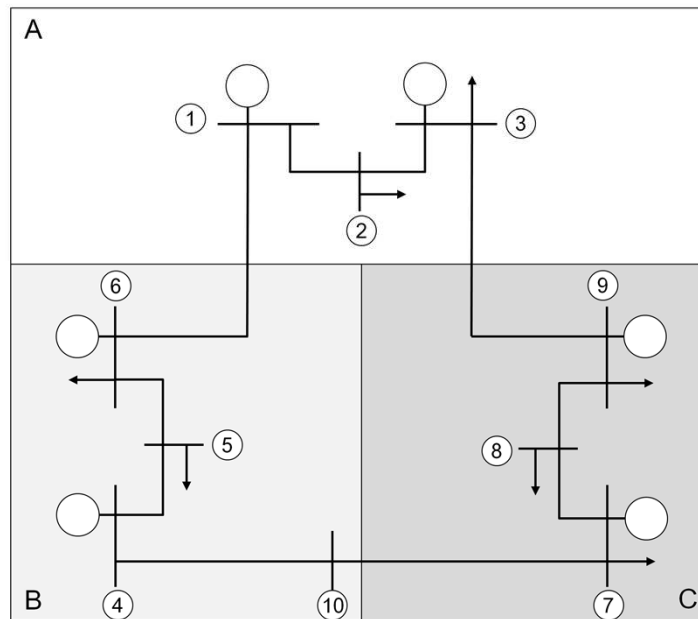
Zehnknotiges  
Modellnetz

Alle Leitungen  
haben identische  
Impedanzen

Drei Zonen/ ÜNBs  
(A, B, C)

Verbraucher/  
Lasten als Pfeile  
angedeutet

Erzeuger/  
Kraftwerke



1

Das dargestellte zehnknotige Modellnetz wird genutzt, um die CWE Flow-Based Kapazitätsberechnung (FBKB) zu erläutern.

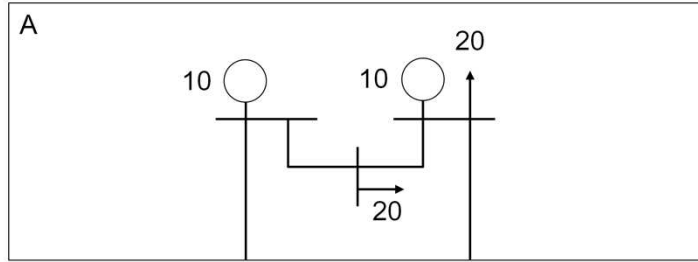
Die Knoten bzw. Stationen sind nummeriert von 1..10. Die Lasten bzw. Verbraucher werden als Pfeile dargestellt (z.B. an Knoten 8). Erzeuger/ Kraftwerke werden symbolisch als Kreise dargestellt (z.B. an Knoten 9).

Das Modell-Übertragungsnetz überspannt die drei Länder / Gebotszonen / ÜNBs (A, B und C)

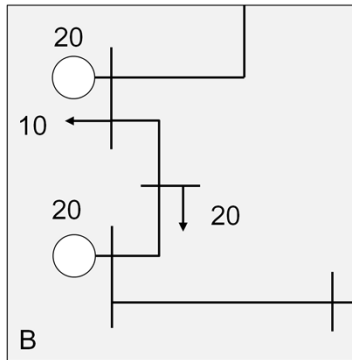
Alle Übertragungsleitungen in diesem Modell haben identische Impedanzen (ohmsche Widerstände / induktive Reaktanzen).



Individuelle Bereitstellung von D2CF Netzmodellen am Tag D-2 als bestmögliche Prognose des Netzbetriebs am Tag D

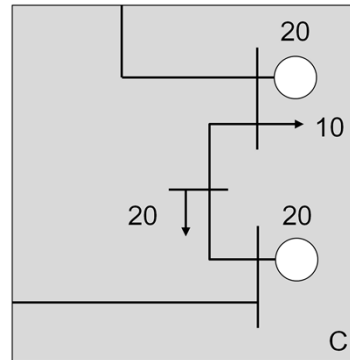


Import = 20



Export = 10

B



Export = 10

C

2

Die sogenannten “2-Days Ahead Congestion Forecast files (D2CF files)”, die von allen beteiligten ÜNB zur Verfügung gestellt werden für den Nach-Folgetag (somit am Tag D-2 für den Tag D), sind die zu diesem Zeitpunkt bestmöglichen stündlichen Betriebsprognosen für den Tag D.

Jeder ÜNB erzeugt für seine Zone D2CF-Dateien (24 pro Tag), diese enthalten bzw. berücksichtigen neben den Schaltzuständen, Erzeugungen, Lasten, den Austausch zwischen den Zonen (bzw. die Nettopositionen der Regelzonen).

In diesem Beispiel importiert Zone A 20MW, Zonen B und C exportieren jeweils 10 MW (Nettopositionen).

Die ÜNB prognostizieren, wie die Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten im jeweiligen Netz betrieben werden.

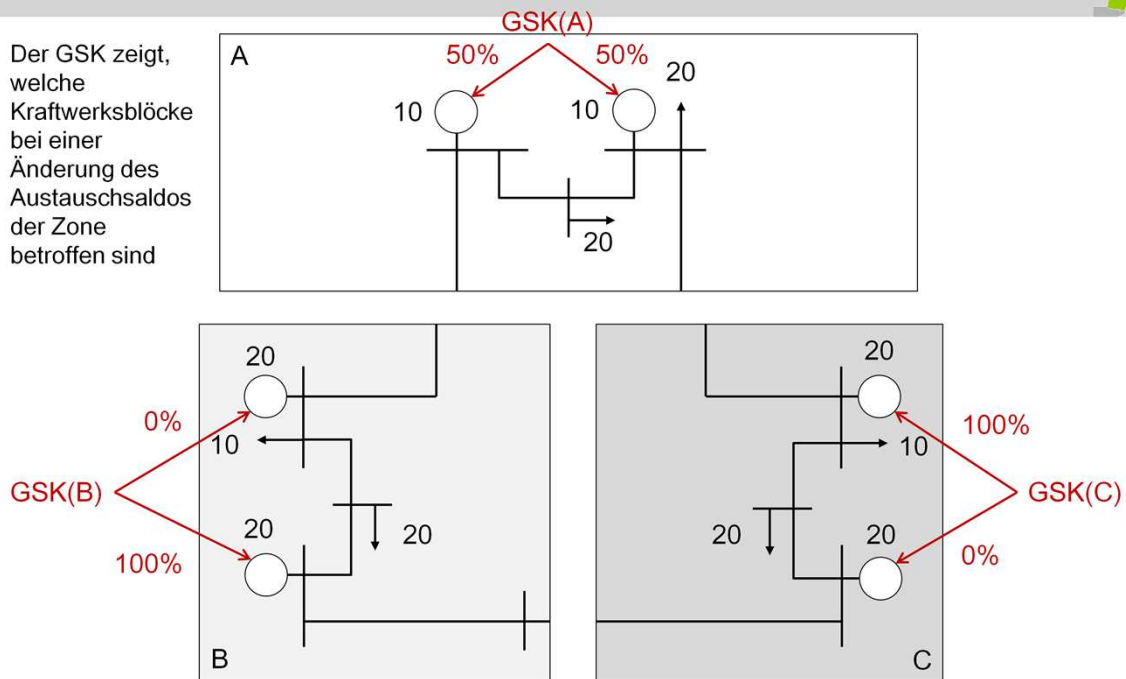
Für Zone A: 20 MW Erzeugung, 40 MW Last, dies bedeutet einen Import von 20 MW.

Dabei ist auf Konsistenz zu achten. Erzeugung und Last müssen zu den Nettopositionen der Regelzonen passen.

## Der Erzeugungsschlüssel (GSK - Generation Shift Key)



Der GSK zeigt, welche Kraftwerksblöcke bei einer Änderung des Austauschaldos der Zone betroffen sind



3

Der Erzeugungsschlüssel (Generation Shift Key (GSK)) modelliert, wie eine Änderung der Nettoposition einer Zone aufgeteilt wird auf die Erzeugungseinheiten in dieser Zone. Somit wird der Zusammenhang zwischen der Spotmarktpreis-getriebenen Änderung der Nettoauslässe und der tatsächlichen Erbringung in konkreten Kraftwerken modelliert.

