

Modelling Congestion Management in the context of flow-based market coupling

*Die Modellierung von Engpassmanagement im Kontext des Flow-
Based Market Coupling*

Lukas Maximilian Lang, Bettina Dallinger, Georg Alexander Lettner

IEWT 2019

Energiemärkte I

13.02.2019

- (I) Praktischer Hintergrund
 - Allokation und Marktpreisbildung im Market Coupling
 - Literaturübersicht: Engpassmanagement in Energiemarktmodellen
- (II) Modellierung im EDisOn-Modell
 - Zweistufige Modellformulierung
 - Verwendete Netztopologien zur Bestimmung von Redispatch
 - Datengrundlagen des Modells
- (III) Erste Modellergebnisse für Österreich und Europa 2030
 - Ergebnisse für NTC- und FBMC-Bedingungen im Vergleich
 - Redispatch in Österreich
 - Ausblick: Geplante Weiterentwicklungen

(I) Praktischer Hintergrund

- Seit 2015: Flow-based Market Coupling in der CWE-Region
- Marktbasierte Berechnung von Übertragungskapazitäten: Berücksichtigung von **physikalischen Leitungsbeschränkungen** für Market Clearing auf europäischem Markt (inklusive Ringflüsse über eine PTDF-Matrix)
- TSOs liefern bereits für das Market Clearing ein Netzmodell mit „**critical branches**“ (für den Handel wichtigste Leitungen in einer Regelzone)
- Ziel: Höhere Preiskonvergenz, **weniger Engpässe**, Wohlfahrtssteigerung

Definition des D-2CF mit
„critical branches“ und
„generation shift keys“

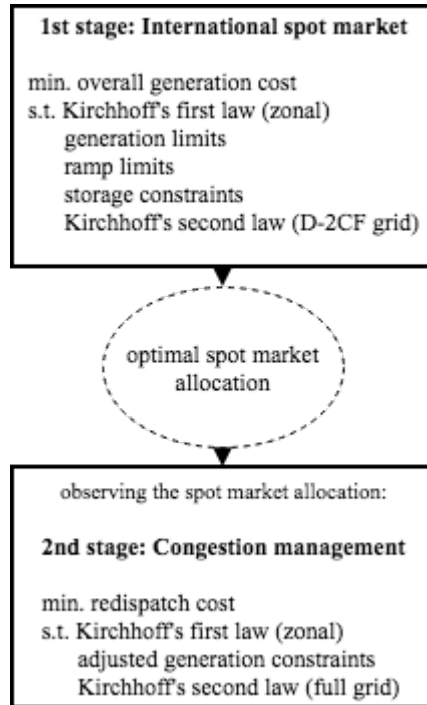
Allokation / Market
Coupling durch
Optimierungsalgorithmus
„EUPHEMIA“

Grid Operation:
Umsetzung der Flüsse
und Engpassmanagement

- Berücksichtigung von physikalischen Leitungseigenschaften Teil des „State of the Art“ (z.B. in *Egerer (2016)*, *Leuthold et. al. (2012)* und *Weibelzahl & März (2018)*)
- Energiemarktmodelle zur Bestimmung von Engpassmanagement basieren jedoch meist auf **NTC-basiertem Handel** (Kupferplatte)! (z.B. in *Grimm et. al. (2017)*, *Linnemann et. al. (2011)* und *Aravena & Papavasiliou (2017)*)
 - Market Clearing über NTC-Constraints
 - Bestimmung von nötigem Engpassmanagement über flow-based Constraints
- Tatsächliche Implementierung von Flow-based Market Coupling zur Bestimmung von Engpassmanagement bis jetzt nur in einfachen Beispielnetzen (z.B. in *Grimm et. al. (2016)*, *Oggioni & Smeers (2013)*)
- Ziel: Implementierung des Flow-based Market Coupling in ein Marktmodell

