

電力システム最適化のためのモデリング技術

広島工業大学 工学部 電気システム工学科

久保川 淳司

電力システムの最適化問題

- 電力システムの最適化問題とは,
 - ある目的関数を制約条件を満足しつつ最小化(最大化)する問題
 - 特に, 電力システムの運用・計画において重要な役割をもつ
- 目的関数
 - (発電)コスト, 送電損失, 運用目標(潮流調整, 電圧調整), 環境目標
- 制約条件
 - 物理的制約(回路方程式→潮流方程式など), 機器上下限
 - 運用制約(潮流量, 燃料使用量, 発電機起動停止制約など)
- 変数
 - 有効電力, 無効電力, 電圧, 起動・停止状態

電力システムの最適化問題

- 電力システムの運用問題に最適化が必要であるが、従来の発電コストを最適化すれば良いという簡単な問題ではなくなっている。
- 今回取り上げるモデリング手法は,
 - 発電機のモデルを取り込み、安定度を考慮した最適潮流計算
 - 太陽光発電やN-1故障などの不確定性を考慮した最適潮流計算
 - 予備力や周波数調整能力を市場から調達するための最適化手法

安定度を考慮した最適潮流計算法

過渡安定度付き最適潮流計算

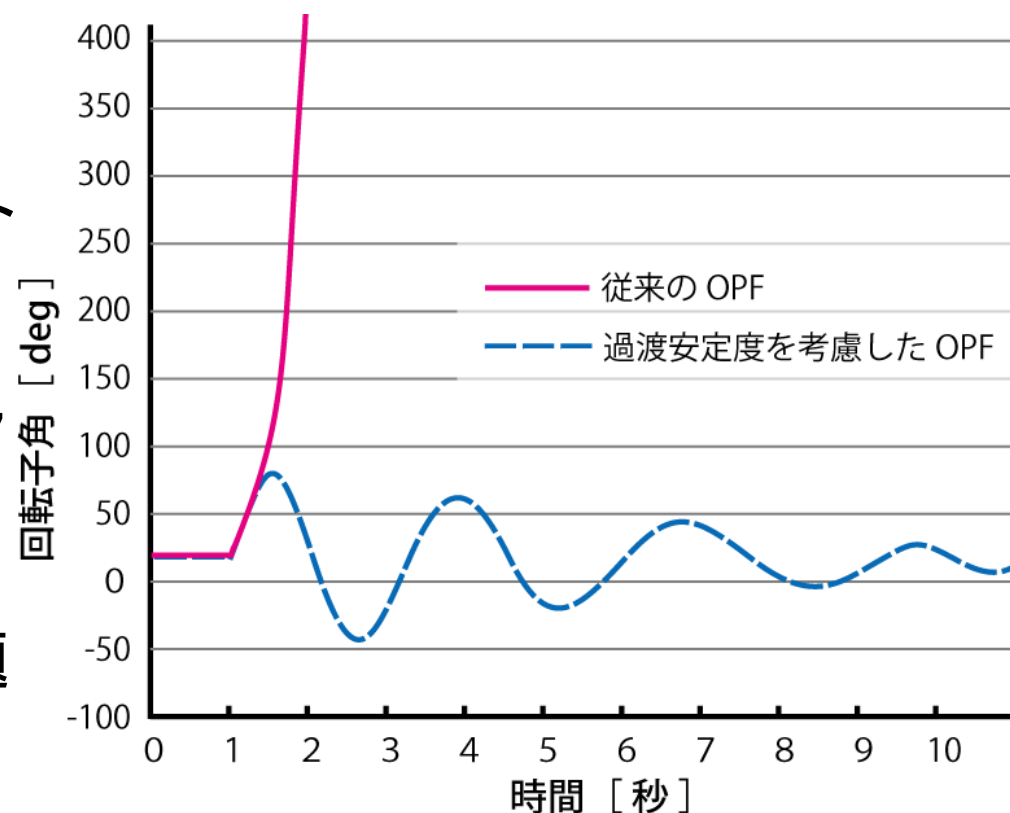
最適潮流計算法(OPF)

目的関数: TTC, 発電コスト
送電損失など

制約: 母線電圧, 送電容量,
発電機出力など

系統故障時に過渡安定度問題

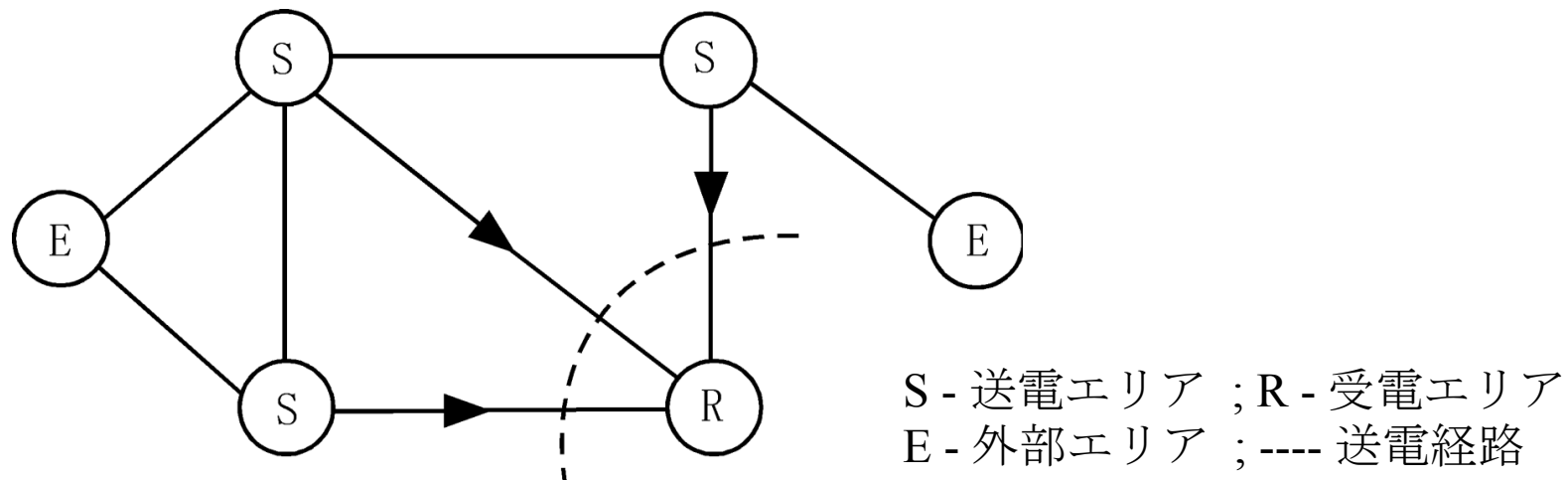
過渡安定度制約を考慮した最適潮流計算法(TSCOPF)



動的TTCを求めるためのOPF

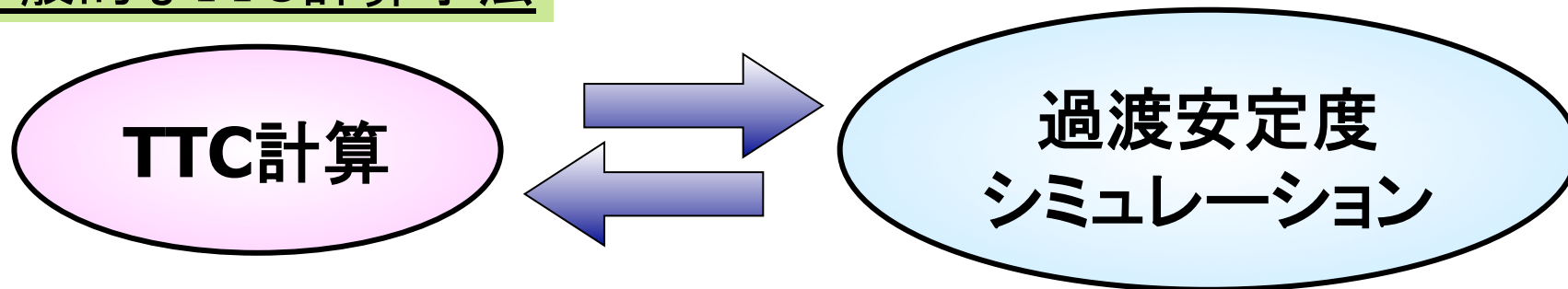
ATC = Total Transfer Capability (TTC)

- Existing Transmission Commitments (ETC) (1)
- Transmission Reliability Margin (TRM)
- Capacity Benefit Margin (CBM)



TTC算出手法

一般的なTTC計算手法



過渡安定度解析に時間がかかる

提案法 (TSCOPFを用いたTTC計算)

最適潮流計算OPF

+

- ・動揺方程式
- ・位相安定度制約

過渡安定度シミュレーションを複数回行う必要がない

安定度を考慮した最適潮流計算法の定式化

目的関数(TTC最大化)

$$P_T = \sum_{i \in S_{SA}, j \in S_{RA}} P_{ij} \quad \dots(2)$$

$$= \sum_{i \in S_{SA}, j \in S_{RA}} \left\{ G_{ij} V_i^2 - V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \right\}$$

等式制約

潮流方程式 $\dots(3)$

動揺方程式 $\dots(4)$

発電機出力 $\dots(5)$

初期値方程式 $\dots(6)$

不等式制約

発電機出力制約・母線電圧制約 $\dots(7)$

位相安定度制約

$$\underline{\delta} \leq \delta_i^t - \delta_{COI}^t \leq \overline{\delta} \quad i \in S_G, t \in S_T$$

$$* \delta_{COI} = \sum_{i=1}^{ng} M_i \delta_i / \sum_{i=1}^{ng} M_i \quad \dots(8)$$

δ_i : 発電機iの位相角, δ_{COI} : 内部位相角の慣性中心,
 M_i : 発電機iの慣性定数, ng : 発電機数,
 S_T : 積分ステップの集合, S_G : 発電機の集合

発電機モデル

発電機モデル

□ 背後電圧一定モデル

電力系統から過渡リアクタンスを介して発電機を系統外に考慮して、その発電機の電圧(背後電圧)を一定とした発電機モデル。
発電機に対する変数は**位相角の大きさのみ**。

□ 詳細モデル

同期機内部の各巻線に交鎖する磁束に基づいた同期機の解析を行う場合の最も基本となるParkの式を用いた発電機モデル。発電機の挙動を示す**多くの変数を含む**。

発電機の運動方程式

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - \omega_0$$

$$M_i \dot{\omega}_i = \omega_0 (-D_i \omega_i + P_{mi} - P_{ei})$$



台形則により微分方程式を
線形差分方程式に変換

$$\left. \begin{aligned} \delta_i^t - \delta_i^{t-1} - \frac{\Delta t}{2} [(\omega_i^t - \omega_0) + (\omega_i^{t-1} - \omega_0)] &= 0 \\ \omega_i^t - \omega_i^{t-1} - \frac{\Delta t}{2} \frac{\omega_0}{M_i} [(-D_i \omega_i^t + P_{mi} - P_{ei}) \\ &\quad + (-D_i \omega_i^{t-1} + P_{mi} - P_{ei}^{t-1})] = 0 \end{aligned} \right\} \begin{aligned} j &\in S_G \\ t &\in S_T \end{aligned}$$

安定度を考慮した最適潮流計算法の定式化

□ 目的関数

➤ 最大送電容量 (TTC)

$$P_T = \sum_{i \in S_{SA}, j \in S_{RA}} \left\{ G_{ij} V_i^2 - V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \right\}$$

□ 等式制約

➤ 潮流方程式

$$\begin{cases} V_i \sum_{j \in I} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) + P_{li} - P_{gi} = 0 \\ V_i \sum_{j \in I} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sin \theta_{ij}) + Q_{li} - Q_{gi} = 0 \end{cases}$$

➤ 運動方程式

$$\begin{cases} \delta_i^t - \delta_i^{t-1} - \frac{\Delta t}{2} \{ (\omega_i^t - \omega_0) + (\omega_i^{t-1} - \omega_0) \} = 0 \\ \omega_i^t - \omega_i^{t-1} - \frac{\Delta t}{2} \frac{\omega_0}{M_i} \{ (-D_i \omega_i^t + P_{mi} - P_{ei}^t) + (-D_i \omega_i^{t-1} + P_{mi} - P_{ei}^{t-1}) \} = 0 \end{cases}$$

➤ 初期値方程式

$$\begin{cases} E_i V_{gi} \sin(\delta_i^0 - \theta_{gi}) - x'_{di} P_{gi} = 0 \\ V_{gi}^2 - E_i V_{gi} \cos(\delta_i^0 - \theta_{gi}) + x'_{di} Q_{gi} = 0 \end{cases}$$