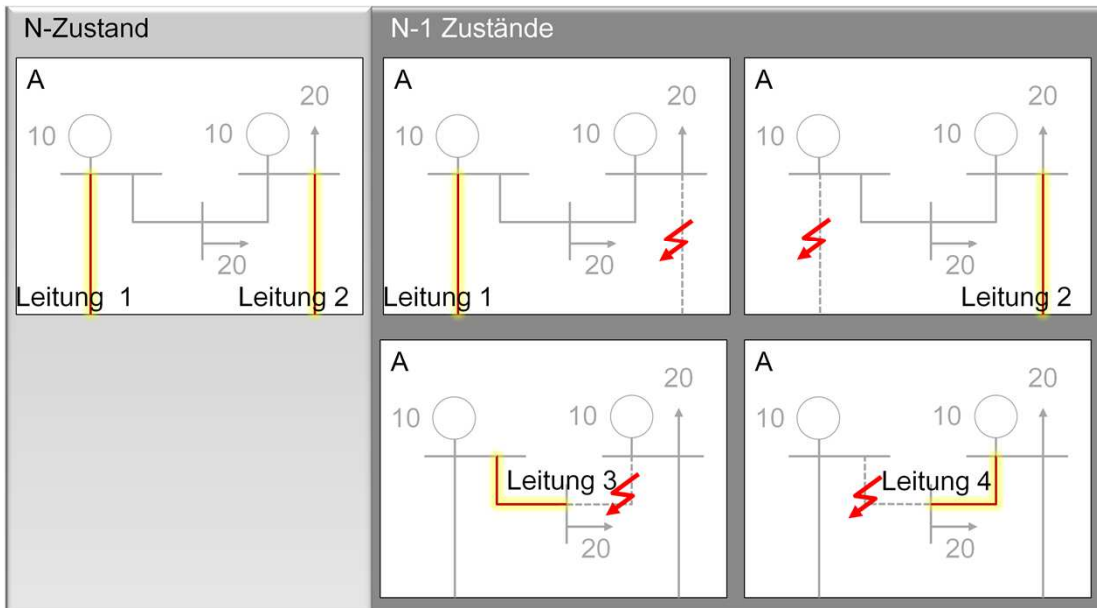
Aufgrund der Erzeugungsstruktur wird in Zone A angenommen, dass zusätzliche Erzeugung jeweils zu 50% von den beiden Kraftwerken erbracht werden.

In Zone B werden 100% vom unteren der beiden Kraftwerke erbracht (ggf. ein Steinkohle oder eine Gasturbine), 0% werden vom oberen Kraftwerk erbracht (ggf. Kernenergie oder Braunkohle).

## Die kritischen Zweige (Critical Branches - CBs)



Von ÜNB A überwachte kritische Zweige (Leitung 1 / 2 / 3 / 4, in Gelb markiert):

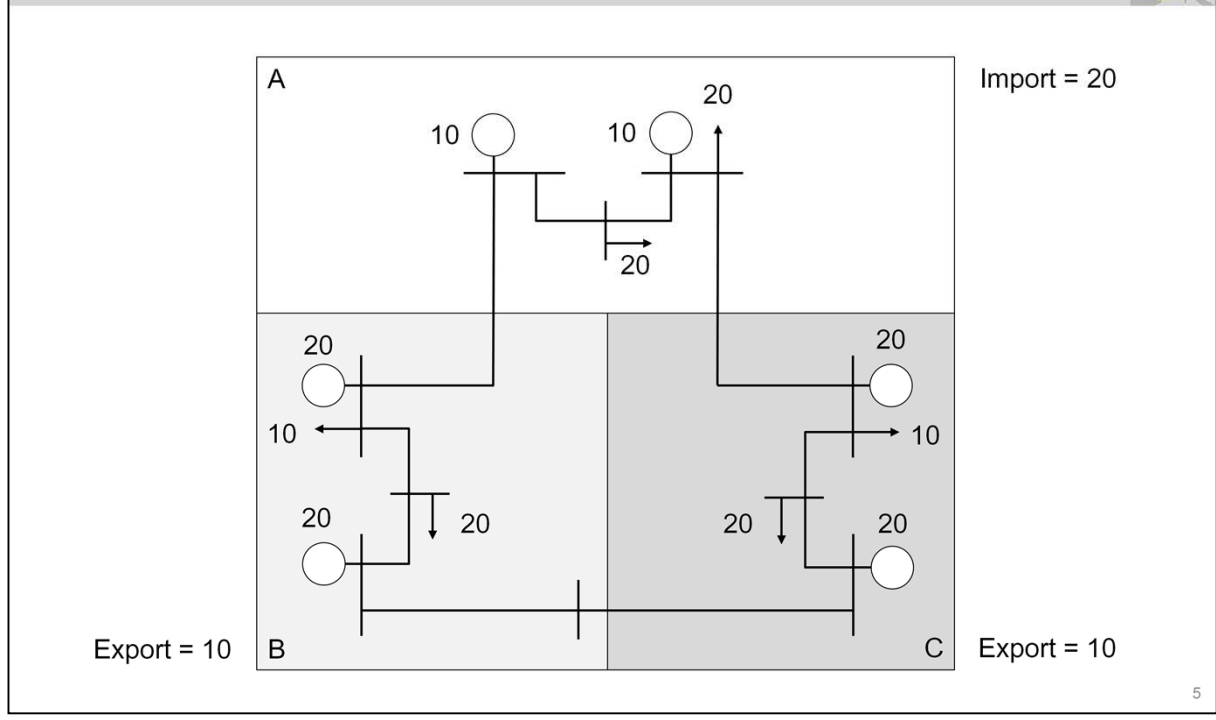


4

Ein kritischer Zweig ist ein Netzelement, das maßgeblich durch grenzüberschreitenden Stromautausch beeinflusst wird. Dieser wird unter bestimmten Ausfallsituationen (critical outages/COs) anderer Netzelemente überwacht.

Die kritischen Zweige/ Ausfälle (kZA; Critical Branches/Critical Outages) werden von jedem ÜNB für sein Netz auf Basis abgestimmter Regelungen festgelegt.

Auf dieser Folie sind die kritischen Zweige / kritischen Ausfälle des ÜNB A dargestellt. Die überwachten kritischen Netzelemente (rot/gelb dargestellt) sind die Leitungen 1 und 2. Diese zwei Leitungen werden unter Normalbedingungen (N-Zustand) und Einfachausfällen betrachtet (N-1-Zustände, Ausfälle als rote Blitze dargestellt).

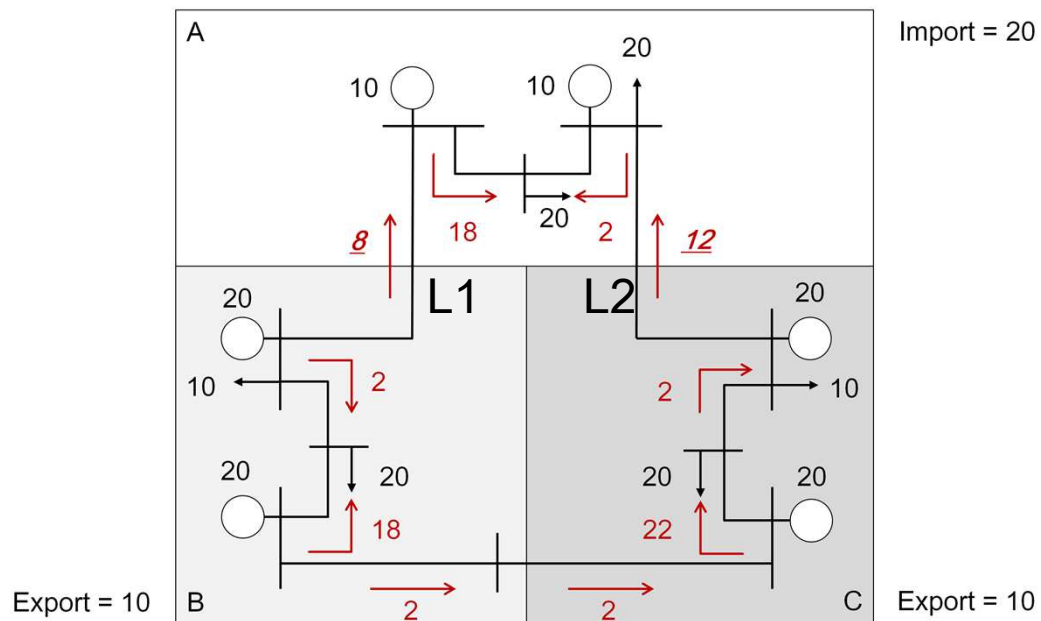


Basis für den zentralen Kapazitätsberechnungsprozess ist ein Datensatz für das gesamte kontinentale Übertragungsnetz ("common grid model /CGM"). Dieses Modell repräsentiert für die jeweilige Stunde des Tages D die bestmögliche D-2-Betriebsvorhersage für das gesamte Übertragungsnetz.