(II) Modellierung im EDisOn-Modell

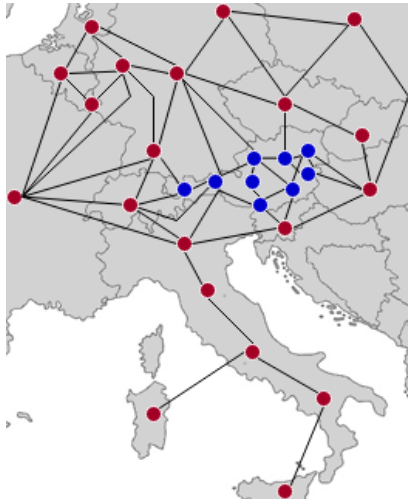
■ Zweistufige Modellformulierung des EDisOn-Strommarktmodells



- Modell der ersten Stufe: *Spot Markt*
 - Market-Clearing als Lösung auf Basis eines Netzmodells mit „**critical branches**“ (D-2CF)
 - Formulierung als Minimierungsproblem der Gesamtkosten des Systems
 - Nebenbedingungen beinhalten Kirchhoff's erstes und zweites Gesetz + Erzeugungslimits
- Modell der zweiten Stufe: *Redispatch*
 - Market-Clearing-Lösungen als Input-Parameter
 - Formulierung als Minimierungsproblem der Engpassmanagementkosten
 - Nebenbedingungen beinhalten Kirchhoff's erstes und zweites Gesetz auf Basis des **vollständigen Netzes** einer Regelzone!

- Netzmodell des Spotmarktes (FBMC)
 - Europäische Knotenauflösung auf Basis der Regelzonen
 - AT auf Bundesländerebene (9 Knoten)
- NTC-Netzmodell: jeweils Kupferplatte!

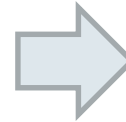
- Netzmodell des Redispatches
 - AT im Zentrum der Betrachtung
 - Exakte Darstellung des Netzes auf 220 und 380kV Ebene (17 Knoten)