□ 不等式制約

➤ 母線電圧上下限制約

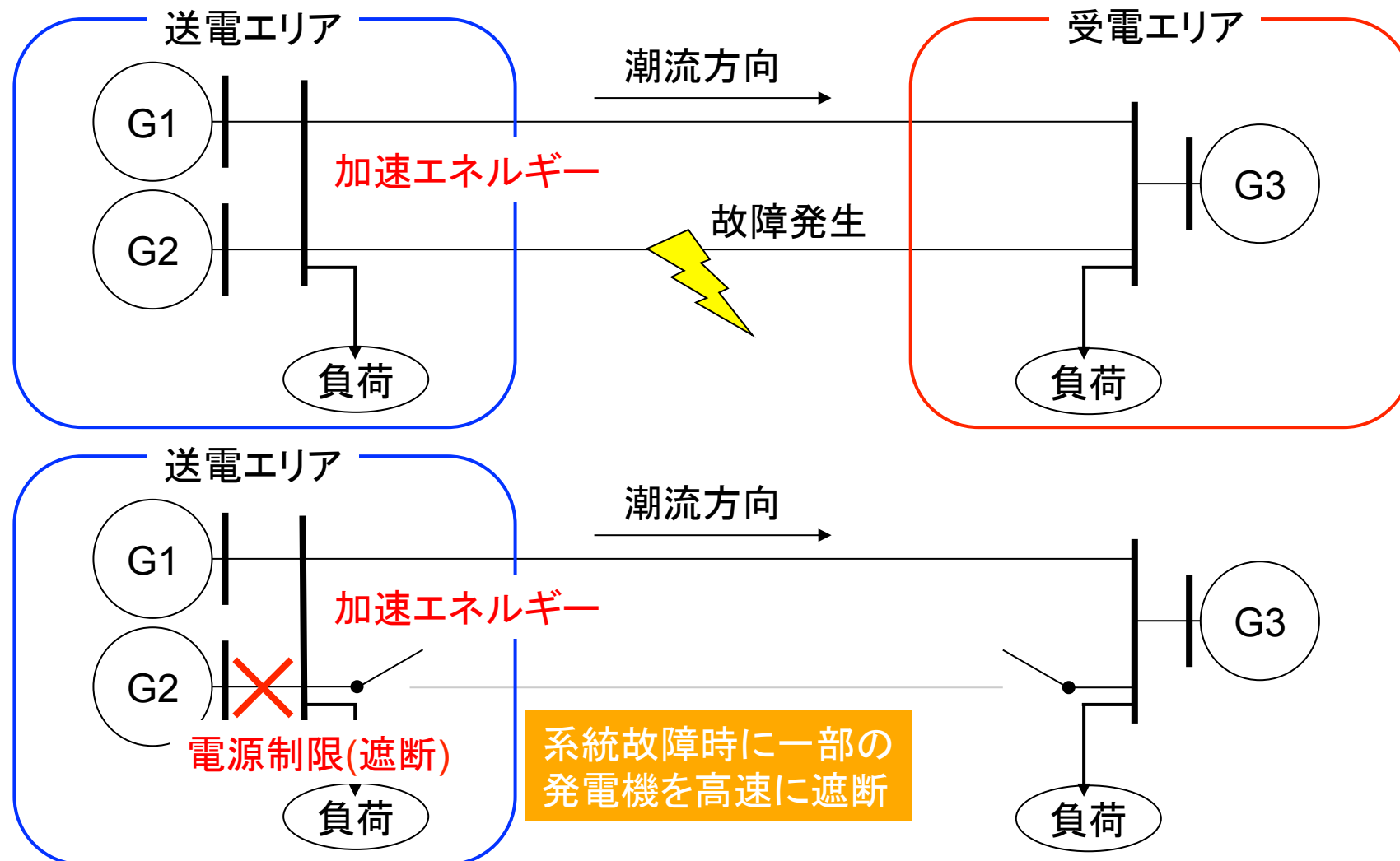
➤ 発電機出力上下限制約

$$\begin{cases} \underline{P}_{gi} \leq P_{gi} \leq \overline{P}_{gi} & \underline{Q}_{gi} \leq Q_{gi} \leq \overline{Q}_{gi} \\ \underline{V}_i \leq V_i \leq \overline{V}_i \end{cases}$$

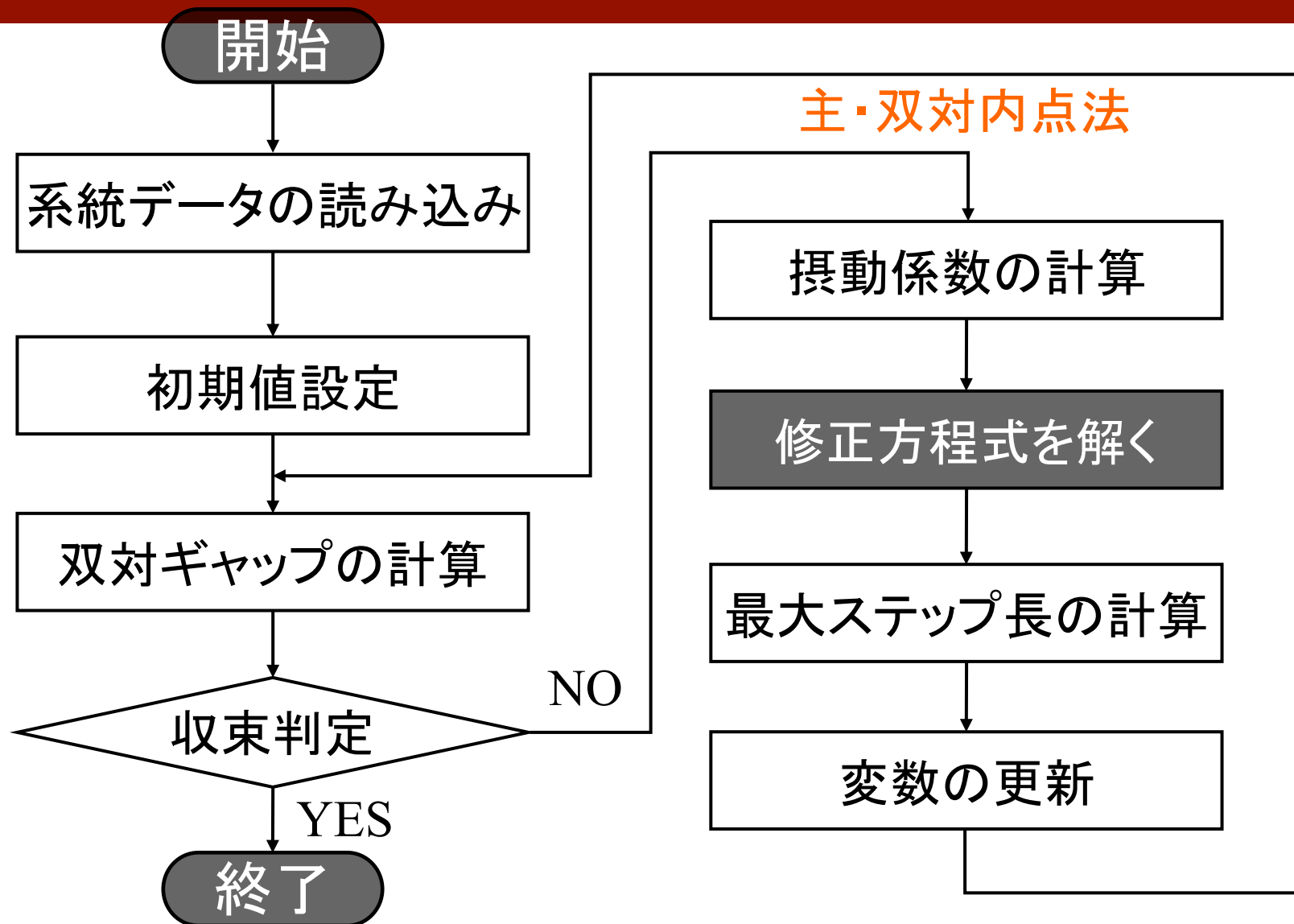
➤ 過渡安定度制約

$$\begin{cases} \underline{\delta} \leq \delta_i^t - \delta_{COI}^t \leq \overline{\delta} \\ \delta_{COI} = \frac{\sum_{i=1}^{ng} M_i \delta_i}{\sum_{i=1}^{ng} M_i} \end{cases}$$

電源制限



アルゴリズム



修正方程式

□ ラグランジュ未定乗数法

$$L(p) = f(x) - y^T h(x) - z^T (g(x) - l - \underline{g}) - w^T (g(x) + u - \bar{g}) - \tilde{z}^T l - \tilde{w}^T u$$

$f(x)$: 目的関数

$p = (x, l, u, y, z, w, \tilde{z}, \tilde{w})$: 合成ベクトル

$h(x)$: 等式制約

$y, z, w, \tilde{z}, \tilde{w}$: ラグランジュ乗数

$g(x)$: 不等式制約

l, u : 不等式制約のスラック変数

▽ Kuhn-Tucker条件

$$\nabla L = 0$$

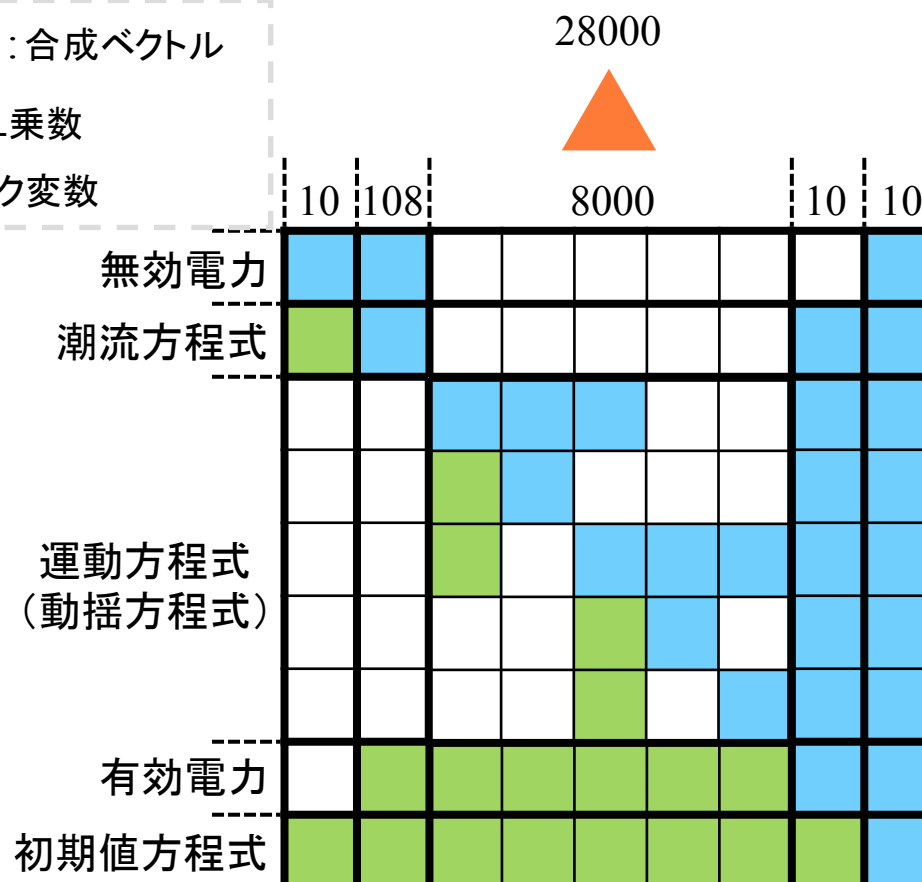
□ 修正方程式

$$\begin{bmatrix} H(*) & J(x)^T \\ J(x) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \psi(*, \mu) \\ h(x) \end{bmatrix}$$

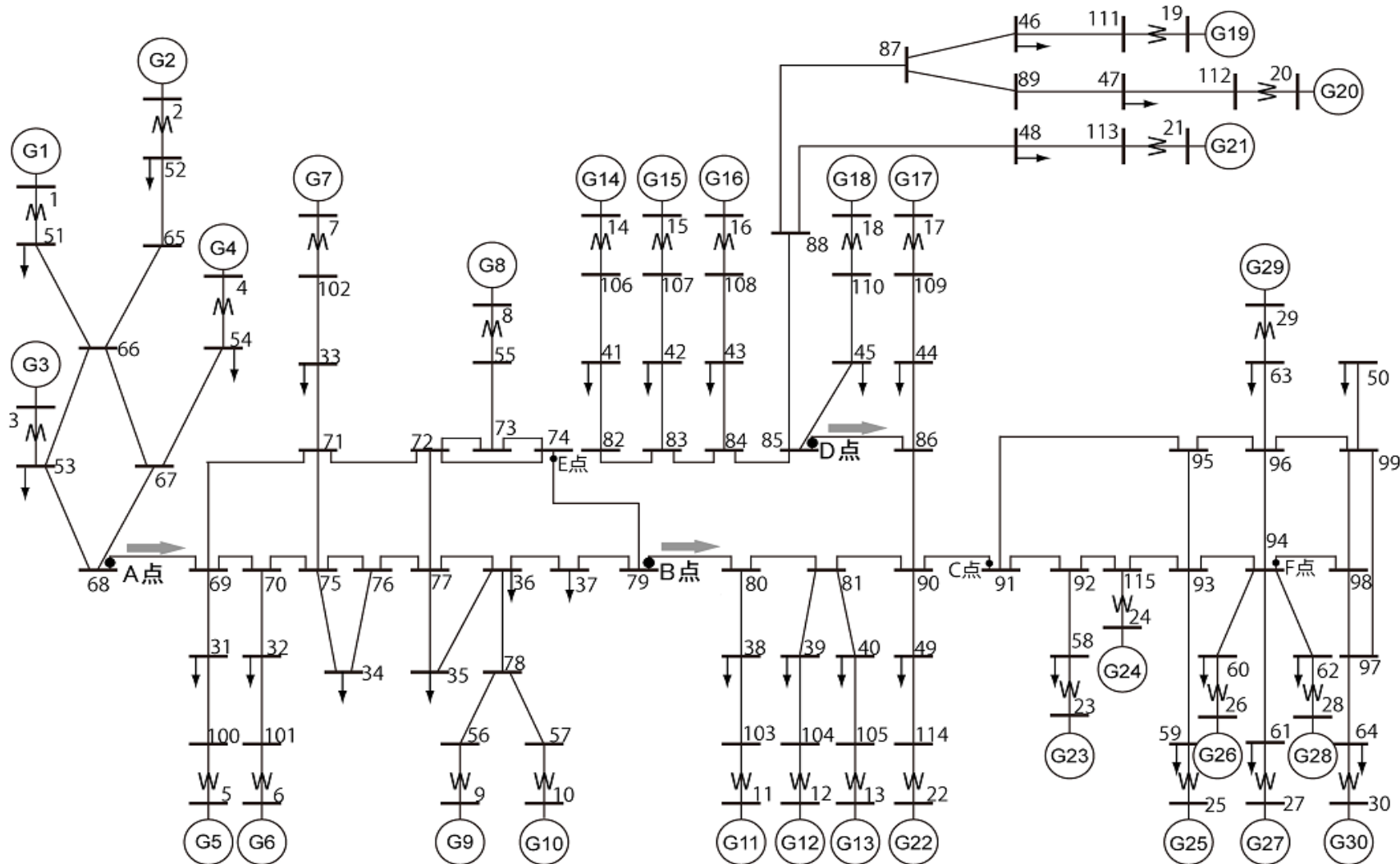
*: 変数 x, l, u, z, w

$H(*)$: ヘシアン行列とバリア行列の和

$J(x)$: ヤコビ行列



シミュレーション(電源制限を考慮したTSCOPF)