Aufgrund der zeitlichen Abfolge der Kapazitätsberechnungsschritte muss das CGM am Abend von D-2 zusammengeführt werden. Das stündliche CGM ist dabei der Datensatz, der aus den individuellen Datensätzen aller beteiligten ÜNB zusammengeführt wird.

Die individuellen Importe und Exporte summieren sich im CGM zu Null, somit ist im zusammengeführten Netzmodell das das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gegeben.

Das zusammengeführte Netzmodell wird als Referenzfall ("base case") bezeichnet.



### Initiale, zentrale Berechnung der Flow-Based Parameter (I)

Der Referenz- bzw. Basislastfluss auf den Betriebsmittel im ungestörten Netzbetrieb (N-0)-Fall ist der Lastfluss, der in der Base Case Topologie auftritt: Dieser bestimmt die Belastung der kritischen Zweige unter Berücksichtigung der Austauschprogramme des entsprechenden Referenztages.

Für Leitung 1,  $F_{ref, 1} = 8 \text{ MW}$ .

Für Leitung 2,  $F_{ref, 2} = 12 \text{ MW}$ .

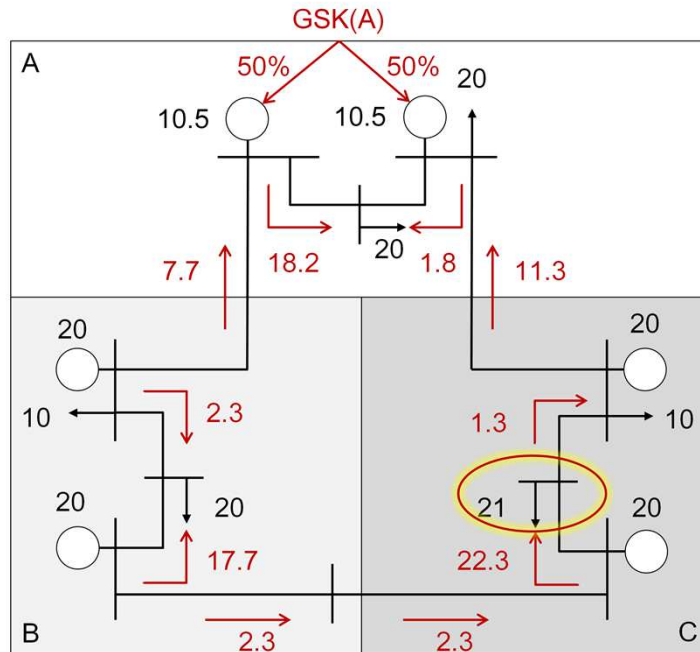
Zu beachten ist, dass kritische Zweige richtungsabhängig überwacht werden: Leitung 1 von Knoten 6 zu Knoten 1, Leitung 2 von Knoten 9 zu Knoten 3.

**Berechnung der Lastflussparameter: Variation/Anstieg der Erzeugung in Zone A um 1 MW**



Berechnung des Wirkleistungsübertragungsfaktors (PTDF- Power Transfer Distribution Factor)

Die Erzeugung in Zone A wird um 1 MW erhöht. Das zusätzliche 1 MW wird dem Netz im sog. „Slack/Hub“ entnommen. In diesem Beispiel ist der Slack-Knoten in Zone C: Hier wird das zusätzliche 1 MW entnommen.



Import = 19

Export = 10

Export = 9

7

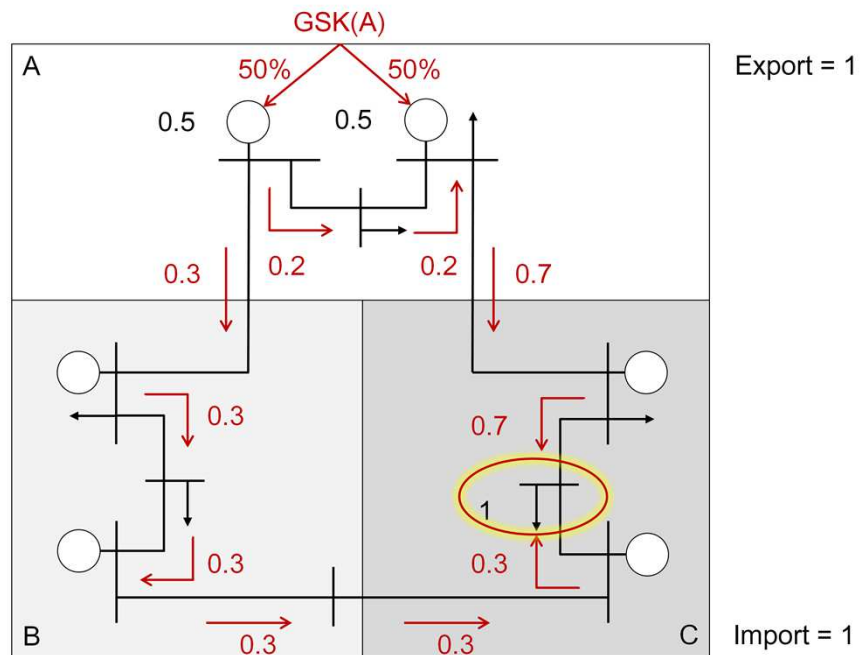
Die Sensitivitäten (rel. Veränderung des Lastflusses bei Einspeise/Lastveränderungen) der kZAs werden Wirkleistungsübertragungsfaktoren/ PTDFs / “physical transfer distribution factors“ genannt.

Die PTDFs werden berechnet, indem der Austausch der Zonen verändert wird unter Berücksichtigung der GSKs. Für jede Zone wird die Veränderung des Lastflusses jedes kritischen Zweiges ermittelt. Der GSK einer Zone hat dabei Einfluss auf den PTDF, da dieser die Gesamterzeugung einer Zone auf bestimmte, den Lastfluss-bestimmende Knoten/ Kraftwerke aufteilt.

Im Beispiel wird die Erzeugung in Zone A um 1 MW erhöht. Dies zusätzlichen 1 MW werden im sog. Slack-Knoten/Hub entnommen, um das Erzeugungsgleichgewicht auch nach der Variation sicherzustellen. In diesem Beispiel befindet sich der “Slack/Hub“ in Zone 3, hier werden im Modell die zusätzlichen 1 MW entnommen bzw. verbraucht. Die Änderung der Nettoposition in Zone A um 1 MW wird zu jeweils 50% von den dargestellten Kraftwerken erbracht.

Die Lastflussveränderung, die durch die veränderten Kraftwerkseinspeisungen bzw. Nettopositionen entstehen, werden in den folgenden Folien gezeigt.

Berechnung der Lastflussparameter: Erhöhung der Erzeugung in Zone A um 1 MW  
 - Delta zum Basisfall -



8

Wie beschrieben wird die Erzeugung in Zone A um 1 MW angehoben, in Zone C am Slackknoten die Last um 1 MW erhöht.

Die additive Fluss auf den Leitungen im Vergleich zum Grundlastfall (base case) wird auf dieser Folie gezeigt.