Critical branches



NTC-Netzmodell

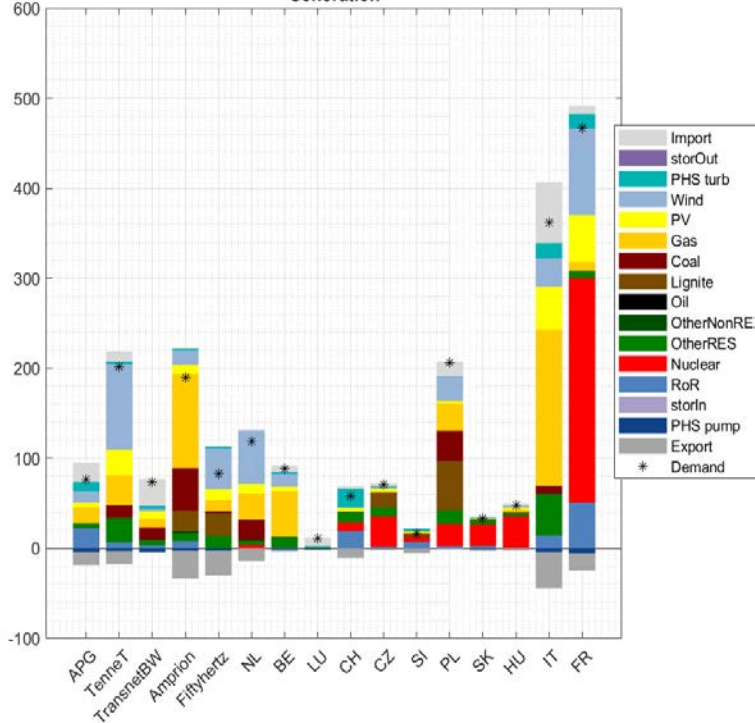


Vollständiges Netzmodell

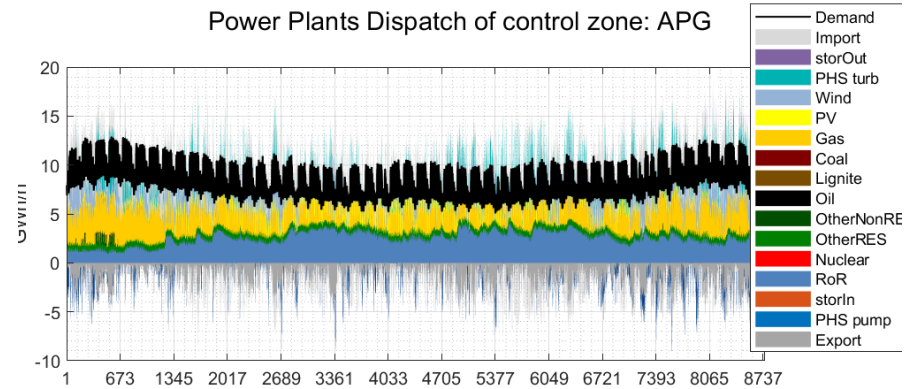
- Erzeugung
 - Kapazitäten und Emissionspreise basierend auf Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) für das Jahr 2030
 - Konventionelle Technologien in drei Altersklassen unterteilt für Grenzkostenberechnung
- Nachfrage
 - Profile auf Basis der stündlichen Nachfragewerte der ENTSO-E Transparency Plattform
 - Auflösung der österreichischen Nachfrage nach Bevölkerungswerten der Knoten
- Speichertechnologien / Wasserkraft
 - Sowohl Pumpspeicher als auch sonstige Speichertechnologien enthalten
 - Jährliche Profile basierend auf E-Control / ENTSO-E Transparency Daten
- Leitungen
 - Übertragungsnetz Europas abgebildet (110-380 kV)
 - Parallel laufende Leitungen ggf. zusammengefasst
 - N-1 Kriterium berücksichtigt (ca. 20% der Übertragungskapazität nicht verfügbar)