電気学会WEST30機系統モデル

シミュレーション条件

シミュレーション時間 2.00秒間(0.01秒刻み)

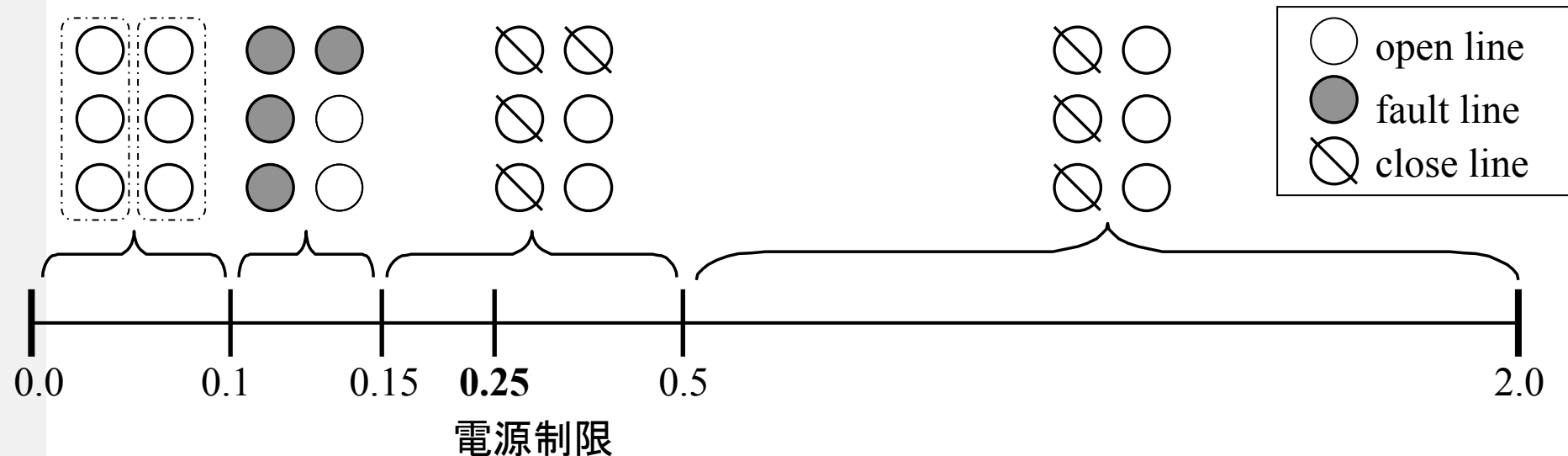
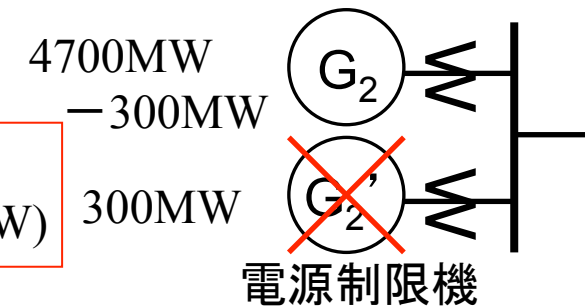
位相安定度制約 $\pm 70\text{deg}$ 以内

想定故障 A, B, D点における3 ϕ 4LG故障

発電機 G_1 を分割し, G_1' を電源制限機とする

G_i (元の発電機出力)

$\Rightarrow G_i(\text{元の発電機出力}-300\text{MW}) + G_i' (300\text{MW})$



シミュレーション(電源制限なし)

表1 各想定故障とラグランジュ乗数

想定故障点	TTC(MW)	ラグランジュ乗数(発電機)
A	2987.5	-1.353 (G2)
B	3400.2	-0.669 (G2)
D	4270.7	-0.92 (G14)

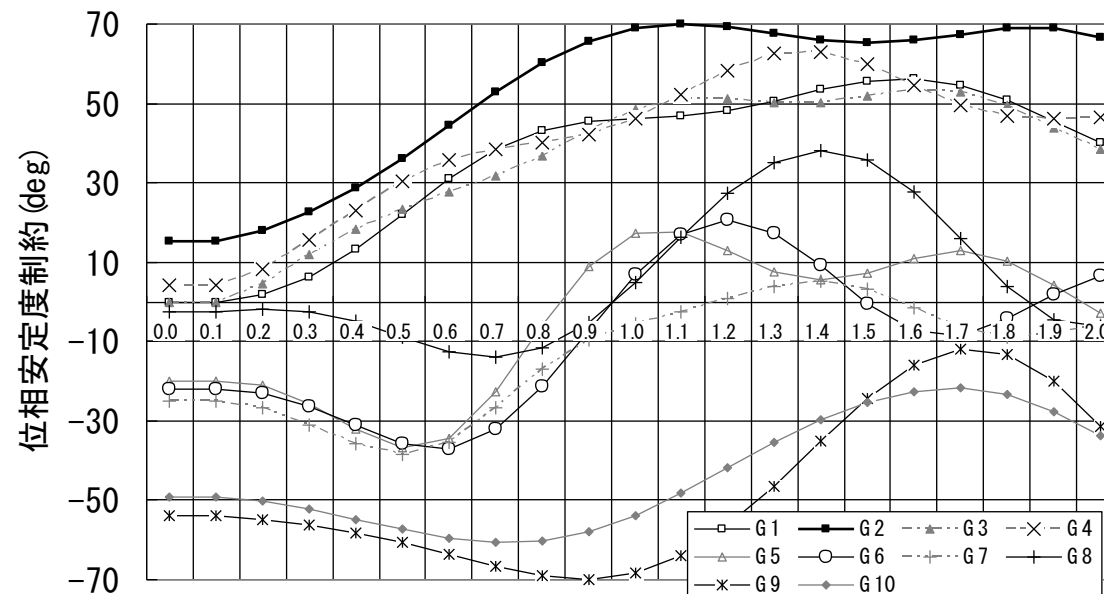


図4: 発電機G1~G10の位相角の変化(想定故障A点)

シミュレーション(電源制限あり)

故障点	電源制限機	無し	G1'	G2'	G3'	G4'	G5'	G6'	G7'	G8'	G9'	G10'
A	ラグランジュ乗数		0.000	-1.353	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.033	0.000
	Iteration	49	47	46	48	47	47	46	46	49	46	48
	TTC (MW)	2987.5	3170.4	3297.1	3140.0	3167.4	2922.9	2916.3	2919.9	2946.0	2936.9	2930.7
	ΔTTC (MW)		182.9	309.7	152.5	180.0	-64.6	-71.2	-67.6	-41.5	-50.6	-56.8
故障点	電源制限機	無し	G1'	G2'	G3'	G4'	G5'	G6'	G7'	G8'	G9'	G10'
B	ラグランジュ乗数		0.000	-0.669	0.000	0.000	-0.017	-0.093	0.000	-0.242	0.000	0.000
	Iteration	34	44	32	194	39	208	29	33	151	50	35
	TTC (MW)	3400.2	3654.9	3731.4	3619.8	3639.0	3699.0	3703.6	3694.5	3591.3	3757.6	3721.7
	ΔTTC (MW)		254.8	331.2	219.6	238.8	298.9	303.5	294.4	191.2	357.5	321.6
故障点	電源制限機	無し	G14'	G15'	G16'	G17'	G18'	G19'	G20'	G21'	G22'	G23'
D	ラグランジュ乗数		-0.920	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Iteration	104	88	90	65	61	108	75	108	192	89	78
	TTC (MW)	4270.7	4665.8	4398.9	4542.8	4203.7	4491.8	4441.7	4400.3	4468.4	4212.2	4224.1
	ΔTTC (MW)		395.1	128.2	272.2	-66.9	221.1	171.0	129.7	197.7	-58.4	-46.5

- ・ラグランジュ乗数が大きな発電機を電源制限することでTTCが増加
- ・TTC増加量は電源制限量(300MW)とほぼ同量

安定度を考慮した最適潮流計算法 まとめ

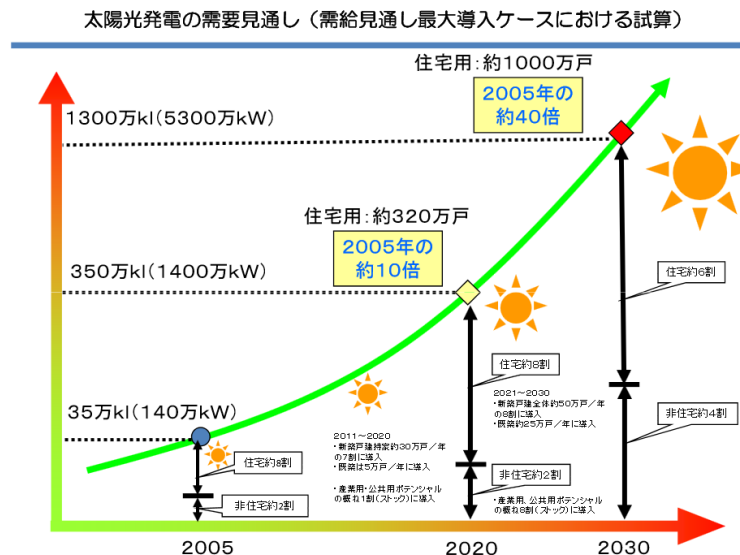
- 発電機の運動方程式を線形差分方程式で近似することにより、静的な最適化問題として最適潮流計算法を拡張した。
- この安定度を考慮した最適潮流計算法において、保護リレーの動作モデルの一つとして、電源制限リレーを模擬し、その有効性を確認した。
- 今後はさらなる精度向上のため、モデルの詳細化を検討する予定。

不確実性を考慮した最適潮流計算法

はじめに

地球温暖化などの各種環境問題へ対応
2030年:政府目標として53GW導入

太阳光发电



＜平成25年12月末時点における再生可能エネルギー発電設備の導入状況＞

設備導入量（運転を開始したもの）			
再生可能 エネルギー 発電設備 の種類	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後	
	平成24年6月末までの の累積導入量	平成24年度の導入量 （7月～3月末）	平成25年度の導入量 （4月～12月末）
太陽光（住宅）	約470万kW	96.9万kW	104.7万kW
太陽光（非住宅）	約90万kW	70.4万kW	412.5万kW
風力	約260万kW	6.3万kW	1.1万kW
中小水力	約960万kW	0.2万kW	0.3万kW
バイオマス	約230万kW	3.0万kW	8.9万kW
地熱	約50万kW	0.1万kW	0万kW
合計	約2,060万kW	176.9万kW	527.5万kW
		704.4万kW（534,377件）	

合計 約12.5GW

4.2倍

目標 53GW

(出典)資源エネルギー庁
「太陽光発電の導入拡大のためのアクションプランについて」
<http://www.chugoku.meti.go.jp/info/densikoho/21fy/h2105/sum2/actionplan.pdf>

今後もPVの急速な設置拡大が見込まれる

はじめに

PVの大量導入が電力系統にもたらす問題

送電線単一故障(N-1)後に太陽光発電の出力変動
が生じた場合の過負荷限度違反



系統によっては

送電線一回線故障(N-1)