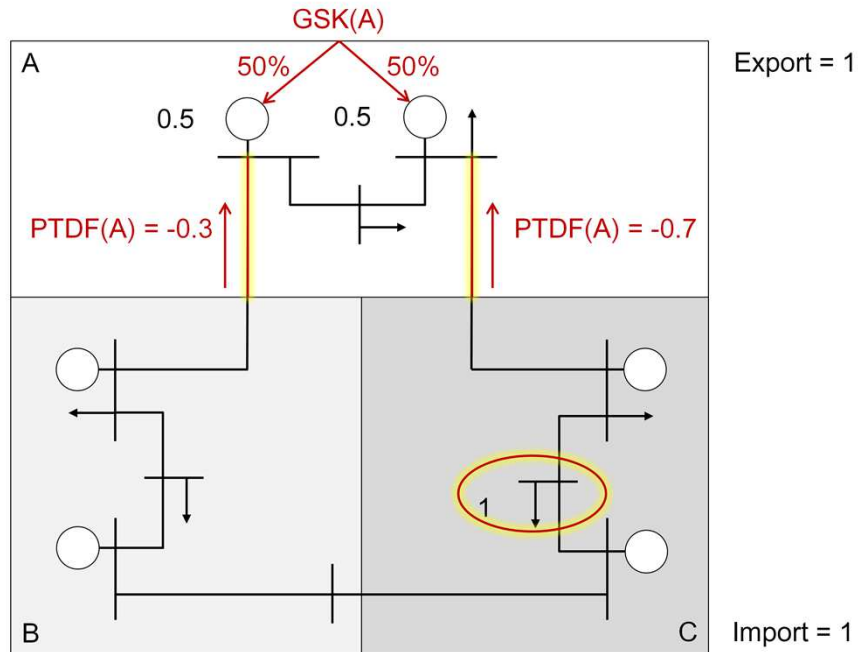
Diese Änderungen entsprechen gerade den PTDF-Faktoren. Eine Änderung der Nettoposition in A (und Verbrauch im Slack) wird auf (relative) Veränderungen der Lastflüsse auf den Betriebsmitteln normiert.



Berechnung der Lastflussparameter: Erhöhung der Erzeugung in Zone A um 1 MW  
 - Berechnung der PTDF-Werte -



Die PTDF-Faktoren als Ergebnis des 1MW-Austausches zwischen Zone A und dem Slack für die überwachten Leitungen in A unter N-Bedingungen (kein Ausfall)



Unter ungestörten Betriebsverhältnissen (N-0), sind die PTDF-Faktoren der hervorgehobenen Leitungen 1 und 2 wie folgt:

Leitung 1: PTDF(A), L1 = -0.3 (30%)

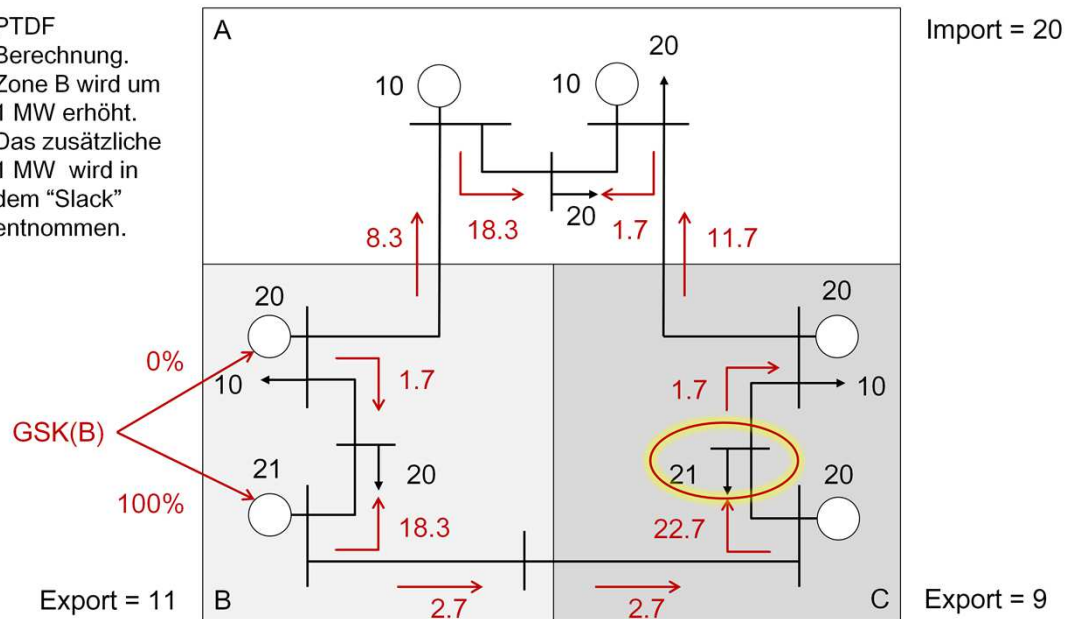
Leitung 2, PTDF(A), L2 = -0.7 (70%)

Zu beachten ist hierbei, dass kritische Zweige richtungsabhängig überwacht bzw. festgelegt werden: Leitung 1 von Knoten 6 zu Knoten 1 and Leitung 2 von Knoten 9 zu Knoten 3).

## Berechnung der Lastflussparameter: Erhöhung der Erzeugung in Zone B um 1 MW



PTDF  
Berechnung.  
Zone B wird um  
1 MW erhöht.  
Das zusätzliche  
1 MW wird in  
dem "Slack"  
entnommen.



10

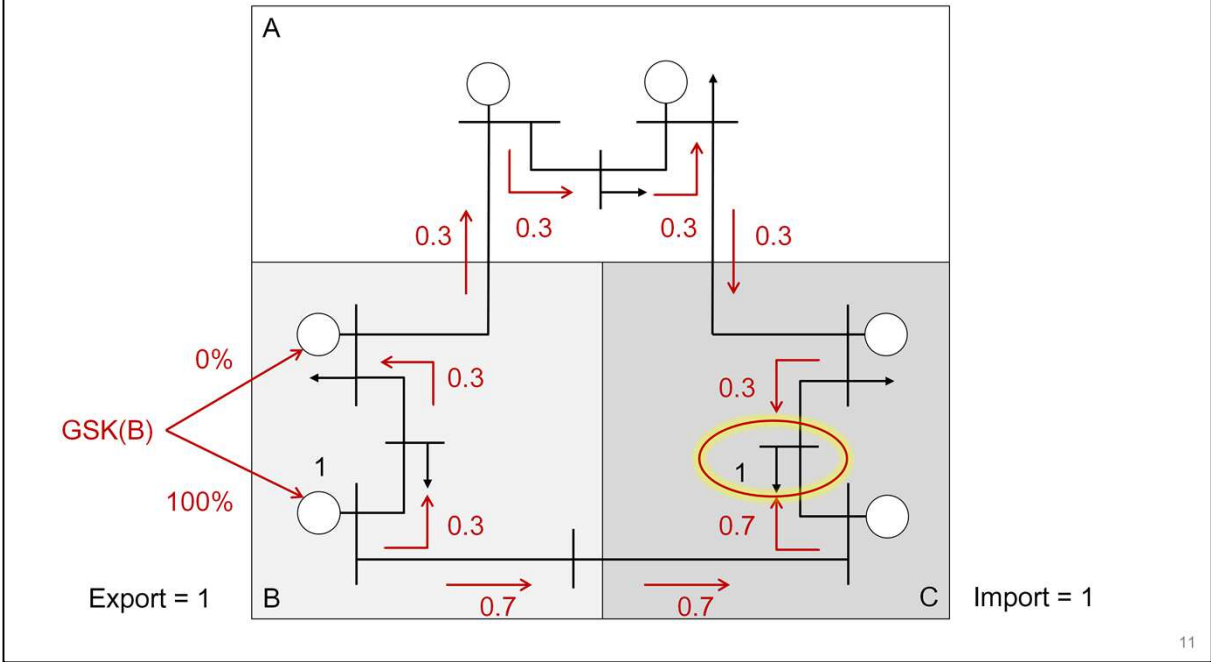
### Initiale, zentrale Berechnung der Flow-Based Parameter (IV)

In diesem Schritt wird nunmehr die Nettoposition von Zone B um 1 MW angehoben. Die zusätzliche Erzeugung wird im "Slack-Knoten" in Zone C verbraucht.

Diese zusätzlichen 1 MW werden auf Basis des GSKs in Zone B nur durch ein einziges Kraftwerk erbracht.