(III) Erste Modellergebnisse für Österreich und Europa 2030

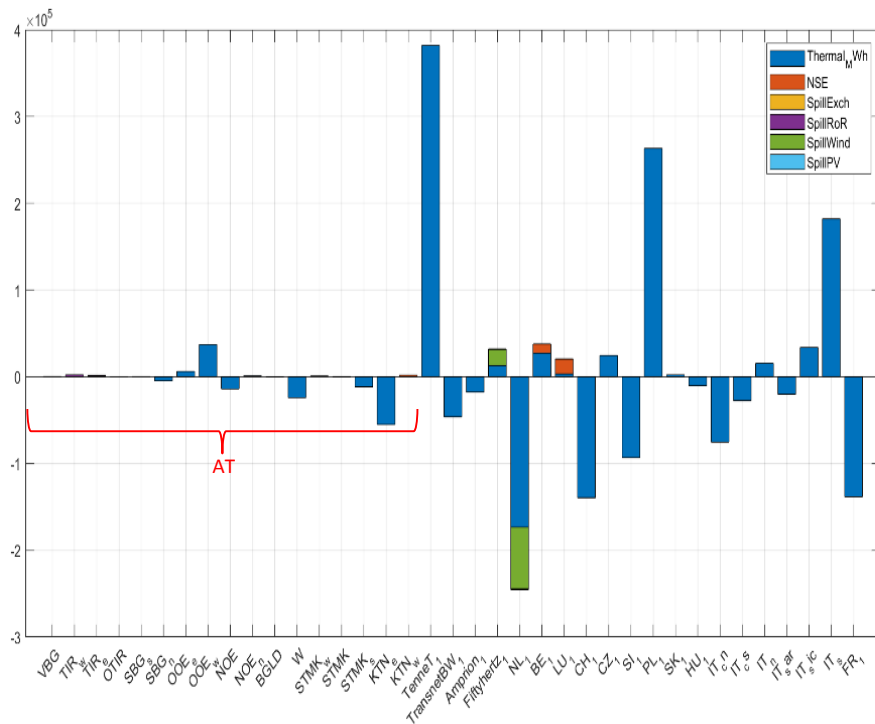
Generation



Power Plants Dispatch of control zone: APG

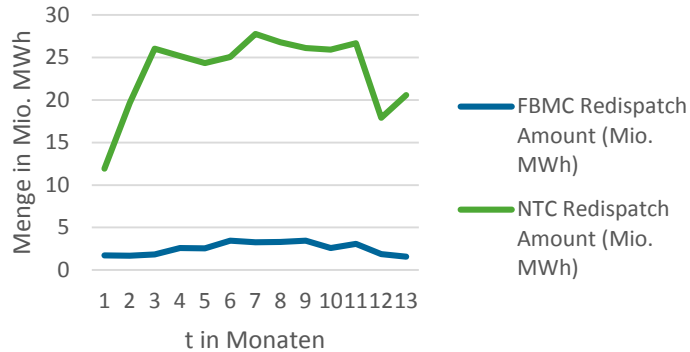


- Market Clearing folgt realistischen Maßstäben
- Simulierte Marktpreise erhöht aufgrund der angenommenen Emissionspreise; Preisunterschiede gegeben
- Handelsflüsse und Speichereinsatz in Market Clearing enthalten, folgen Marktpreisbildung

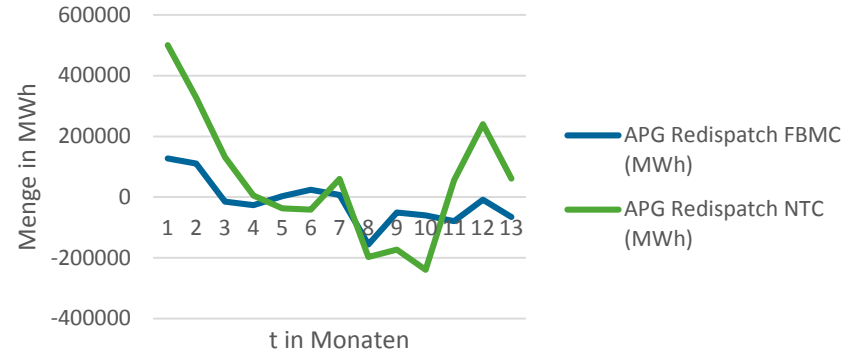


- Verteilung des Redispatch innerhalb Österreichs intuitiv
 - Pos. Redispatch an Kuppelstellen nach Deutschland (Oberösterreich)
 - Neg. Redispatch an Kuppelstellen nach Südosteuropa (Wien / Kärnten)
- Redispatch der europäischen Nachbarländer **noch nicht interpretierbar**
 - Kupferplatte angenommen
 - Limitierte Handelsleitungen zu anderen Nachbarn
 - Ringflüsse über nur einen Knotenpunkt jeweils

Gesamter Redispatch im Jahresverlauf



Aggr. APG Redispatch im Jahresverlauf



- Gesamter Redispatch deutlich geringer in FBMC-Simulation
- Aggr. Redispatch der APG-Regelzone deutlich geringer in FBMC-Simulation
- Aggr. Redispatch der APG-Regelzone weniger schwankend

Die Notwendigkeit von Engpassmanagement hängt stark vom Netzmodell für das Market Clearing ab!

- Genauere Auflösung Deutschlands (TenneT!)
 - Redispatch innerhalb Deutschlands noch nicht interpretierbar!
 - Copper-Plate der TenneT-Zone unrealistisch

- Erweiterung der Netzmodelle
 - Redispatch der europ. Länder noch nicht interpretierbar
 - Aufteilung der europ. Länder auf Knoten inkl. Leitungsdaten

- Erweiterung des Modellumfangs
 - Erweiterung um andere Länder (Südosteuropa)
 - Datenverfügbarkeit?