と

太陽光発電の出力変動

あらかじめ考慮した系統運用法が求められる

研究の目的

PVの大量導入が電力系統にもたらす問題

送電線単一故障(N-1)後に太陽光発電の出力変動
が生じた場合の過負荷限度違反

上記の問題を防ぐために

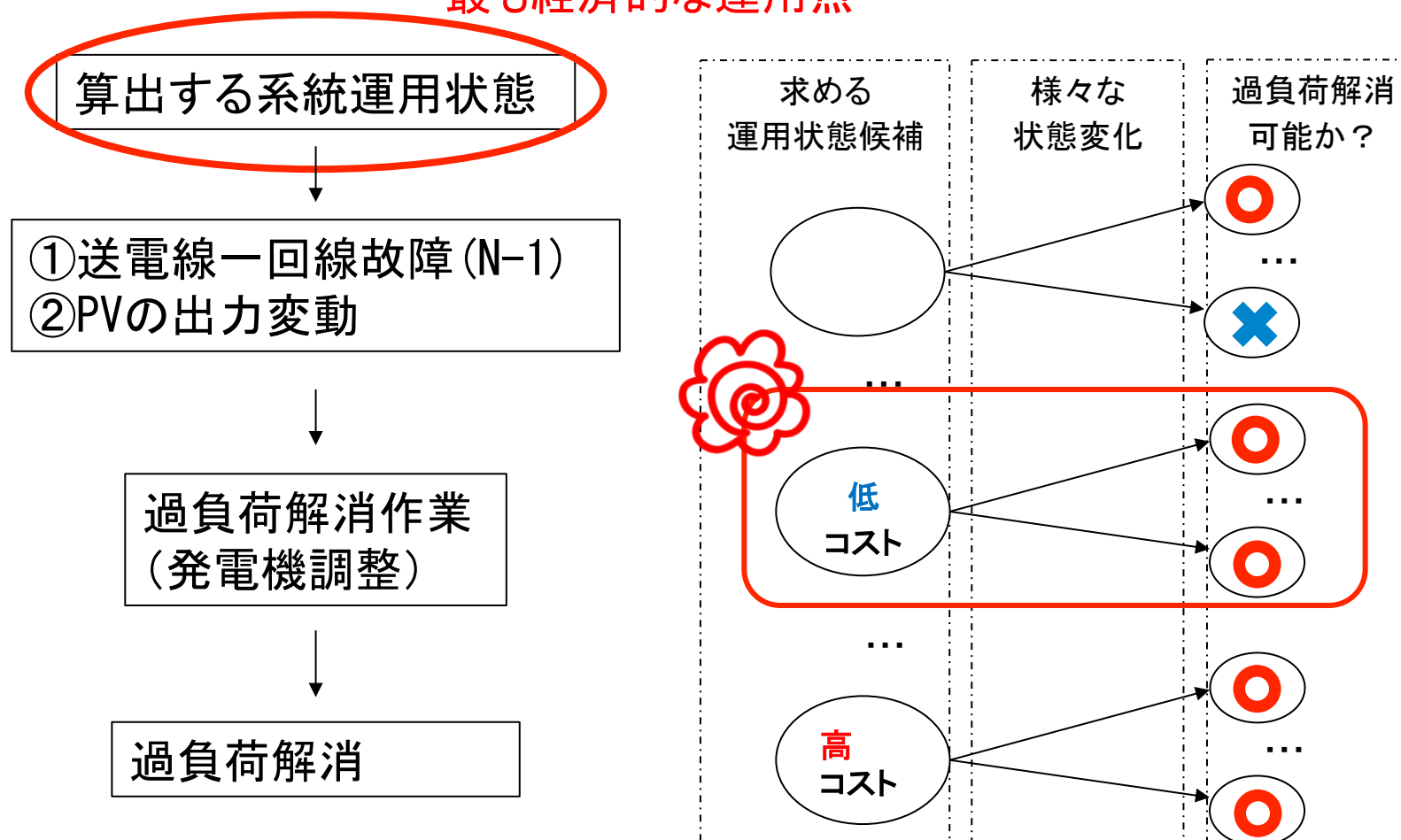
系統不確実性

- ①送電線一回線故障(N-1)
- ②PVの出力変動

系統不確実性を考慮した最適潮流計算法を提案

提案最適潮流計算法(OPF)の目的

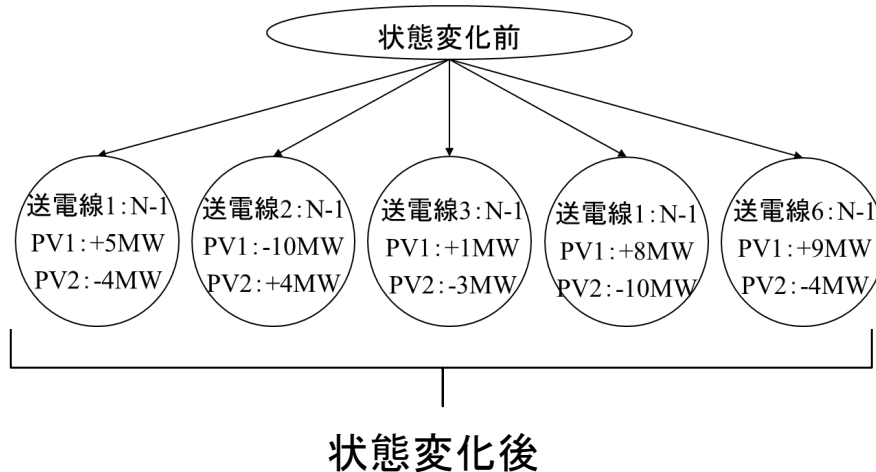
一般的に電力系統の運用では**経済性**に重きを置く
最も経済的な運用点



提案最適潮流計算法(OPF)の定式化

系統不確実性の考慮の仕方

N-1故障とPVの出力変動(状態変化)が生じる前の運用状態と状態変化が生じた運用状態を連立してOPF問題を定式化する



状態変化前の式

+

状態変化後の式1

+

...

+

状態変化後の式k

提案最適潮流計算法(OPF)の定式化

目的関数

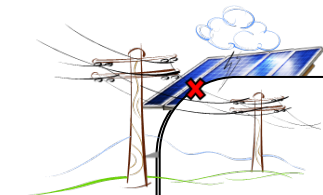
N-1故障とPVの出力変動が生じる前 の
発電機燃料費関数最小化

$$\sum_{i=1}^{npg} (a_i + b_i PG_{0,i} + \frac{1}{2} c_i PG_{0,i}^2)$$

等式制約

N-1故障とPVの出力変動が生じる前と
N-1故障とPVの出力変動が生じた後の

潮流方程式



N-1故障の模擬

潮流方程式のアドミタンス
と線路潮流制約の上限値を変更

$$Y_{k,ij} = \frac{L-1}{L} Y_{0,ij} = \frac{L-1}{L} (G_{0,ij} + jB_{0,ij})$$

$$PLF_{k,ij}^{MAX} = \frac{L-1}{L} (PLF_{0,ij}^{MAX})$$

$$\left. \begin{aligned} & (Y_{0,ij} + B_{0,ij} \sin \theta_{0,ij}) + PL_{0,i} - PG_{0,i} - PV_{0,i} = 0 \\ & (Y_{0,ij} - B_{0,ij} \sin \theta_{0,ij}) + QL_{0,i} - QG_{0,i} = 0 \end{aligned} \right\} 1つ$$

$$\left. \begin{aligned} & (Y_{k,ij} + B_{k,ij} \sin \theta_{k,ij}) + PL_{k,i} - PG_{k,i} - PV_{k,i} = 0 \\ & (Y_{k,ij} - B_{k,ij} \sin \theta_{k,ij}) + QL_{k,i} - QG_{k,i} = 0 \end{aligned} \right\}$$

考慮する状態変化パターン数存在する

提案最適潮流計算法(OPF)の定式化

不等式制約

N-1故障とPVの出力変動が生じる前と
N-1故障とPVの出力変動が生じた後の

母線電圧上下限

$$V_i^{MIN} \leq V_{0,i} \leq V_i^{MAX}$$

$$V_i^{MIN} \leq V_{k,i} \leq V_i^{MAX}$$

$$k = 1, \dots, ns$$

発電機出力上下限

$$PG_i^{MIN} \leq PG_{0,i} \leq PG_i^{MAX}$$

$$QG_i^{MIN} \leq QG_{0,i} \leq QG_i^{MAX}$$

$$PG_i^{MIN} \leq PG_{k,i} \leq PG_i^{MAX}$$

$$QG_i^{MIN} \leq QG_{k,i} \leq QG_i^{MAX}$$

$$k = 1, \dots, ns$$

線路潮流上下限

$$|PLF_{0,ij}| \leq PLF_{0,ij}^{MAX}$$

$$|PLF_{k,ij}| \leq PLF_{k,ij}^{MAX}$$

ただし,

$$PLF_{0,ij} = V_{0,i} V_{0,j} (G_{0,ij} \cos \theta_{0,ij} + B_{0,ij} \sin \theta_{0,ij}) - G_{0,ij} V_{0,i}^2$$

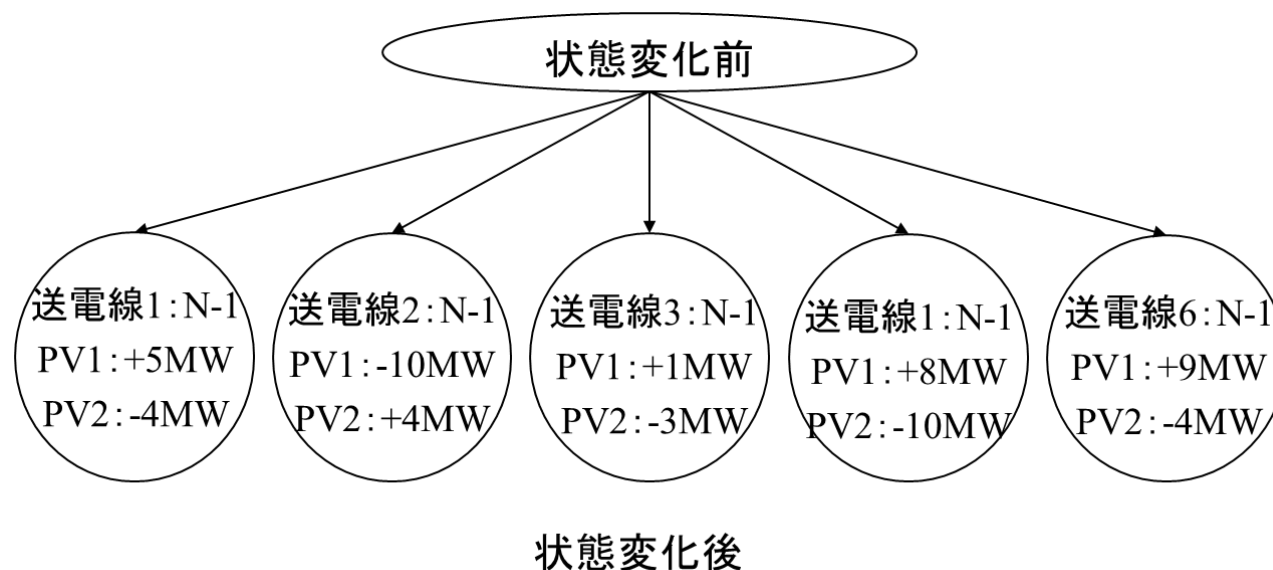
$$PLF_{k,ij} = V_{k,i} V_{k,j} (G_{k,ij} \cos \theta_{k,ij} + B_{k,ij} \sin \theta_{k,ij}) - G_{k,ij} V_{k,i}^2$$

$$k = 1, \dots, ns$$

提案最適潮流計算法(OPF)の定式化

不等式制約 N-1故障とPVの出力変動が生じる前と
N-1故障とPVの出力変動が生じた後を
結びつけるカップリング制約
(発電機調整可能量上下限制約)

$$|PG_{k,i} - PG_{0,i}| \leq \Delta PG_i$$



ベンダーズ分解法の適用

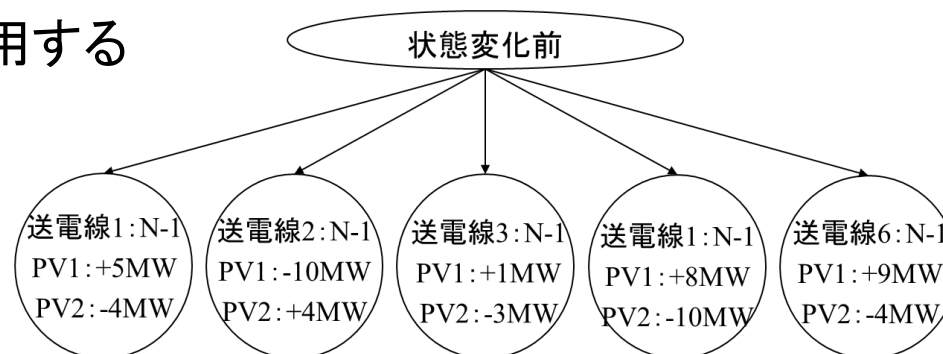
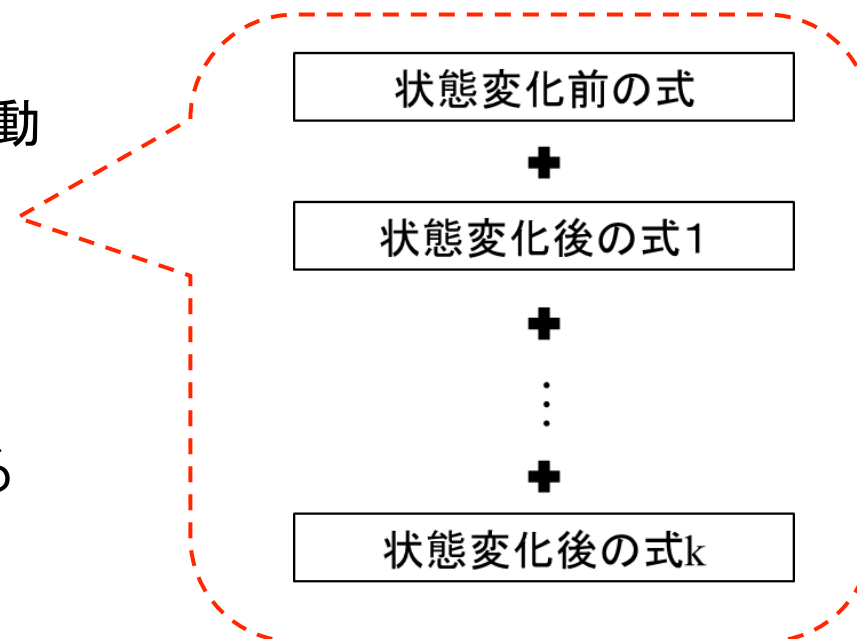
系統不確実性を考慮するために
送電線1回線故障 + PVの出力変動
多くの状態変化を連立する



