

# 多地域電源モデル 2023 について

## — 使い方マニュアルと内容概説 —

2023 年 03 月

科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター

## 多地域電源モデル 2023 について

1. モデルの概要と狙い .....	3
2. 本マニュアルの構成と内容 .....	4
3. モデルの標準操作 .....	5
4. モデルの構成 .....	16
5. データの構成 .....	23
6. シナリオの設定 .....	25
7. モデル計算結果の利用 .....	27
8. 関連ファイル .....	28
9. GUSS モデルの変更点 .....	29

## 1. モデルの概要と狙い

「多地域電源構成モデル 2023」は、LCS にて活用されてきた「多地域電源構成モデル」<sup>1)</sup>の更新版である。2030 年の低炭素、2050 年のゼロエミッション電源構成をケーススタディするために、LCS 内の定量的技術評価に基づく各電源のコストやポテンシャルの情報を取り込み、産業連関分析や情報産業・地域活性化などの社会動向分析から予想される電源需要予測を反映させている。狙いとする年間電力を供給する電源構成を、指定した CO<sub>2</sub> 排出量削減率を満たしたうえでコスト最小化の目的関数で計算し、電力コストがいくらになるだけでなく、それぞれの性能・仕様や導入規模さらに稼働状況を評価し、将来の電源供給に向けた課題と選択すべき開発の方向性を検討するものである。

最小化計算には数理最適化のためのモデリングシステム GAMS<sup>2)</sup> (General Algebraic Modeling System) を用い、「各電源運用の容量制約」「電力の需給バランス」「沖縄を除く 9 地域での電力融通」で構成され、内容的にはごく基礎的な定式化に基づいている。例えば電源設備建設に伴う CO<sub>2</sub> の発生や CCS・DAC による回収などは組み込まれていない。使用した電力需要や再生可能エネルギーおよび各電源のコストは、公知のデータおよび LCS 政策提案書の公開データをベースとしており、参考として参照されたい。およそ 6,000,000 の制約式 (27 ブロック) と 4,000,000 の変数 (19 ブロック)、約 26,000,000 の非ゼロ要素からなる線形計画法を解くことになる。収束のために計算は、ソルバー xpress による Newton-Barrier 法を適用している。

2 つのモデルは、『基本モデル』に対し、『GUSS<sup>3)</sup>モデル』は連続計算の時間短縮に重みを置いたため計算毎に設定できるシナリオに制限がある一方、所要時間はおおよそ半分になる。『GUSS モデル』については、共通項目が多く、『9.GUSS モデルの変更点』にて大きな変更点のみ説明する。

なお、当初モデル作成は、現 国立環境研究所の芦名秀一氏の「多地域最適電源計画モデル」<sup>4)</sup>、現 滋賀県立大学 環境科学部の白木裕斗氏の「Energy Supply Model (Grid)」<sup>5)</sup>、および東京大学 大学院工学系研究科 電気系工学専攻 松橋研究室の電源計画モデルを参考にしている。

---

<sup>1)</sup> Toshihiro Inoue, Shigenobu Matsuda, Hiroshi Iwasaki, Ryuji Matsuhashi, Koichi Yamada, "ECONOMIC EVALUATION FOR STABLE ELECTRIC POWER SYSTEM WITH HIGH RATIO OF PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEM - TOWARD MORE THAN 90% CO<sub>2</sub> EMISSIONS REDUCTION OF ELECTRIC POWER SYSTEM IN JAPAN", 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, (2016), 3003-3005.他 LCS 提案書

<sup>2)</sup> <https://www.gams.com/latest/docs/index.html>

<sup>3)</sup> Gather-Update-Solve-Scatter (GUSS) は、GAMS の拡張機能の一つ。連続計算において、モデルを都度定義 (Collection) することなくデータ変更箇所のみ辞書 (Dictionary) の形で与えることで、連続する計算全体の時間が短縮されるもの。 [https://www.gams.com/latest/docs/S\\_GUSS.html](https://www.gams.com/latest/docs/S_GUSS.html)

<sup>4)</sup> 芦名 秀一、藤野 純一；多地域電源計画モデルを用いた我が国電力部門における CO<sub>2</sub> 削減シナリオの検討。エネルギー・資源, Vol. 29, No. 1, (2008), 1-7.