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit!



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Vienna | Austria



LUKAS MAXIMILIAN LANG, M.Sc.

Technische Universität Wien
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Energy Economics Group – EEG

Gußhausstraße 25-29 / E370-3
1040 Wien, Österreich

[T] +43 1 58801 370 367
[E] lang@eeg.tuwien.ac.at
[W] www.eeg.tuwien.ac.at

- Aravena, I. & Papavasiliou, A., 2017. Renewable Energy Integration in Zonal Markets. *IEEE Transactions on Power Systems* 32, 1334-1349.
- Egerer, J., 2016. Open Source Electricity Model for Germany (ELMOD-DE). *DIW Data Documentation* 83.
- Grimm, V., Kleinert, T., Liers, F., Schmidt, M., Zöttl, G., 2017. Optimal price zones of electricity markets: a mixed-integer multilevel model and global solution approaches. *Optimization Methods and Software*, 1-31.
- Grimm, V., Martin, A., Weibelzahl, M., Zöttl, G., 2016. On the long run effects of market splitting: Why more price zones might decrease welfare. *Energy Policy* 94, 453-467.
- Leuthold, F., Weigt, H., von Hirschhausen, C., 2012. A Large-Scale Spatial Optimization Model for the European Electricity Market. *Networks and Spatial Economics* 12, 75-107.
- Linnemann, C., Echternacht, D., Breuer, C., Moser, A., 2011. Modelling optimal redispatch for the European Transmission grid, in 2011: IEEE Trondheim PowerTech, IEEE, Trondheim. Pp.1-8.
- Oggioni, G., Smeers, Y., 2013. Market failures of Market Coupling and counter-trading in Europe: An illustrative model based discussion. *Energy Economics* 35, 74-87.
- Weibelzahl, M., März, A., 2018. On the effects of storage facilities on optimal zonal pricing in electricity markets. *Energy Policy* 113, 778-794.

$$\begin{aligned} \Rightarrow \min totalcost^{spotmarket} = & \sum_{h \in H, ca \in CA, i \in I_{ca}} \sum_{th \in TH_i} (thP_{h,th} * MC_{h,th} + \\ & + Str_{h,th} * c_{h,th}^{start}) + (hyP_{h,i} - Spill_{h,i}^{PV}) * c^{Hy} \\ & + (Wind_{h,i} - Spill_{h,i}^{Wind}) * c^{Wi} + (PV_{h,i} - Spill_{h,i}^{PV}) * c^{PV} \\ & + NSE_{h,i} * VoLL \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow Demand_{h,i} = & \sum_{th} thP_{h,th} + \sum_{ps} (tuP_{h,ps} - puP_{h,ps}) + \\ & + \sum_{st} (stPOut_{h,st} - stPin_{h,st}) + hyP_{h,i} - Spill_{h,i}^{RoR} + \\ & Wind_{h,i} - Spill_{h,i}^{Wi} + PV_{h,i} - Spill_{h,i}^{PV} - Exch_{h,i} + NSE_{h,i} \\ & \forall h \in H, \forall i \in I_{ca} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow thP_{h,th} = & X_{h,th}^X * Cap_{th}^{min} + X_{h,th}^Y * (Cap_{th}^{max} - Cap_{th}^{min}) \\ & \forall h \in H, th \in TH_i \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow X_{h,th}^X - X_{h-1,th}^X & \leq Str_{h,th} \leq 1 \forall h > 1, th \\ X^Y + X^Z & \leq X^X \leq 1 \\ X^X \geq 0, X^Y \geq 0, X^Z \geq 0, Str & \geq 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow thP_{h,th} - thP_{h-1,th} & \leq ramp_{th} * Cap_{th}^{max} \forall h \geq 2, th \\ -thP_{h,th} + thP_{h-1,th} & \leq ramp_{th} * Cap_{th}^{max} \forall h \geq 2, th \end{aligned}$$