最適化問題の規模が大きくなる



ベンダーズ分解法を適用する



ベンダーズ分解法

最適化問題を主問題と副問題に分解し、交互に計算し、最適値・最適解を伝達し合いながら最適値を算出する

主問題

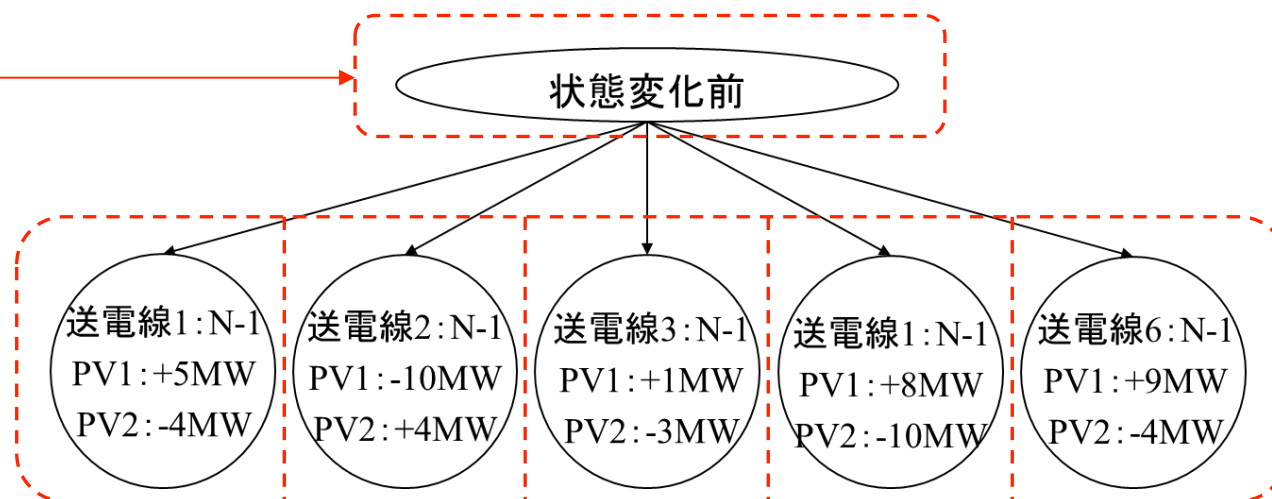
状態変化前の
系統運用状態を算出する問題

1つの最適化問題

副問題

主問題で得られた運用状態に
対して、状態変化後の系統で
運用状態を得るための緩和問題

考慮する状態変化数定式化される



ベンダーズ分解法・副問題の定式化

副問題

主問題で得られた運用状態に対して、**各状態変化後**の系統で運用状態を得るための緩和問題

目的関数

カップリング制約を緩和するために導入される
緩和変数 $z_{k,i}$ の総和の最小化

$$y_k^* = \sum_{i=1}^{npg} z_{k,i}$$

等式制約

状態変化後の 潮流方程式

不等式制約

状態変化後の 母線電圧上下限
発電機出力上下限
線路潮流上下限

緩和カップリング制約
(発電機調整可能量)

$$\begin{aligned} |PG_{k,i} - PG_{0,i}^*| &\leq \Delta PG_i + z_{k,i} \\ z_{k,i} &\geq 0 \end{aligned}$$

ベンダーズ分解法・主問題の定式化

主問題

状態変化前の系統状態を算出する問題

目的関数

状態変化前 の
発電機燃料費関数最小化

等式制約

状態変化前の 潮流方程式

不等式関数

状態変化前の 母線電圧上下限
発電機出力上下限
線路潮流上下限

ベンダーズカット

$$b_n(P_{0,i}) \leq 0$$

$$\text{ただし, } b_n(P_{0,i}) = y_n^* + \sum_{i=1}^{npg} \pi_{n,i}^* (P_{0,i} - P_{0,i}^*)$$

$$n = 1, \dots, nv$$

緩和変数に値を持たせなくても運用状態を求められる副問題を増やすために
主問題の実行可能領域を切除する制約

シミュレーション

シミュレーション系統

母線数	53	PV群数	3
線路数	54	総需要	4403MW
発電機数	6	PV容量合計	600MW 各200MW

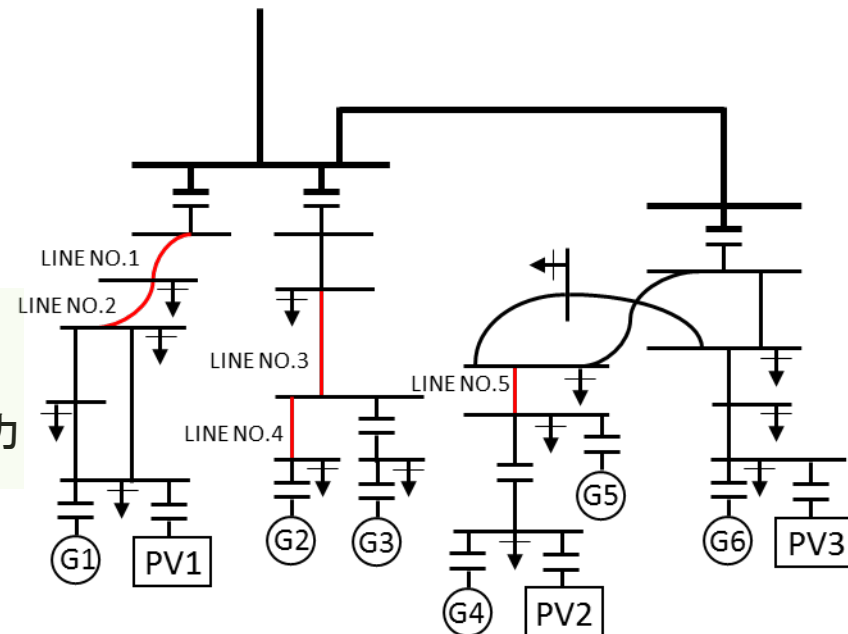
シミュレーション条件

- ・系統不確実性: 赤線で示される
5本の送電線のN-1故障
+ 3つのPV群の出力

変動

- ・PVの出力変動の考慮法について
3つすべてのPVとも出力変動前は100MW
出力しているとし, 100MWから0MWに減少
する場合と100MWから200MWへ増加する
場合を状態変化パターンとして定式化する

- ・状態変化後は発電機の定格の5%調整可能とする



シミュレーション

シミュレーション条件

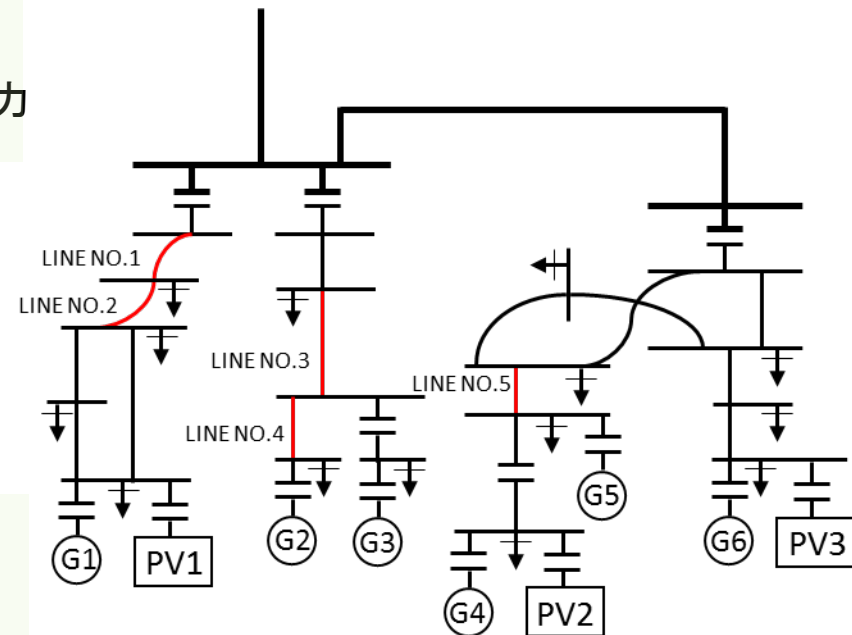
- ・系統不確実性: 赤線で示される
5本の送電線のN-1故障
+ 3つのPV群の出力

変動

- ・すべての状態変化のパターン総数は
5 (N-1考慮線路数)
× (PV導入数3, 変動パターン数2)
= 40パターン

- ・直接法で連立して解いた場合
およそ母線数2120 (53×40) , 線路数2460
(54×40) のOPF問題規模となる

- ・ベンダーズ分解法計算のための初期解として
同じ系統条件で不確実性を考えてないOPFの
最適解を用いる

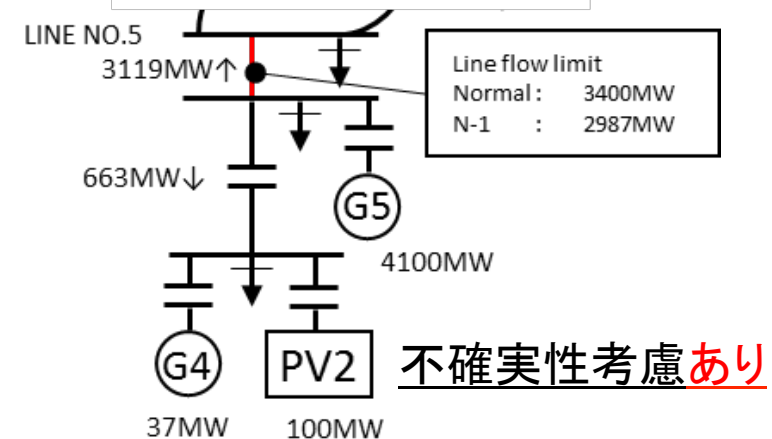
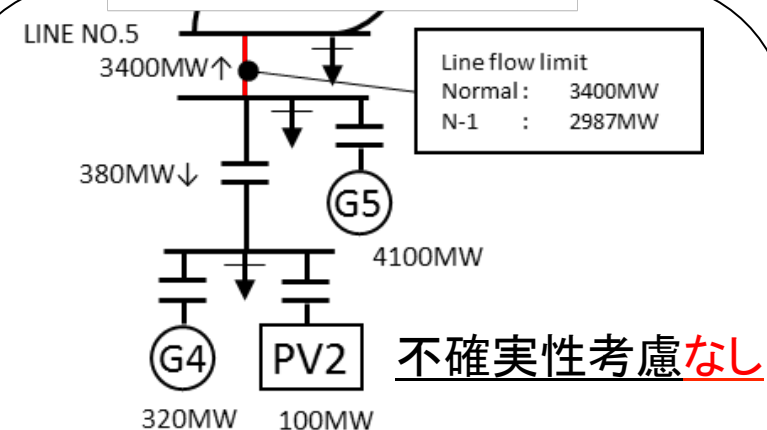
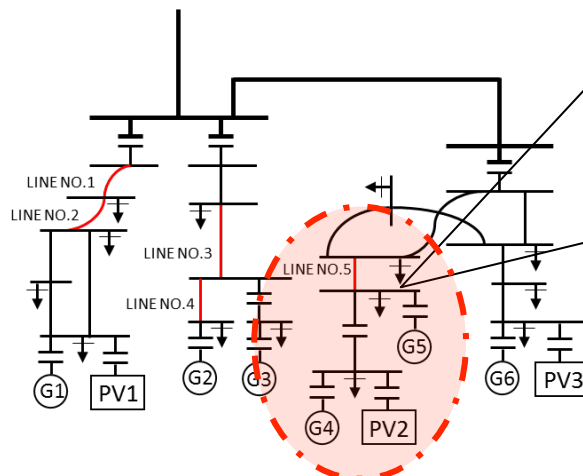


シミュレーション結果

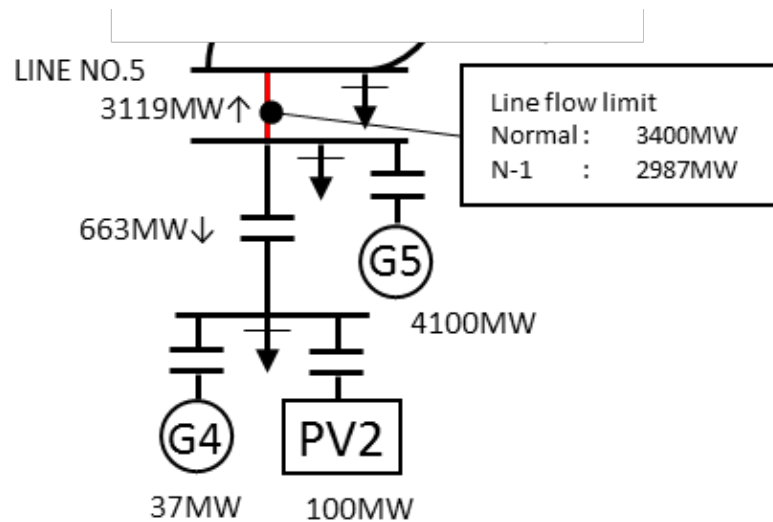
シミュレーション結果

反復回数	違反副問題数	発電コスト(/h)
初期解	23	6306.5
1	13	6456.1
2	6	6506.3
3	0	6572.9

シミュレーション時間: 10回平均 32.25(s)
Intel Core i7-3770 3.40GHz RAM16GM
プログラム matlab7.5.0 自作ソルバー