<sup>5)</sup> 白木 裕斗、芦名 秀一、亀山 康子、森口 祐一、橋本 征二；多地域電源計画モデルを用いた 2020 年の日本電力部門における再生可能エネルギー導入シナリオの検討。エネルギー・資源, Vol. 33, No. 1, (2012), 1-10.

## 2. 本マニュアルの構成と内容

- まず『基本モデル』の実際の操作について概説する。GAMS プログラムを動作させて計算結果を得る流れの体験から、このモデルの実態を把握していただきたい →『3.モデルの標準操作』
- 次に『基本モデル』の構成について概説する。Data\_Index.xlsx のシート 3～6 にあるモデル構成要素の宣言とそれぞれの意味や位置づけについて概説する→『4.モデルの構成』
- 続いて、Data\_Index.xlsx のシート 11～28 に入力されているデータ（パラメータ）について説明する。これらは、利用者によって常に更新されるべき内容であり、計算結果のフィードバックとともに見直される対象である→『5.データの構成』
- さらに、計算条件の設定として Data\_Index.xlsx のシート 2 に入力するパラメータの意味について解説する→『6.シナリオの設定』
- 最後に、計算した結果を解析するために用意している集計プログラム用ファイルについて説明する。Data\_Index.xlsx のシート 7～10 と Result.xlsx が該当する。→『7.モデル計算結果の利用』
- また、気象条件などの揺らぎを評価するために準備した、異なる年度のデータがあるので利用していただきたい→『8.関連ファイル』

一方、ここでは Multi-Region\_Power\_Supply\_Confuguration\_Model\_2023\_01.xlsm（マクロ付きエクセルファイル）の VBA プログラムコードやこのマクロファイルと Data\_Index.xlsx により形成される GAMS の実行ファイル（.gms）や計算結果として得られる GAMS のデータファイル（.gdx）については詳しくは説明しない。VBA プログラムに関しては、コード内に必要と思われる説明文を挿入している。GAMS ファイルについては、同ホームページのマニュアル<sup>6)</sup>を参照されたい。

---

<sup>6)</sup> [https://www.gams.com/latest/docs/UG\\_MAIN.html#UG\\_Language\\_Environment](https://www.gams.com/latest/docs/UG_MAIN.html#UG_Language_Environment)