Die resultierenden Gesamtlastflüsse sind an den jeweiligen Leitungen dargestellt.

Berechnung der Lastflussparameter: Erhöhung der Erzeugung in Zone B um 1 MW  
- Delta zum Basisfall -



11

Diese Folie zeigt die Veränderung der Lastflüsse aufgrund der Änderung der Nettopositionen (Grundlastflüsse abgezogen).

Berechnung der Lastflussparameter: Erhöhung der Erzeugung in Zone B um 1 MW  
 - Berechnung der PTDF-Werte -



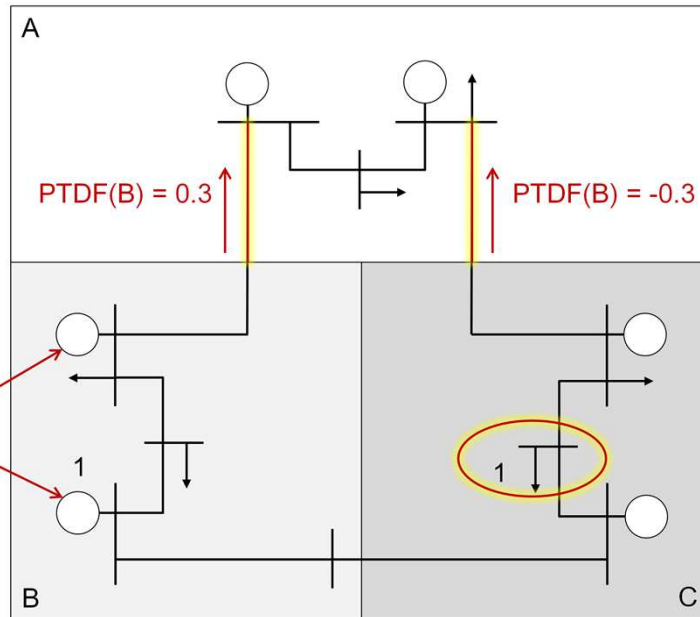
Die PTDF-Faktoren als Ergebnis des 1MW-Austausches zwischen Zone B und dem Slack für die überwachten Leitungen in A unter N-Bedingungen

GSK(B)

0%

100%

Export = 1



Import = 1

12

Unter (N-0) Bedingungen lassen sich dadurch die PTDF-Faktoren ableiten:

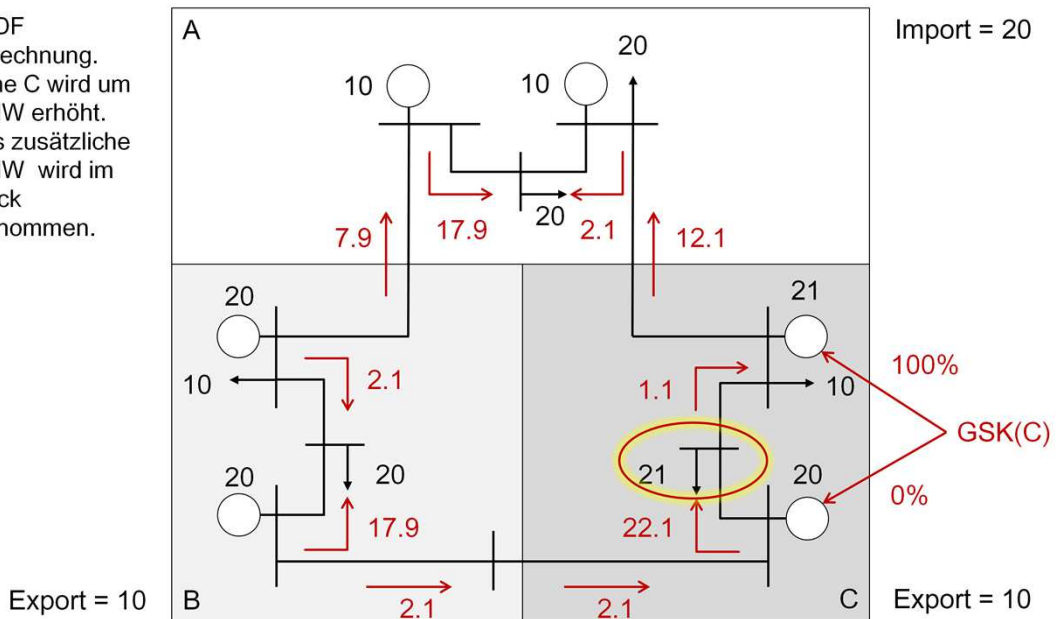
Für Leitung 1,  $PTDF(B), L1 = 0.3$  (30%)

Für Leitung 2,  $PTDF(B), L2 = -0.3$  (30%)

## Berechnung der Lastflussparameter: Anstieg der Erzeugung in Zone C um 1 MW



PTDF  
Berechnung.  
Zone C wird um  
1 MW erhöht.  
Das zusätzliche  
1 MW wird im  
Slack  
entnommen.

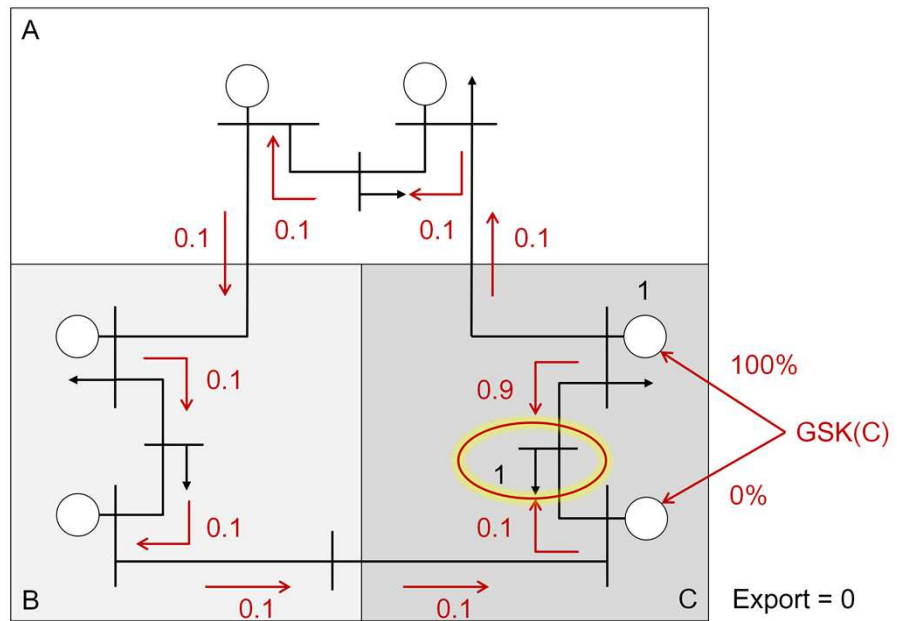


Analog der Berechnungen für die Zonen A und B wird nunmehr die Erzeugung in Zone C entsprechend des GSKs in Zone C erhöht (nur das obere Kraftwerk beteiligt sich an der Erhöhung).

Der Slackknoten übernimmt wieder die zusätzliche Last, um das Gleichgewicht herzustellen.

Dargestellt ist der der veränderte Gesamtlastfluss.

Berechnung der Lastflussparameter: Erhöhung der Erzeugung in Zone C um 1 MW  
- Delta zum Basisfall -



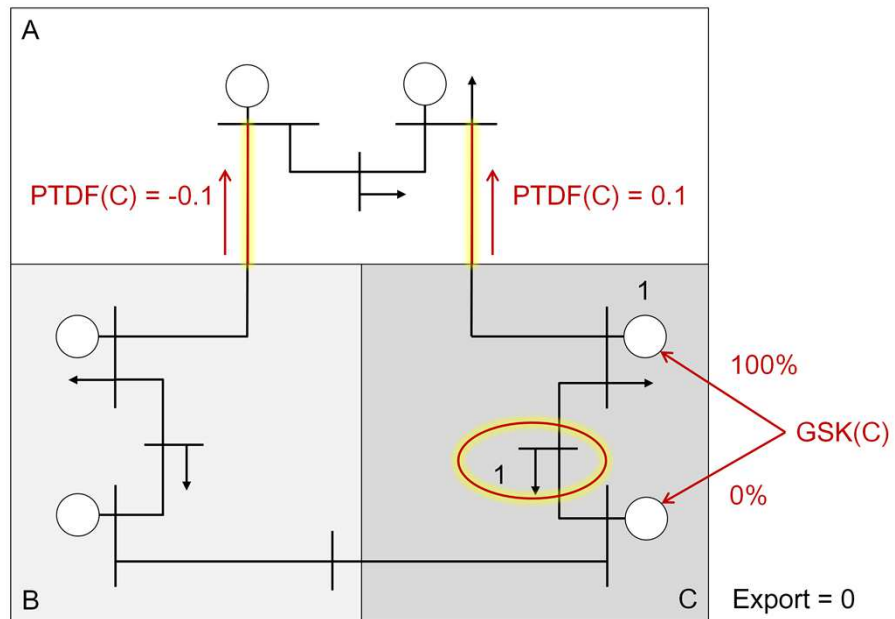
14

Separate Darstellung der Lastflussveränderung.