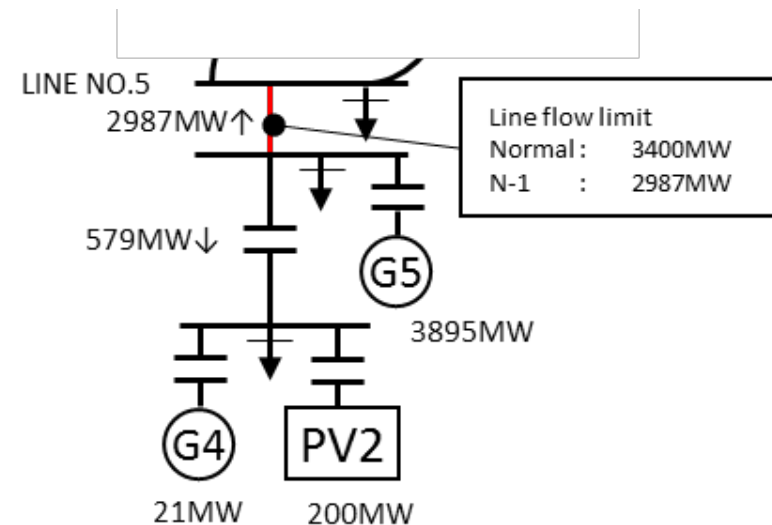


シミュレーション結果



状態変化前

系統不確実性を考慮した
運用状態



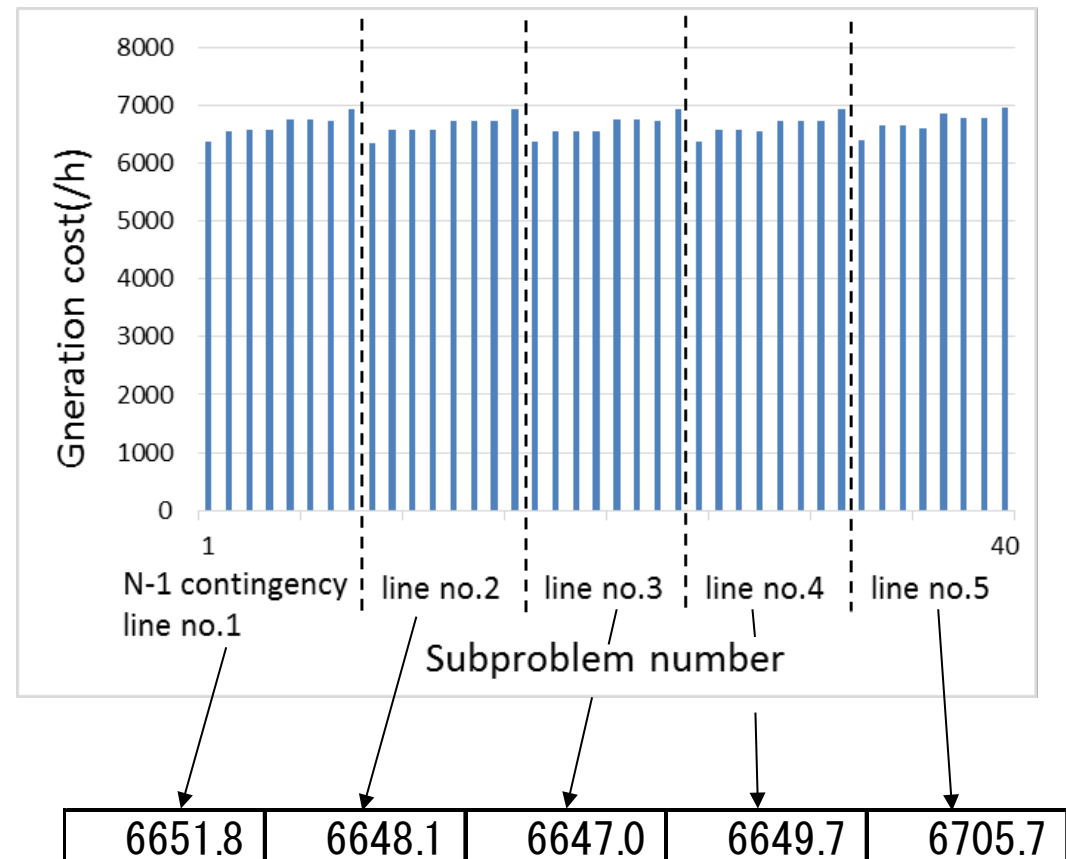
状態変化後

送電線5がN-1故障
+
PV2が100MW増加

シミュレーション結果

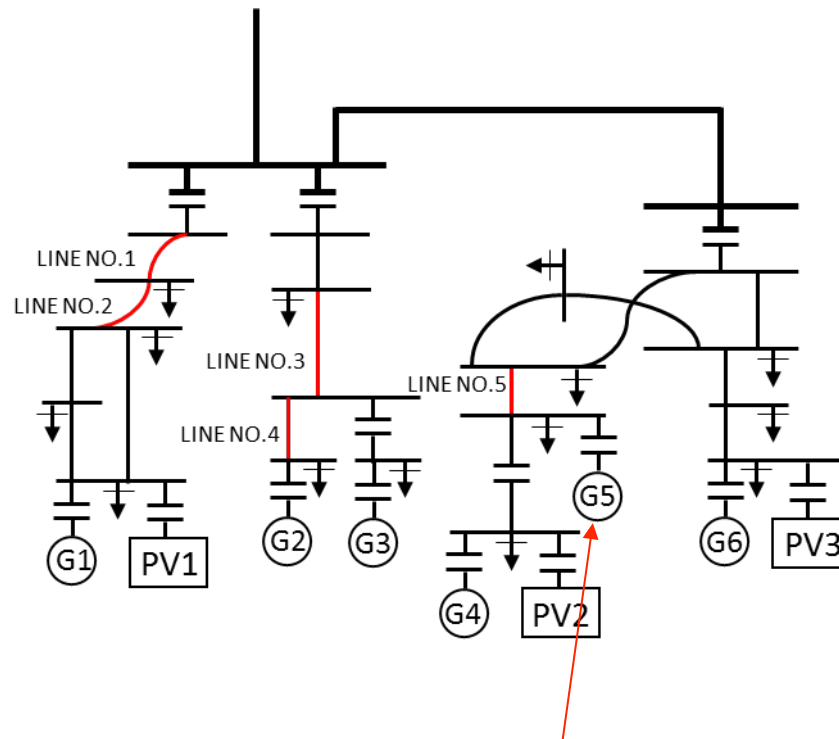
系統不確実性を考慮した
運用状態から
↓
各状態変化が生じた後の
運用コスト

発電コストはPVの出力に
大きく依存

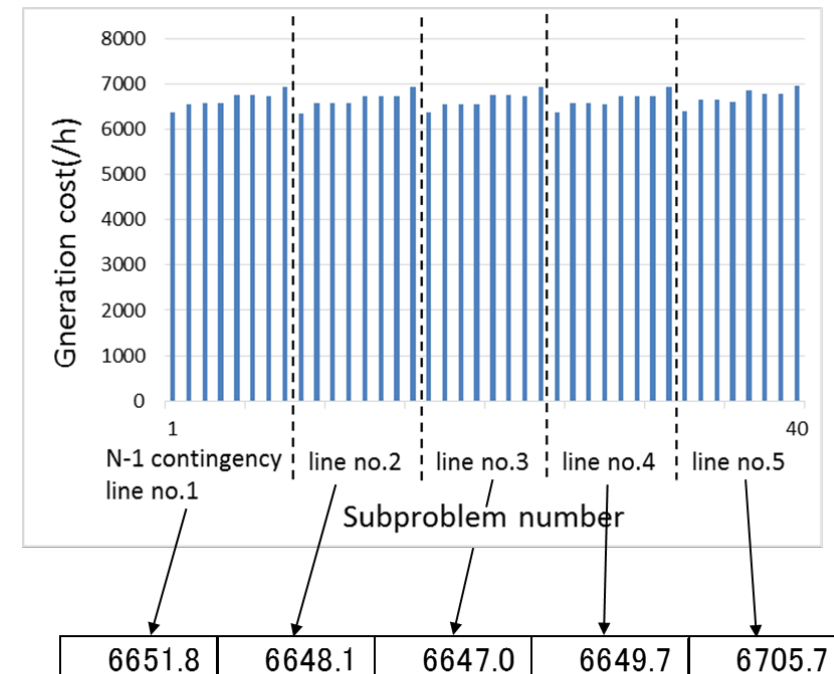


N-1故障ごとの平均コスト

シミュレーション結果



発電機5の発電コストが他の
発電機と比較して低いため



N-1故障ごとの平均コスト

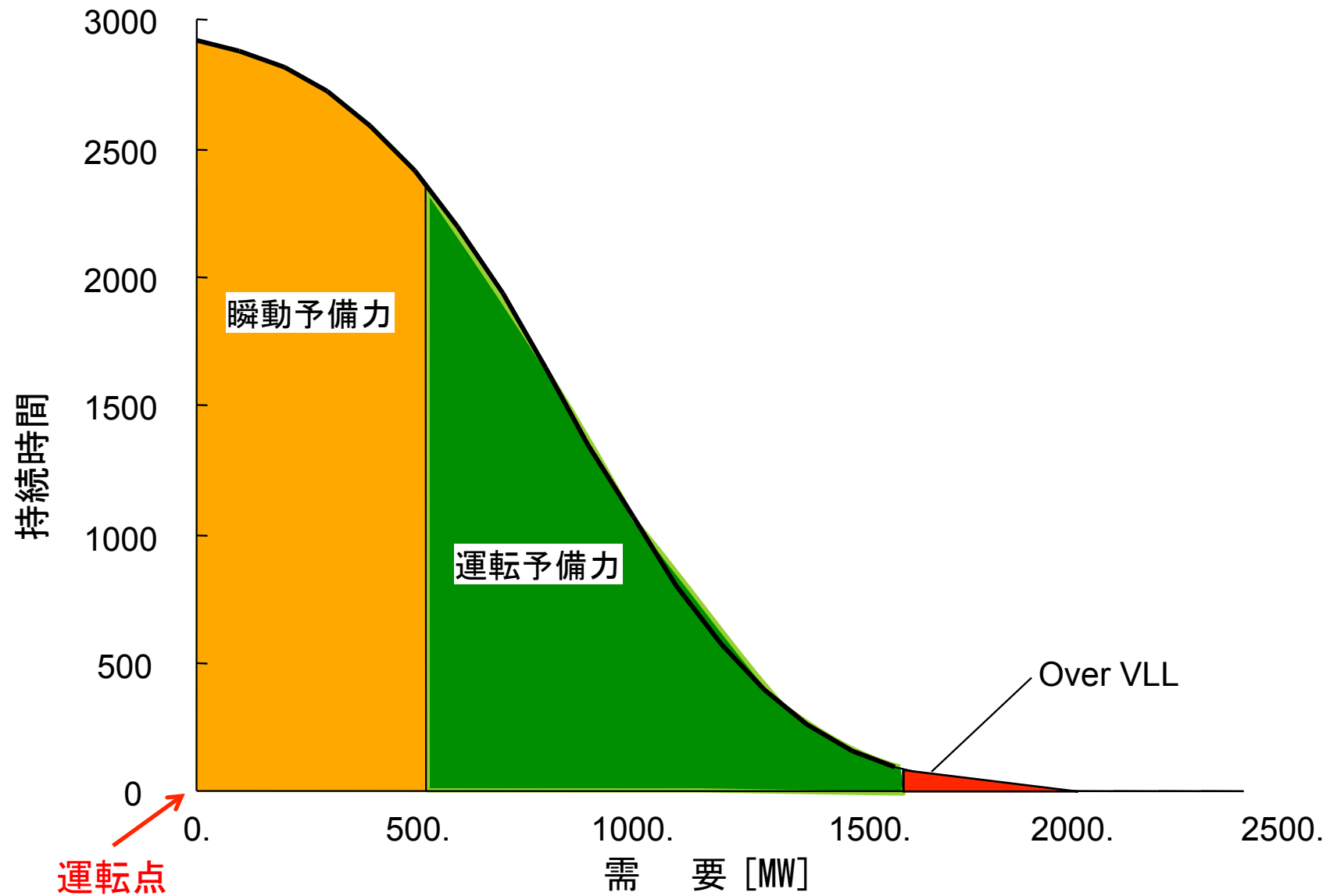
まとめ

- N-1故障とPVの出力変動を系統不確実性と捉え、系統不確実性を考慮した最適潮流計算法を提案した。
- その際最適化問題が大規模になるためベンダーズ分解法を適用した。
- 系統不確実性を考慮した運用点を算出することができたが、それにより発電コストは増加するという結果が得られた。
- 今後は、負荷持替などを考慮し、現実に対応した最適化ツールとしたい。

予備力確保問題

予備力確保問題

- 運転予備力を入札により、事前に(半年間契約)確保する問題を考える。
- 運転予備力は待機のための固定費が必要となり、瞬動予備力を組み合わせて、安価な予備力を調達したい。
- **瞬動予備力(Synchronized Reserve)**
 - 系統に予め接続されている発電機のうち、最高出力よりも低い出力で運転されている火力発電機から供給される予備力
- **運転予備力(Standing Reserve)**
 - 必要に応じて発電機を起動し、系統に接続することにより供給される予備力



$$\text{運用単価} = (\text{エネルギーコスト} + \text{待機コスト}) / \text{発電機出力} \leq \text{VLL}$$