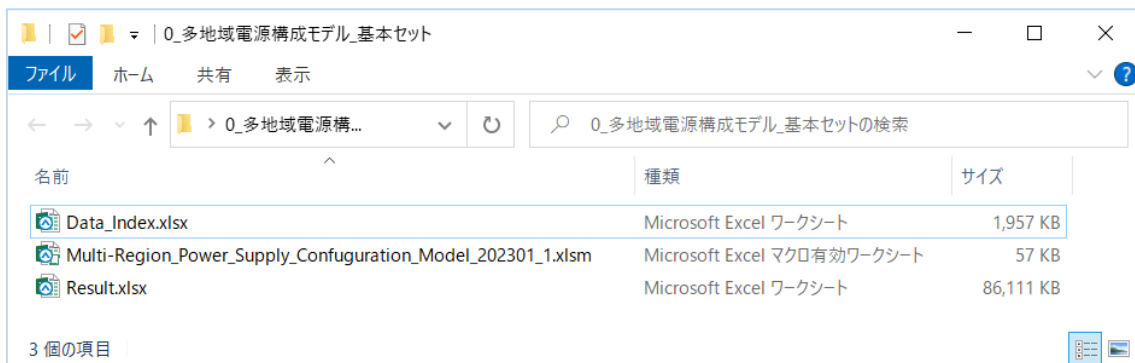
### 3. モデルの標準操作（基本モデル）

#### ① 基本セットの準備

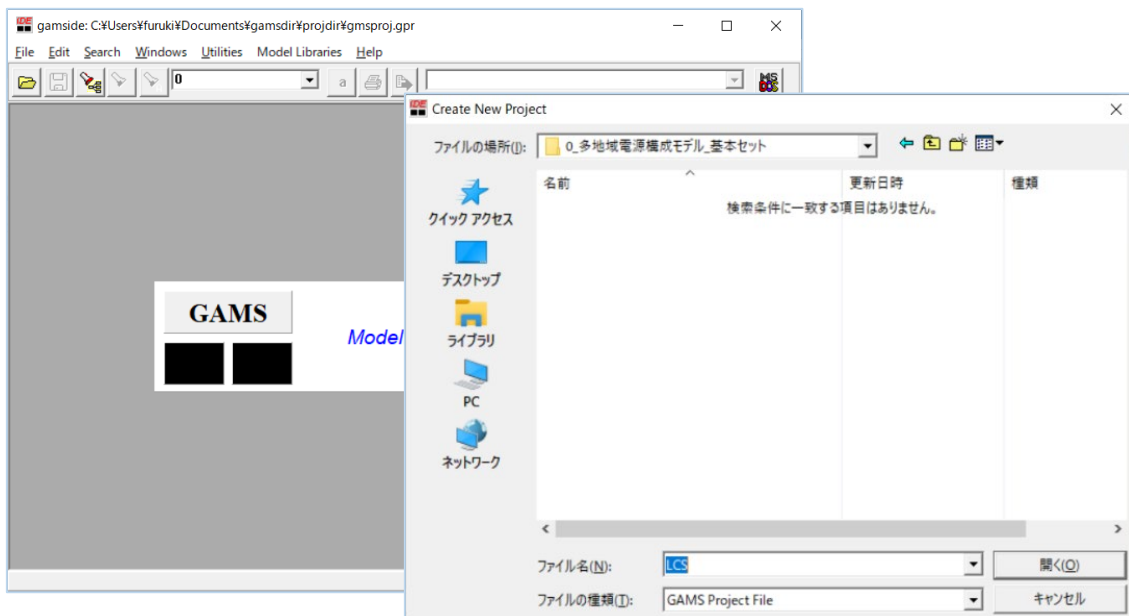
Gamside がインストールされ、ソルバー<sup>7)</sup>として express を利用することを前提としている。

あらかじめ、以下の 3 つのエクセルファイルの入った「基本セット」のフォルダーに GAMS を起動するためのプロジェクトファイル「LCS.gpr」とソルバー設定のためのオプションファイル「xpress.op2」を作る。

- Data\_Index.xlsx
- Multi-Region\_Power\_Supply\_Confuguration\_Model\_2023\_01.xlsm
- Result.xlsx



「LCS.gpr」は gams.ide を立ち上げ、File>Project>New Project を選択し、格納したいフォルダー（ここでは仮に「基本セット」）を選んで名前（ここでは仮に「LCS」とした）を付けて「開く」を押すと指定したフォルダー内に格納される。

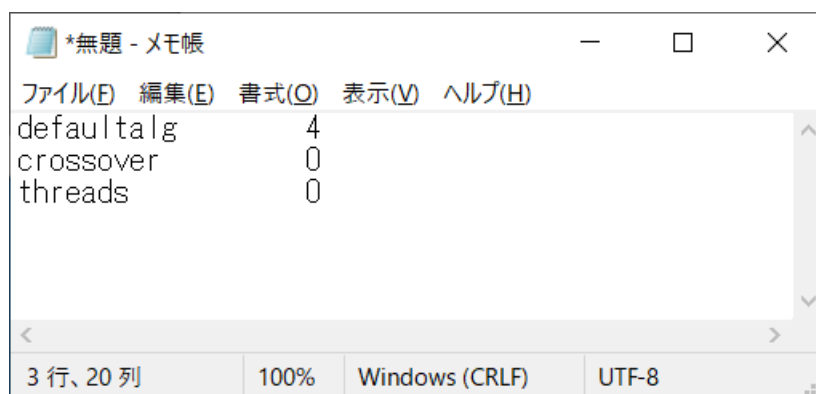


<sup>7)</sup> ソルバーが異なるときは op2 のオプション設定が異なるので、その際は使用するソルバーのマニュアル該当箇所を参照されたい。また、VBA で作成される.gms ファイルのソルバー宣言行も変更が必要である。

「xpress.op2」は、メモ帳に以下のテキストを打ち、保存するときに拡張子を含め「xpress.op2」と打つことで作成できる。合わせて、基本セットのフォルダーに格納する。