**Berechnung der Lastflussparameter: Erhöhung der Erzeugung in Zone C um 1 MW**  
**- Berechnung der PTDF-Werte -**



Die PTDF-Faktoren als Ergebnis des 1MW-Austausches zwischen Zone C und dem Slack für die überwachten Leitungen in A unter N-Bedingungen

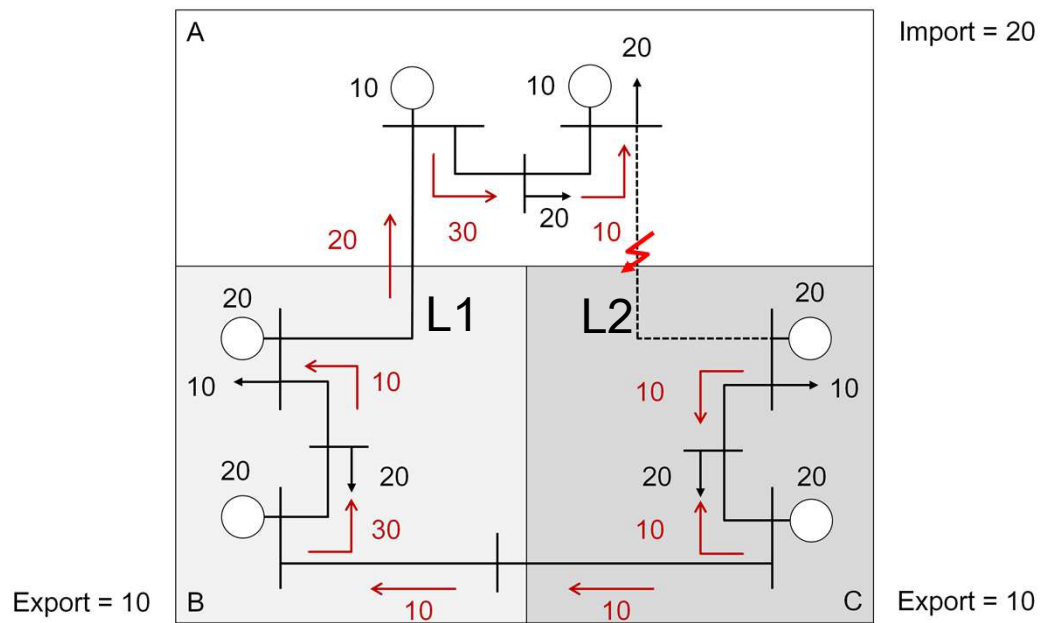


15

Unter (N-0) Bedingungen lassen sich dadurch die PTDF-Faktoren ableiten:

Für Leitung 1,  $PTDF(C), L1 = -0.1$  (10%)

Für Leitung 2,  $PTDF(C), L2 = 0.1$  (10%)



Der Basislastfluss ( $F_{ref}$ ) unter (N-1)-Konditionen wird jeweils aus dem Base-Case unter Berücksichtigung eines Einfachausfalls errechnet.

Für Leitung 1:  $F_{ref, L1} = 20$  MW.

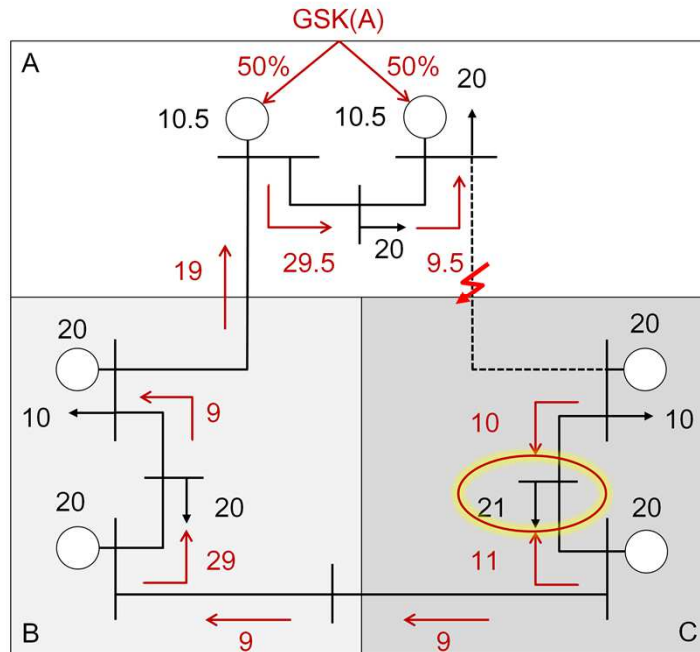
Leitung 2 ist hierbei im Rahmen der (N-1) Ausfallrechnung ausgeschaltet.



## Berechnung der Lastflussparameter (N-1): Erhöhung der Erzeugung in Zone A um 1 MW



PTDF  
Berechnung.  
Zone A wird um  
1 MW erhöht.  
Das zusätzliche  
1 MW wird in  
dem "Slack"  
entnommen.



Import = 19

Export = 10

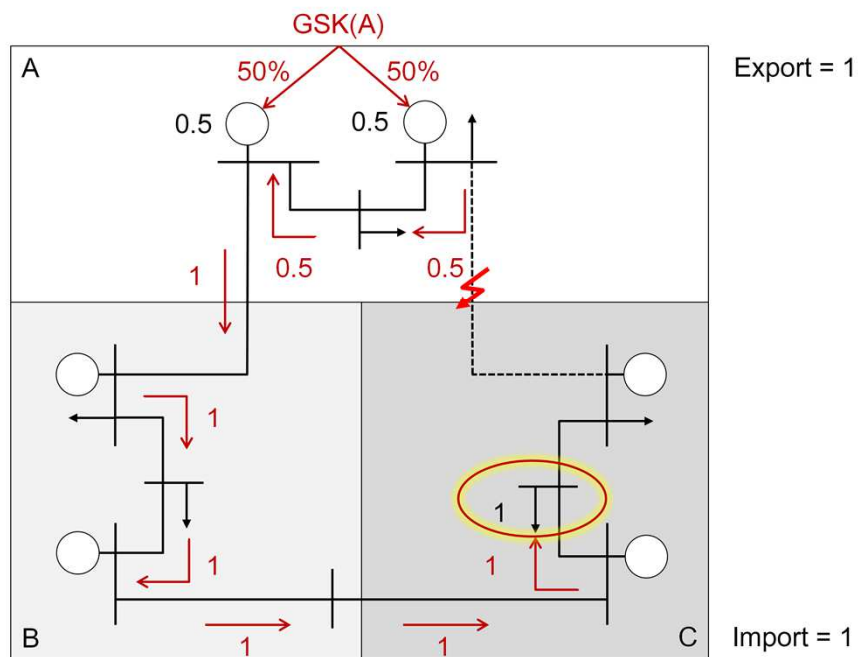
Export = 9

17

Analog zu Folie 9 wird nunmehr für den (N-1)-Fall die Nettoposition von Zone A um 1 MW entsprechend des Erzeugungsschlüssels (GSKs) angehoben.

Die resultierenden Lastflüsse (rot) können der Folien entnommen werden.