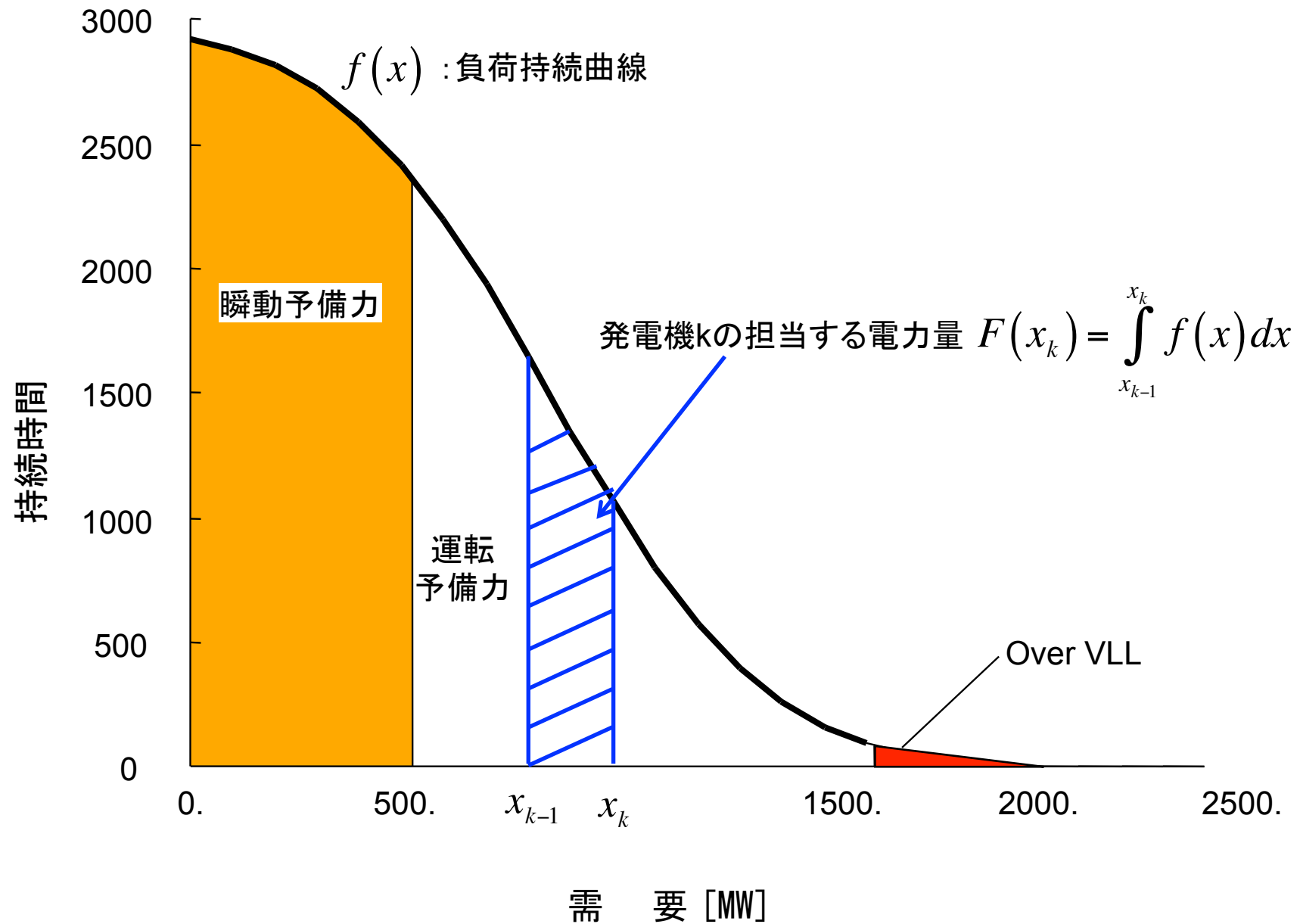
Minimise

$$\begin{aligned}
 & P_{sync} \cdot O_{sync} + E_{sync} \cdot \int_0^{x_1} f(x) dx && \text{瞬動予備力分のコスト} \\
 & + \sum_{k=1, \dots, n} \left\{ O_k \cdot P_{capk} \cdot \alpha_k + E_k \cdot \int_{x_{k-1}}^{x_k} f(x) dx \right\} && \text{運転予備力分のコスト} \\
 & + VLL \cdot \int_{xn}^{\infty} f(x) dx && \text{負荷遮断のコスト}
 \end{aligned} \tag{1}$$

Subject to

$$\begin{aligned}
 0 &\leq (x_k - x_{k-1}) \leq P_{capk} \alpha_k \\
 0 &\leq P_{sync} \leq \infty
 \end{aligned}$$

- α_k : $\alpha_k=1$: 契約、 $\alpha_k=0$: 契約しない
- O_k : 運転予備力の固定費 [¥/MWh]
- O_{sync} : 瞬動予備力の固定費 [¥/MWh]
- E_k : 運転予備力の変動費 [¥/MWh]
- E_{sync} : 瞬動予備力の変動費 [¥/MWh]
- P_{cap} : 運転予備力用発電機の容量 [MW]
- P_{sync} : 瞬動予備力の出力 [MW]
- $f(x)$: 負荷持続曲線
- VLL : Value of Loss of Load [¥/MWh]



予備力確保問題の解法

- 混合整数計画問題として定式化
 - 契約のための変数 α_k を0-1整数変数
 - 発電機kの担当する負荷持続曲線上の出力を $x_k - x_{k-1}$ で表し、その発電機が負担する電力量を線形化して計算する。

$$Y_i = \int_{x_{i-1}}^{x_i} f(x)dx = (F(x_i) - F(x_{i-1}))$$

x_i について線形化すると,

$$Y_i(\Delta x_i) \approx \{F(x_i) + f(x_i)\Delta x_i\} - \{F(x_{i-1}) + f(x_{i-1})\Delta x_{i-1}\}$$

- CPLEX混合整数計画問題SOLVERを使って解く。

システムデータ

表 1 発電機容量・コスト係数

発電機	容量 [MW]	変動費 [¥/MWh]	固定費 [¥/MWh]	発電機	容量 [MW]	変動費 [¥/MWh]	固定費 [¥/MWh]	発電機	容量 [MW]	変動費 [¥/MWh]	固定費 [¥/MWh]
sync	8000	0	15.0	gen14	40	60	3.2	gen28	5	80	2.5
gen1	100	12	3.5	gen15	40	62	6.0	gen29	20	82	3.9
gen2	100	12	3.5	gen16	40	62	6.0	gen30	20	85	3.9
gen3	150	14	3.0	gen17	20	65	7.8	gen31	20	85	3.9
gen4	150	14	3.0	gen18	20	65	7.8	gen32	20	86	3.9
gen5	40	20	3.5	gen19	5	68	3.4	gen33	20	90	5.5
gen6	20	25	3.0	gen20	5	68	3.4	gen34	20	90	5.5
gen7	5	30	1.5	gen21	15	70	2.3	gen35	5	100	2.8
gen8	5	45	1.8	gen22	15	70	2.3	gen36	10	120	8.0
gen9	10	45	5.0	gen23	15	72	3.5	gen37	20	250	2.0
gen10	10	45	5.0	gen24	15	72	3.5	gen38	10	300	3.0
gen11	25	50	2.0	gen25	100	78	3.8	gen39	10	310	3.1
gen12	25	50	2.0	gen26	100	78	3.8	gen40	10	320	2.8
gen13	40	60	3.2	gen27	5	80	2.5				

VLL=2,345 [¥/MWh]

シミュレーション結果

発電機	待機コスト [&]	エネルギー コスト [&]	予備力 総和 [MW]	発電機	待機コスト [&]	エネルギー コスト [&]	予備力 総和 [MW]
sync	36608081.	0.	814.	gen21	103500.	77198.	1639.
gen1	1050000.	1715426.	914.	gen22	103500.	70390.	1654.
gen2	1050000.	1367134.	1014.	gen23	157500.	66452.	1669.
gen3	1350000.	1698814.	1164.	gen24	157500.	60435.	1684.
gen4	1350000.	1022583.	1314.	gen25	1140000.	309541.	1784.
gen5	420000.	263844.	1354.	gen26	1140000.	158770.	1884.
gen6	180000.	144682.	1374.	gen27	37500.	5536.	1889.
gen7	22500.	42328.	1379.	gen28	37500.	5262.	1894.
gen8	27000.	59930.	1384.	gen29	234000.	19839.	1914.
gen9	150000.	116389.	1394.	gen30	234000.	17720.	1934.
gen10	150000.	111186.	1404.	gen31	234000.	15233.	1954.
gen11	150000.	285089.	1429.	gen32	234000.	13219.	1974.
gen12	150000.	252643.	1454.	gen33	330000.	11838.	1994.
gen13	384000.	414275.	1494.	gen34	330000.	10107.	2014.
gen14	384000.	337803.	1534.	gen35	42000.	2557.	2019.
gen15	720000.	282182.	1574.	gen36	0.	0.	2019.
gen16	720000.	226140.	1614.	gen37	120000.	22957.	2039.
gen17	0.	0.	1614.	gen38	90000.	12179.	2049.
gen18	0.	0.	1614.	gen39	93000.	11593.	2059.
gen19	51000.	27371.	1619.	gen40	84000.	11015.	2069.
gen20	51000.	26289.	1624.	VLL	0.	863872.	3000.
				Total	49,869,581.	10,159,823.	

予備力調達問題のまとめ

- 予備力調達問題を混合整数計画問題として定式化し、解を得る手法について提案した。
- 予備力調達問題では、半年間の調達量を決定する問題であるため、予備力の必要量をMWではなく、負荷持続曲線を用いたMWhで表した。
- この定式化は、計画段階で用いるもので、運用段階では別の手法が必要になる。

周波数維持能力調達問題

周波数維持能力調達問題

- 1つの送電会社が周波数に関する責任を持ち、AGCによる応答で周波数を維持する。
 - 突然の大規模電源脱落 → 周波数の低下
 - 負荷の脱落 → 周波数上昇
- 送電会社は発電能力を持たないので、市場から調達する必要がある。

発電機の応答の種類

➤ 1次応答(Primary Response)

- 周波数低下後、0秒から10秒後の間に応答できる出力でその後30秒までその出力を維持しなければならない。
- ガバナ出力応答など

➤ 2次応答(Secondary Response)

- 周波数低下後30秒で応答して、その後30分間その出力を維持しなければならない
- ボイラー／燃料系を含めた応答

➤ 周波数上昇応答(High Frequency Response)

- 周波数が増加した場合に応答可能な出力。

周波数維持

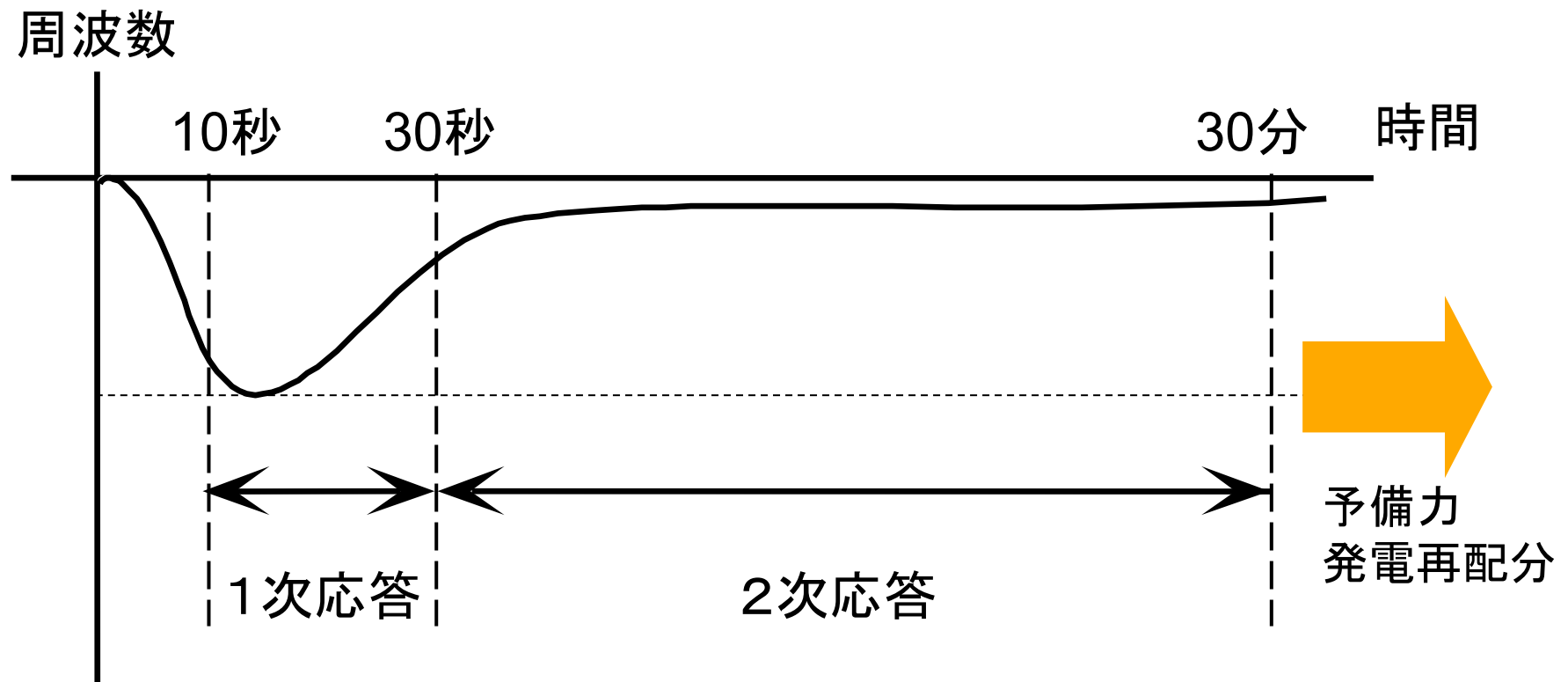
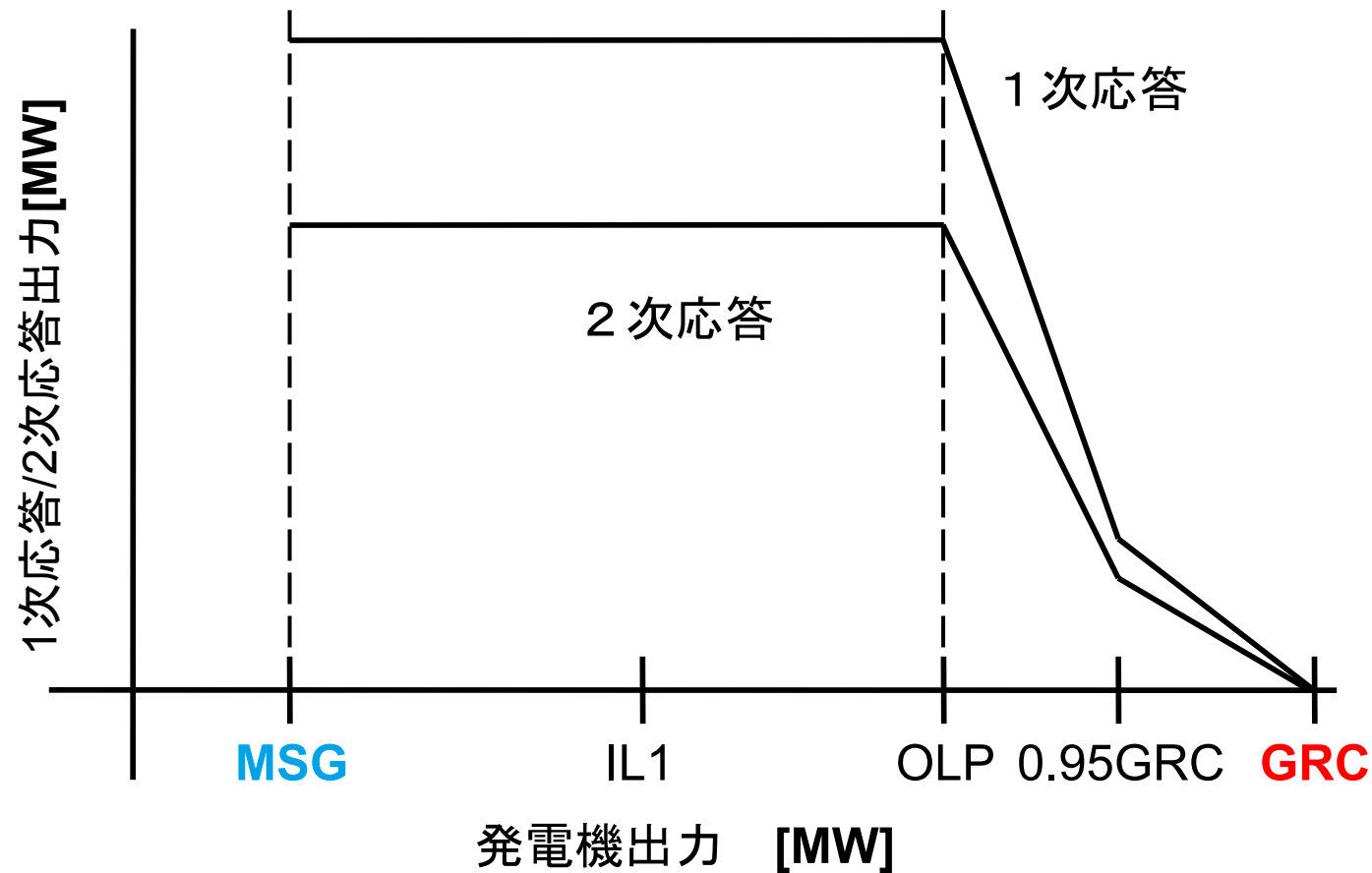