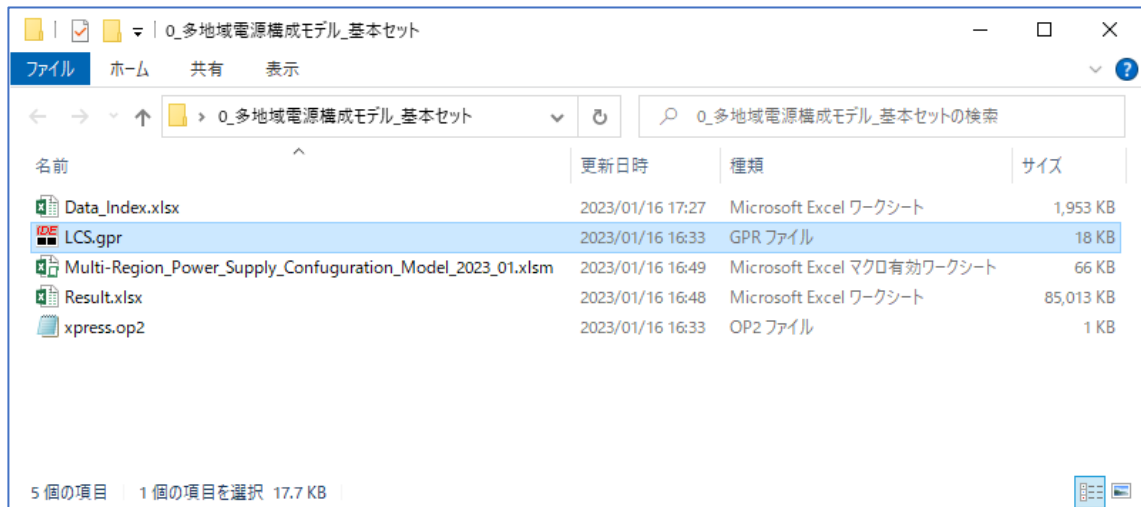
defaultalg	4
crossover	0
threads	0

- defaultalg はデフォルトのアルゴリズムで、4 は Newton Barrier 法になる。
- crossover 0 は Newton Barrier 法の後に simplex 法を実施しないことを指定している。simplex 法ではなかなか収束せず、時間節約のための設定だが、変更は可である。
- threads 0 は可能なすべてのスレッドを計算に使うよう指定している。これも変更可能である。



## ② シナリオ設定前（基本セットの確認）

先の①の操作で、基本セットには以下の 5 つのファイルが格納されていることになる。



・Data\_Index.xlsx:

GAMS プログラム作成のためのセット・変数・パラメータ・式と計算の設定（シナリオ）をまとめたエクセルファイル（ブック）

・LCS.gpr:

GAMS ソフトウェア起動のためのプロジェクトファイル

・Multi-Region\_Power\_Supply\_Confuguration\_Model\_2023\_01.xlsm:

Data\_index から、シナリオに基づく計算・解析を行うための GAMS プログラム（gdx ファイル）を生成するマクロ付きエクセルファイル

・Result.xlsx:

計算結果を格納し集計・グラフ化するエクセルファイル（ブック）

・xpress.op2:

GAMS プログラムを計算するソルバーの実行条件を記載したオプションファイル

この多地域電源モデルの特徴は、モデルの要素・式・計算したいシナリオの設定がすべて「Data\_Index.xlsx」に収められていることにある。特にエクセルの表の形式で各要素がそれぞれ個別に一覧できることから、変更・更新の際に混乱を生じにくい。一方、GAMS とのやり取りは「Multi-Region\_Power\_Supply\_Confuguration\_Model\_2023\_01.xlsm」の VBA プログラムに集約されて、モデルとは分離していることから、モデルの課題とプログラムの問題を分離して検討できるメリットもある。

### ③ シナリオ入力

Data\_Index.xlsx を開き、Scenario\_input のシートにて、G～L 列に 6 条件のシナリオを入力する（例は同じ条件で電力需要を 1,000～3,500 TWh/y の範囲で計算するもの）。設定内容については「5.シナリオの設定」で詳述する。