$$\Rightarrow 0 \leq hyP_{h,i} \leq Cap_i^{Hy} \forall h \in H, i \in I_{ca}$$

$$0 \leq Spill_{h,i}^{RoR} \leq Inflow_{h,i}^{hy} \forall h, i$$

$$hyP_{h,i} + Spill_{h,i}^{RoR} = Inflow_{h,i}^{hy} \forall h, i$$

$$0 \leq Spill_{h,i}^{Wi} \leq Wind_{h,i}$$

$$0 \leq Spill_{h,i}^{PV} \leq PV_{h,i}$$

$$\Rightarrow 0 \leq puP_{h,ps} \leq Cap_{ps}^{Pu} \forall h \in H, ps \in PS_i$$

$$0 \leq tuP_{h,ps} \leq Cap_{ps}^{Tu} \forall h, ps$$

$$0 \leq stPin_{h,st} \leq Cap_{st}^{In} \forall h, st$$

$$0 \leq stPOut_{h,st} \leq Cap_{st}^{Out} \forall h, st$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow storL_{1,ps} = & PHS stor_1 * En_{ps}^{max} - \frac{tuP_{1,ps}}{\eta^{Tu}} + puP_{h,ps} * \eta^{Pu} \\ & + Infl_{1,ps} - Spill_{1,ps}^{PHS} \end{aligned} \quad ($$

$$\begin{aligned} storL_{h,ps} = & storL_{h-1,ps} - \frac{tuP_{h,ps}}{\eta^{Tu}} + puP_{h,ps} * \eta^{Pu} \\ & + Infl_{h,ps} - Spill_{h,ps}^{PHS} \forall h \geq 2, ps \in PS_i \end{aligned} \quad ($$

$$\begin{aligned} storL_{h,st} = & storL_{h-1,st} - \frac{stPOut_{h,st}}{\eta^{stOut}} + stPin_{h,st} * \eta^{stIn} \\ & - DCharge_{h,st} \forall h, st \end{aligned} \quad ($$

$$\begin{aligned} \Rightarrow 0 &\leq S pill_{h,ps}^{PHS} \leq Infl_{h,ps} \forall h, ps \\ En_{ps}^{min} &\leq storL_{h,ps} \leq En_{ps}^{max} \forall h, ps \\ En_{st}^{min} &\leq storL_{h,st} \leq En_{st}^{max} \forall h, st \\ 0 &\leq stPin_{h,st} \leq Cap_{st}^{in} \forall h, st \\ 0 &\leq stPOut_{h,st} \leq Cap_{st}^{out} \forall h, st \\ 0 &\leq DCharge_{h,st} \leq storL_{h,st} \end{aligned}$$

$$\Rightarrow Demand_{h,i} = Demand_{h,i}^{base} + D_{h,i}^{up} - D_{h,i}^{down}$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow D_{h,i}^{up} &= \sum_{h'=h}^{h+DT} D_{h',h,i}; \quad D_{h,i}^{down} = \sum_{h'=h}^{h+DT} D_{h,h',i} \\ \sum_{h'=h}^{h+DT} D_{h',h,i} &= \sum_{h'=h}^{h+DT} D_{h,h',i} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow 0 &\leq D_{h,i}^{up} \leq L_i^{up} * Demand_{h,i}^{base} \\ 0 &\leq D_{h,i}^{down} \leq L_i^{down} * Demand_{h,i}^{base} \end{aligned}$$

$$\Rightarrow PTDF_{l_{AC}xI}^i = (B_d * A_{l,i}) * (A_{l,i}^T * B_d * A_{l,i})^{-1} \quad (33)$$

$$PSDF_{l_{AC}xL_{ps}}^i = B_d - (B_d * A_{l,i}) * (A_{l,i}^T * B_d * A_{l,i})^{-1} * (B_d * A_{l,i})^T \quad (34)$$