Berechnung der Lastflussparameter: Erhöhung der Erzeugung in Zone A um 1 MW  
 - Delta verglichen mit den Flüssen in einem N-1 Szenario -



18

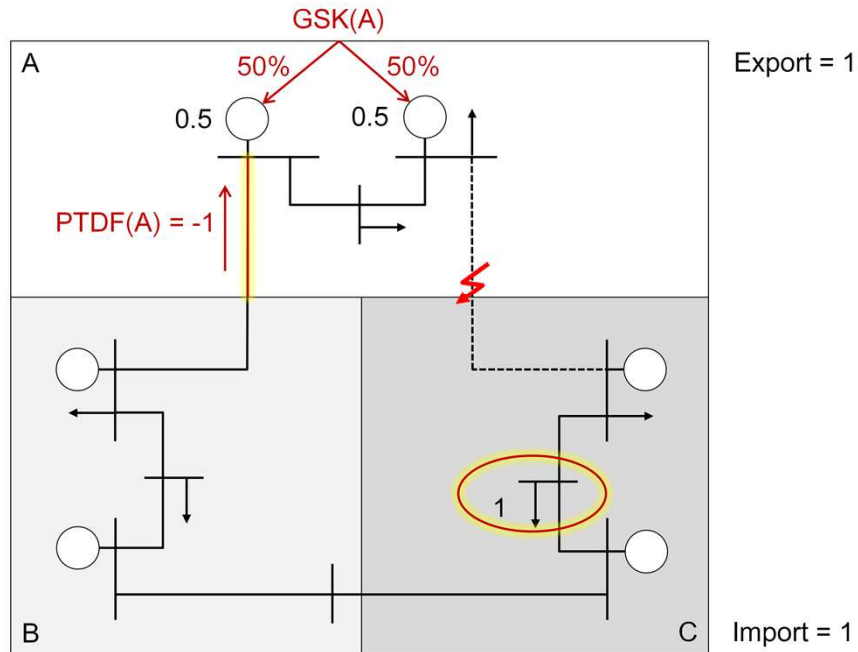
Hier werden die Lastflussänderungen dargestellt (ohne Basislastfluss)

Die Ergebnisse unterscheiden sich von denen auf Folie 14, da hier nicht der (n-0) sondern der (N-1)-Fall (Ausfall von Leitung 2) betrachtet wird.

Berechnung der Lastflussparameter: Erhöhung der Erzeugung in Zone A um 1 MW  
 - Berechnung des PTDF-Faktors in einem N-1 Szenarium -



Die PTDF-Faktoren als Ergebnis des 1MW-Austausches zwischen Zone C und dem Slack für die überwachten Leitungen in A unter N-1 Bedingungen



Unter diesem (N-1)-Ausfall (Leitung 2) ist der PTDF Faktor des kritischen Zweiges L1:

$$\text{PTDF}(A), \text{line1} = -1 \text{ (100\%)}$$

Der dargestellt Berechnungsvorgang wird in der Praxis vielfach für alle Zonen und möglichen Ausfälle wiederholt.

## Berechnung der PTDFs: Zusammenfassung



| Überwachte Leitung | Ausfall-szenarium | Zone A PTDF | Zone B PTDF | Zone C PTDF | Übertragungs-marge (RAM) |
|--------------------|-------------------|-------------|-------------|-------------|--------------------------|
| Leitung 1          | -                 | -0.3        | 0.3         | -0.1        | .                        |
| Leitung 2          | -                 | -0.7        | -0.3        | 0.1         | .                        |
| Leitung 1          | Leitung 2         | -1          | .           | .           | .                        |
| Leitung 2          | Leitung 1         | .           | .           | .           | .                        |
| Leitung 3          | Leitung 4         | .           | .           | .           | .                        |
| Leitung 4          | Leitung 3         | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |

20

Die Wirkleistungsübertragungsfaktoren (PTDF-Faktoren), die im Rahmen des vorgestellten Beispiels ermittelt wurden, werden in der dargestellten Tabelle zusammengefasst dargestellt.

Die vorgestellten Berechnungen werden für alle kritischen Zweige in Verbindung mit kritischen Ausfällen wiederholt, um alle relevanten Ausfallszenarien abzudecken.

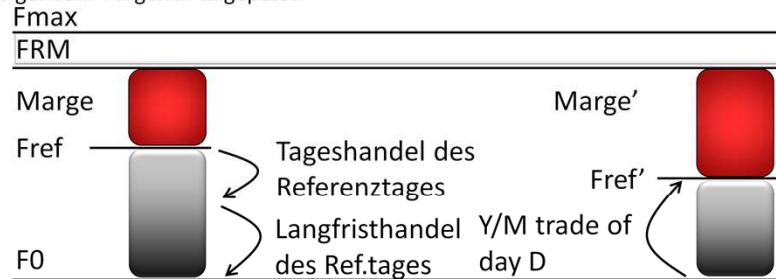
Hierbei wird, wie gezeigt, für jedes Szenario die Nettoposition für alle Zonen erhöht.

Die zu diesem Prozessschritt noch nicht ermittelte Übertragungsmarge ("RAM", letzte Spalte) wird auf den Folgefolien erläutert.

## Berechnung der Lastflussparameter: Fref und Fref'



- Bei den Flüssen die im D2CF Basisfall beobachtet werden (der Fref) wird der Einfluss vom grenzüberschreitenden Handel (des Referenztages) berücksichtigt. Die Flüsse werden entsprechend nachfolgendem Vorgehen angepasst.



- Zu Leitung 1:
  - Fref = 8 (wie berechnet auf Folie 6)
  - Nettoposition im D2CF Basisfall: NP(A) = -20, NP(B) = 10, NP(C) = 10
  - $F_0 = Fref - (NP(A) \cdot PTDF(A) + NP(B) \cdot PTDF(B) + NP(C) \cdot PTDF(C)) = 8 - (-20 \cdot 0.3 + 10 \cdot 0.3 + 10 \cdot 0.1) = 8 - 8 = 0$
  - Unter der Annahme, dass die Nettoposition aufgrund von Nominierungen aus Langfristkapazitätsrechten gleich sind: NP(A) = -10, NP(B) = 5, NP(C) = 5
  - $Fref' = F_0 + (NP(A) \cdot PTDF(A) + NP(B) \cdot PTDF(B) + NP(C) \cdot PTDF(C)) = 0 + (-10 \cdot 0.3 + 5 \cdot 0.3 + 5 \cdot 0.1) = 0 + 4 = 4$

21

Der Basislastfluss (Fref) enthält die Belastung der kritischen Zweige unter Berücksichtigung der Austäusche auf Basis des Tages- und Langfristhandels (implizite/expliciten grenzüberschreitende Kapazitätsvergabe).

Daher muss der Grundlastfall um die Langfrist- und day-ahead-Nominierungen bereinigt werden (grauer Balken, Fref->F0):

Der nunmehr ermittelte bereinigte Grundlastfluss auf den Betriebsmitteln wird als Fref' bezeichnet (rechte Säule).

Für diesen Bereinigungsprozess werden die bereits ermittelten Wirkleistungsübertragungsfaktoren (PTDFs) genutzt.