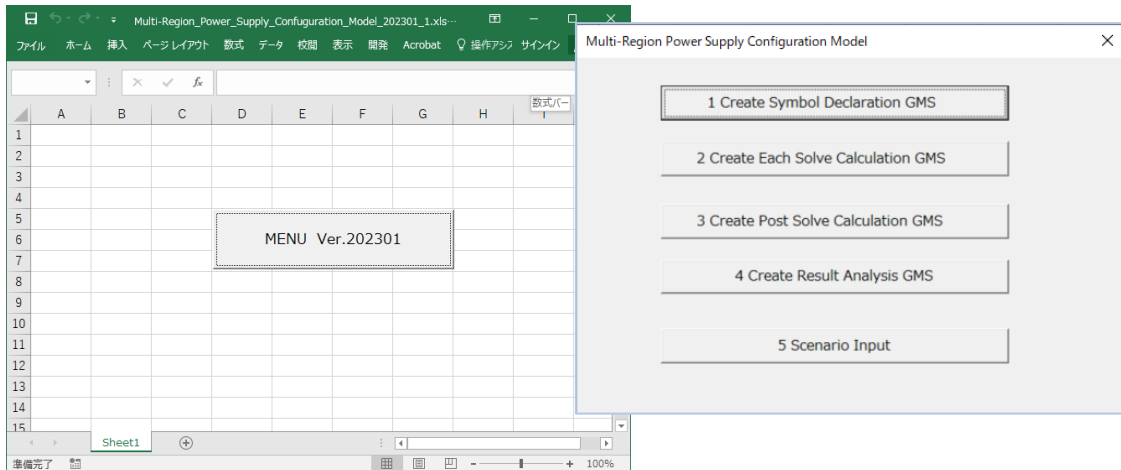
シナリオの入力が終わったら、Data\_Index.xlsx を閉じる。

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Scenario Parameter List										
2	項目	パラメータ	標準値	備考		1	2	3	4	5	6
3	固定費	固定費シナリオNo.	Fix_Cost_Sc	5	yes	ex. 5 : LCS試算 2050、 4 : LCS試算 2030	5	5	5	5	5
4	燃料費	燃料費シナリオNo.	Fuel_Cost_Sc	5	yes	ex. 5 : LCS試算 2050、 4 : LCS試算 2030	5	5	5	5	5
5	需要	電力需要シナリオ: TWh	DMD_TWh	2000		総電力需要 (TWh)	1000	1500	2000	2500	3000
6	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> 制約シナリオ: 割合	CO <sub>2</sub> _Limit	1		2013年比削減割合 (1:20, 0:維持)	1	1	1	1	1
7	PG	総発電量制約シナリオ: TWh	PG_Limit	10000		発電システムをきむ総発電量 (TWh)	10000	10000	10000	10000	10000
8	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> 水準@2013	CO <sub>2</sub> _Benchmark	572,000		2013年の電力由来CO <sub>2</sub> 排出量基準 (kt-CO <sub>2</sub> )	572,000	572,000	572,000	572,000	572,000
9	送電	送電コスト: ¥/Wh	Trans_Unit_Cost	3.2E-04		0.32 JPY/kWh	3.2E-04	3.2E-04	3.2E-04	3.2E-04	3.2E-04
10	系統線	系統線コスト: ¥/W/y	Grid_Line_Cost	1.0E+00		1.000 JPY/kW	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00
11	連系線	連系線コスト: ¥/W/km/y	Interconnection_Cost	7.5E-03		0.15 JPY/kW/km × 0.05 (年経費率)	7.5E-03	7.5E-03	7.5E-03	7.5E-03	7.5E-03
12	連系線	連系線増強率: 倍	CLine_Enhancement	1000		倍	1000	1000	1000	1000	1000
13	慣性力	慣性力割合	Inertia_Power_Ratio	0.25			0	0	0	0	0
14	原子力	NCR設備容量: × 26 GW	NCR_Max	0		1→160 TWh @最大稼働率0.7	0	0	0	0	0
15	地熱	GEO設備容量: × 66 GW	GEO_Max	0.23		1→434 TWh @最大稼働率0.75, 0.23→100TWh	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
16	CLF	CLF設備容量: × 54 GW	CLF_Max	0		1→424 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0