図1 1次応答と2次応答の概念



MSG : 最小出力

GRC : 最大出力

OLP : 最適負荷出力

0.95GRC : 最大出力の95%出力

図2 発電機の1次/2次応答出力特性例

周波数応答能力調達問題の定式化

➤ 目的関数

応答のために出力を
下げたことに対する補償

$$\sum_i \left\{ G_i(\lambda_{ij}) \cdot \max(SMP, P_i) + (U_i - G_i)(SMP - P_i) \right\} \quad P_i : \text{入札単価}$$

$$+ \sum_i \left\{ Prim_i \cdot Ppay_i \cdot \alpha_{pi} + Sec_i \cdot Spay_i \cdot \alpha_{si} + HF_i \cdot HFpay_i \cdot \alpha_{hi} \right\}$$

$$+ \sum_{i \in \text{Steam Generator}} R_i^d \cdot (P_i - SMP) \cdot F(x_i)$$

Response コスト

$$+ \sum_{i \in \text{Committed Reserve Unit}} R_i^c \cdot P_i \cdot F(x_i)$$

予備力 コスト

$$+ \sum_{i \in \text{Flexible Reserve}} \left\{ R_i^f \cdot P_i \cdot F(x_i) + O_i \cdot \alpha_{fi} \right\}$$

周波数応答能力調達問題の定式化

➤ 制約条件

➤ 需給バランス制約

$$\sum_i G_i(\lambda_{ij}, R_i^d) - D = 0$$

➤ 1次応答制約

$$\sum_{i,j} Prim_i(\lambda_{ij}) \cdot \alpha_{pi} \geq Prim_{tot}$$

➤ 2次応答制約

$$\sum_{i,j} Sec_i(\lambda_{ij}) \cdot \alpha_{si} \geq Sec_{tot}$$

➤ 媒介変数制約

$$\sum_{j=0 \text{ to } 4} \lambda_{ij} = 1, \quad \lambda_{ij} \geq 0$$

周波数応答調達問題の解法

- 混合整数計画問題として定式化

- 発電機出力 G_i を媒介変数 λ_{ij} を使って表現

$$G_i(\lambda_{ij}) = \lambda_{i0}(MSG) + \lambda_{i1}(IL1) + \lambda_{i2}(OLP) + \lambda_{i3}(0.95GRC) + \lambda_{i4}(GRC)$$

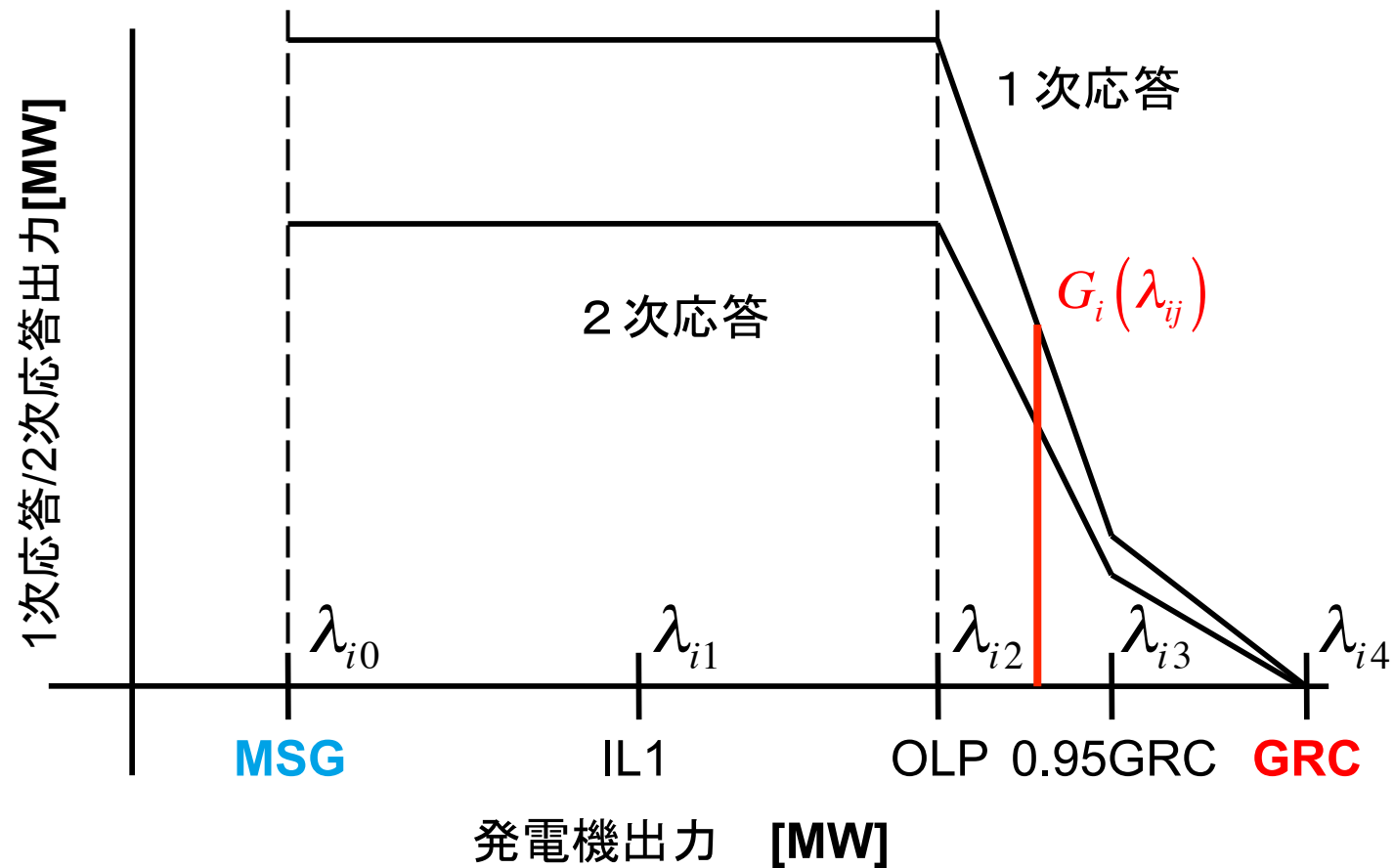
- 負荷持続曲線 $f(x_i)$ の積分値 $F(x_i)$ を線形化

$$F(x_i) = \int_0^{x_i} f(x_i)$$

- 一次応答, 二次応答, HF応答, 予備力の購入のための意思決定変数を整数変数として定式化

$$\alpha_{pi}, \alpha_{si}, \alpha_{hi}, \alpha_{fi} \quad : \quad \text{意思決定変数}$$

- 混合整数計画問題をCPLEXライブラリを用いて解く



MSG : 最小出力

GRC : 最大出力

OLP : 最適負荷出力

0.95GRC : 最大出力の95%出力

図2 発電機の1次/2次応答出力特性例

シミュレーション条件

表 1 テストデータの概要

需要 [MW]	3980
1 次応答必要量[MW]	248.8
2 次応答必要量[MW]	261.3
周波数上昇応答必要量 [MW]	600
供給予備力必要量 [MW]	700
火力発電機数	19
運転予備力供給発電機数	37

表 2 火力発電機のコスト／応答特性の例

発電機名 GEN_06	MSG	IL1	OLP	0.95GRC	GRC
発電量 [MW]	50	55	120	135	150
1 次応答出力 [MW]	30	30	25	5	0
2 次応答出力 [MW]	15	15	15	1	0
周波数上昇応答出力[MW]	0	55	40	30	15
発電増分燃料費 [£/MW]	10.5				
1 次応答コスト [£/MW]	1.8				
2 次応答コスト [£/MW]	2.3				
周波数上昇応答 [£/MW]	0.3				

表 3 運転予備力を供給する発電機の例

発電機名	発電容量 [MW]	増分燃料費 [£/MW]
Com01	290	35
Com02	90	36

表 4 発電機の周波数応答と予備力を考慮した経済配分の結果

発電機名	発電機出力 [MW]	1 次応答出力 [MW]	2 次応答出力 [MW]	周波数上昇 応答出力[MW]	供給予備力 [MW]	予備力の総和 [MW]
GEN_06	135.00	5.00	0.00	30.00	0.00	0.00
GEN_01	419.82	0.00	0.00	95.68	185.97	185.97
GEN_12	249.18	45.96	0.00	11.32	43.57	229.54
GEN_14	425.00	39.00	25.00	88.00	0.00	229.54
GEN_02	345.00	60.00	40.00	70.00	0.00	229.54
GEN_03	355.00	48.00	30.00	100.00	0.00	229.54
GEN_13	280.00	0.00	30.00	50.00	25.89	255.43
GEN_05	90.00	5.00	2.00	20.00	0.00	255.43
GEN_07	235.00	30.00	10.00	0.00	0.00	255.43
GEN_10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	255.43
GEN_18	455.00	15.00	15.00	40.00	0.00	255.43
GEN_11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	255.43
GEN_19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	255.43
GEN_09	650.00	0.00	0.00	60.00	0.00	255.43
GEN_16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	255.43
GEN_17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	255.43
GEN_08	176.00	5.00	2.00	35.00	0.00	255.43
GEN_04	165.00	0.00	110.00	0.00	0.00	255.43
GEN_15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	255.43
Com01					290.00	545.43
Com02					90.00	635.43
Com03					64.57	700.00
.....						
総和[MW]	3980.00	252.96	264.00	600.00	700.00	

周波数応答能力調達問題のまとめ

- 発電機脱落などの大規模擾乱にともなう周波数変動を抑制するため、周波数応答能力調達問題の定式化を示した。
- 発電機出力を媒介変数を用いて表現することにより、応答能力を線形関数として表すことができた。
- 調達の意思決定を0-1変数として扱い、混合整数計画問題として定式化することができた。

本発表のまとめ

- 電力システム最適化問題のモデリング手法について述べた。
- 安定度を考慮した最適潮流計算法では、発電機の動的特性を表す微分方程式に対して、線形差分方程式としてモデル化する手法とその解法について述べた。
- 不確実性を考慮した最適潮流計算法では、N-1故障や太陽光発電の不確実性を考慮した、多断面の最適潮流計算法のモデル化とその解法について述べた。
- 予備力調達問題と周波数応答能力調達問題では、今後自由化が進む電力システム運用で、コスト最小化問題としてモデル化する手法について述べた。