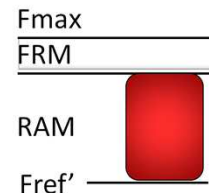
## Berechnung der Lastflussparameter: Fmax, FRM, and RAM



- Der maximal erlaubte Fluss auf Leitung 1 entspricht:  
 $F_{max} = 25$
- Die Sicherheitsmarge (Flow Reliability Margin - FRM) auf Leitung 1, d.h. die Spanne, die der ÜNB für Unsicherheiten freihalten muss, entspricht:  
 $FRM = 3$
- Berechnet wird  $F_{ref}'$  auf dieser Leitung, der Fluss, der auf Leitung 1 vor der Vergabe der Vortageskapazität bereits fließt:  
 $F_{ref}' = 4$
- Die Übertragungsmarge (Remaining Available Margin – RAM) auf Leitung 1, die dem Markt zur Verfügung gestellt werden kann, beträgt dann:

$$RAM = F_{max} - FRM - F_{ref}' = 25 - 3 - 4 = 18^{1)}$$

<sup>1)</sup> Wie im Genehmigungsdokument (Kap. 4.1.4) erläutert wird im Bedarfsfall noch ein finaler Anpassungswert FAV in Ansatz gebracht



Die Ermittlung der Übertragungsmarge (RAM), die dem Markt auf den kritischen Zweigen zur Verfügung gestellt werden können, erfolgt nach folgendem Ansatz:

$$RAM = F_{max} - F_{ref}' - FRM - FAV$$

**Fmax:** Maximal zulässiger Wirkleistungsfluss auf dem kritischen Zweig

**FRM:** Sicherheitsmarge

**FAV:** In sehr speziellen Fällen, in denen die FBKB-Methodik die betriebliche Erfahrung oder die besonderen Umstände einer Situation nicht abbilden kann, wird der Anpassungswert (Final Adjustment Value - FAV) vom ÜNB verwendet. Durch den FAV wird ganz gezielt die verbleibende verfügbare Marge (remaining available margin – RAM) eines kritischen Zweiges erhöht oder verringert.



| Überwachte Leitung | Ausfall-szenarium | Zone A PTDF | Zone B PTDF | Zone C PTDF | Übertragungs-marge (RAM) |
|--------------------|-------------------|-------------|-------------|-------------|--------------------------|
| Leitung 1          | -                 | -0.3        | 0.3         | -0.1        | 18                       |
| Leitung 2          | -                 | -0.7        | -0.3        | 0.1         | .                        |
| Leitung 1          | Leitung 2         | -1          | .           | .           | .                        |
| Leitung 2          | Leitung 1         | .           | .           | .           | .                        |
| Leitung 3          | Leitung 4         | .           | .           | .           | .                        |
| Leitung 4          | Leitung 3         | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |
| .                  | .                 | .           | .           | .           | .                        |

Die für das Beispiel bisher ermittelten Flow Based Parameter sind in der Tabelle zusammengefasst dargestellt.

Der auf den vorangegangenen Folien dargestellte Berechnungsvorgang wird für alle relevanten Kombinationen von kritischen Zweigen / kritischen Ausfällen (kZA) analog durchgeführt.

Die zu beobachtenden kritischen Zweige (“Überwachte Leitung”) bei Normalbetrieb und allen relevanten Ausfällen werden von den ÜNB festgelegt.

Die berechneten FB Parameter (auch FB domain genannt) zeigen auf, welche Nettoaustausche zwischen den Ländern ohne betriebliche Verletzungen möglich sind.

Multipliziert man den Nettoaustausch der Zonen mit der PTDF Matrix, erhält man die Belastungen der kritischen Zweige. Diese dürfen niemals den zulässige Marge (RAM) überschreiten.

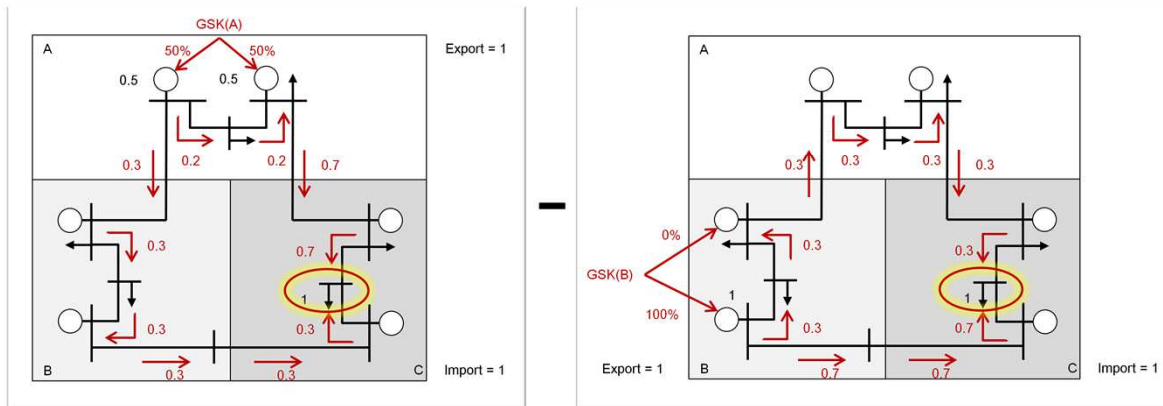
Beispiel: Zone A exportiert 10 MW, Zonen B+C importieren jeweils 5 MW:

$$0,3 \cdot 10 \text{ MW} - 0,3 \cdot 5 \text{ MW} + 0,1 \cdot 5 \text{ MW} = 2 \text{ MW} \ll 18 \text{ MW Marge, also zulässig}$$

## Modellierung eines Austauschs zwischen Zone A und Zone B



Ein 1 MW Austausch von Zone A nach Zone B entspricht einem 1 MW Austausch von Zone A zum Slack abzüglich eines 1MW Austauschs von Zone B zum Slack (Superposition)



24

Zu beachten ist, dass im Beispiel sog. "Zone to Hub/slack PTFDs" berechnet wurden:

Veränderung der Lastflüsse wenn in einer Zone um 1 MW erhöht wurde und im Slackknoten diese Zusatzleistung entnommen bzw. verbraucht wird.

Eine übliche Betrachtungsweise sind auch sog. "Zonen zu Zonen PTFDs": Eine Erhöhung in einer Zone wird in einer anderen Zone entnommen (vgl. Rechenbeispiel auf der vorangegangenen Seite).

Die Nutzung des konkreten Slacks/Hubs ist lediglich ein Berechnungsvereinfachung, um nicht extrem viele Austauschvarianten explizit berechnen zu müssen, was bei zunehmender Zonenanzahl und Betriebsmittelanzahl nahezu praktisch unmöglich wäre.

Die Auswahl des Slackknotens/Hubs ist für die Wirkleistungs-Übertragungsfaktoren nicht von Bedeutung:

Ein 1 MW Austausch von Zone A nach Zone B entspricht einem 1 MW Austausch von Zone A zum Slack abzüglich eines 1MW

Austauschs von Zone B zum Slack (Superposition in einem linearisierten Netzmodell).

Zonen zu Zonen PTFDs können somit einfach aus den Zone to Hub/slack PTFDs ermittelt werden.



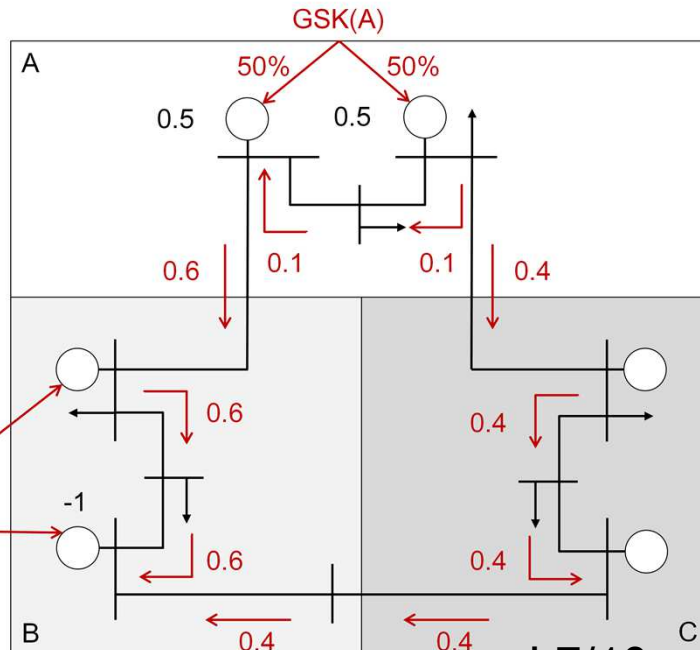
Modellierung eines Austauschs zwischen Gebiet A und Gebiet B von 1 MW (Summe/Ergebnis der Superposition)



Ein 1 MW Austausch von Zone A nach Zone B entspricht einem 1 MW Austausch von Zone A zum Slack abzüglich eines 1MW Austauschs von Zone B zum Slack (Superposition)

GSK(B) 100%

Import = 1



Export = 1

L7/10

25

Ergebnis der Überlagerung, Zone A → Zone B Wirkleistungsübertragungsfaktoren können abgelesen werden.

Beispiel:

10MW sollen von Zone A nach Zone B übertragen werden.

Lastflusserhöhung auf Leitung L7/10:  $0,4 \cdot 10\text{MW} = 4\text{ MW}$