$$DCDF_{L_{AC}*L_{DC}}^i = -PTDF * A_{l_{DC},i}^T \quad (35)$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow \min totalcost^{redispatch} = & \sum_{h \in H, j \in J_{ca}} \sum_{th \in TH_j} th P_{h,th}^{redi} * MC_{h,th} + \\ & + S pill_{h,j}^{redi^{RoR}} * c^{Hy} + S pill_{h,j}^{redi^{Wi}} * c^{Wi} + S pill_{h,j}^{redi^{PV}} * c^{PV} + \\ & + NS E_{h,j}^{redi} * VoLL \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow Demand_{h,i} = & \sum_{th} th \bar{P}_{h,th} + th P_{h,th}^{redi} + \sum_{ps} (tu \bar{P}_{h,ps} - pu \bar{P}_{h,ps}) + \\ & + \sum_{st} (st P \bar{O}ut_{h,st} - st P \bar{I}n_{h,st}) + (hy P_{h,j} - S pill_{h,j}^{RoR} - S pill_{h,j}^{redi^{RoR}}) + \\ & (Wind_{h,j} - S pill_{h,j}^{Wi} - S pill_{h,j}^{redi^{Wi}}) + (PV_{h,j} - S pill_{h,j}^{PV} - S pill_{h,j}^{redi^{PV}}) - \\ & - Exch_{h,j}^{redi} + NS E_{h,j} + NS E_{h,j}^{redi} \\ & \forall h \in H, \forall j \in J_{ca} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow th \bar{P}_{h,th} + th P_{h,th}^{redi} = & X_{h,th}^{redi^X} * Cap_{th}^{min} + \\ & + X_{h,th}^{redi^Y} * (Cap_{th}^{max} - Cap_{th}^{min}) \\ & \forall h \in H, th \in TH_j \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow X_{h,th}^{redi^X} - X_{h-1,th}^{redi^X} \leq & Str_{h,th} \leq 1 \forall h > 1, th \\ X_{h,th}^{redi^Y} + X_{h,th}^{redi^Z} \leq & X_{h,th}^{redi^X} \leq 1 \\ X_{h,th}^{redi^X} \geq 0, X_{h,th}^{redi^Y} \geq 0, & X_{h,th}^{redi^Z} \geq 0, Str \geq 0 \end{aligned}$$

$$\Rightarrow th \bar{P}_{h,th} + th P_{h,th}^{redi} - th P_{h-1,th} \leq ramp_{th} * Cap_{th}^{max} \forall h \geq 2, th \quad (42)$$

$$- th \bar{P}_{h,th} - th P_{h,th}^{redi} + th P_{h-1,th} \leq ramp_{th} * Cap_{th}^{max} \forall h \geq 2, th \quad (43)$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow 0 \leq S pill_{h,i}^{RoR} + S pill_{h,i}^{redi^{RoR}} \leq & Inflow_{h,i}^{hy} \forall h, j \\ hy \bar{P}_{h,j} + S pill_{h,j}^{RoR} + S pill_{h,j}^{redi^{RoR}} = & Inflow_{h,j}^{hy} \forall h, j \\ 0 \leq S pill_{h,j}^{Wi} + S pill_{h,j}^{redi^{Wi}} \leq & Wind_{h,j} \\ 0 \leq S pill_{h,j}^{PV} + S pill_{h,j}^{redi^{PV}} \leq & PV_{h,j} \end{aligned}$$

$$\Rightarrow PTDF_{l_{AC} \times l}^j = (B_d * A_{l,j}) * (A_{l,i}^T * B_d * A_{l,j})^{-1} \quad (48)$$

$$PSDF_{l_{AC} \times l_{ps}}^j = B_d - (B_d * A_{l,j}) * (A_{l,i}^T * B_d * A_{l,j})^{-1} * (B_d * A_{l,j})^T \quad (49)$$

$$DCDF_{L_{AC} * L_{DC}}^j = -PTDF * A_{l_{DC},j}^T \quad (50)$$