17	石炭	IGCC設備容量: × 1.3 GW	IGCC_Max	0		1→11 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0
18	石油	OLF設備容量: × 20 GW	OLF_Max	0		1→156 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0
19	LNG	LNG設備容量: × 60 GW	LNG_Max	0		1→471 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0
20	輸入水素	HIO設備容量: × 900 GW	HIO_Max	1		1→7,096 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0
21	バイオマス	BIO設備容量: × 4.3 GW	BIO_Max	1		1→34 TWh @最大稼働率0.9	1	1	1	1	1
22	PV	PV貯蔵容量制約: × 689 GW	PV_Max	1		1→1,026 TWh @平均稼働率0.17	1	1	1	1	1
23	WPon	陸上風力貯蔵容量: × 447 GW	WPon_Max	1		1→1,099 TWh @平均稼働率0.28	1	1	1	1	1
24	WP&H	洋上風力貯蔵容量: × 1,093 GW	Offshore_Install	1		1→3,365 TWh @平均稼働率0.35	1	1	1	1	1
25	PSPn	新加水導入容量: × 380 GW	PSPn_Max	1		1→1,664 TWh @最大稼働率0.5	1	1	1	1	1
26	BAT	貯蔵電池タンク容量: GWh	BATP_Tank_Max	20,000		GWh (貯蔵電池生産@2030~20 GWh)	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
27		鉛イオン電池タンク容量: × 1800 GW	BATP_Inv_Max	1		1→7,884 TWh @最大稼働率0.5	1	1	1	1	1
28		Liイオン電池タンク容量: GWh	BATL_Tank_Max	20,000		GWh (Liイオン電池生産@2030~100 GWh)	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
29		鉛イオン電池タンク容量: × 1800 GW	BATL_Inv_Max	1		1→7,884 TWh @最大稼働率0.5	1	1	1	1	1
30	水素	水素タンク容量: GWh	HDT_Tank_Max	347,000		GWh (20 MtH <sub>2</sub> →667 TWh × η 0.52@33.3 kWh/kgH <sub>2</sub> )	347,000	347,000	347,000	347,000	347,000
31		HDT設備容量: × 1800 GW	HDT_Max	1		1→7,884 TWh @最大稼働率0.5	1	1	1	1	1
32	Solve	目的関数	minimizing	CostTotal		目的関数と追い (最小化、最大化など)	CostTotal	CostTotal	CostTotal	CostTotal	CostTotal



#### ④ 実行プログラムの生成とシナリオの反映

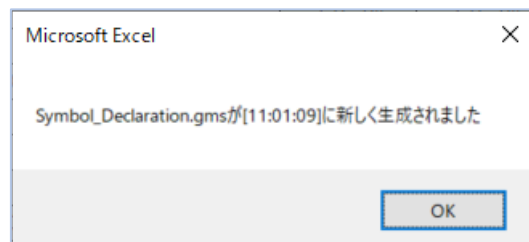
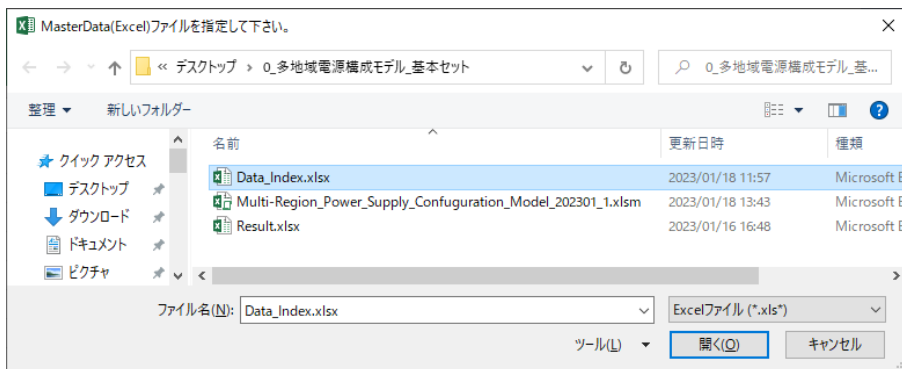
Multi-Region\_Power\_Supply\_Confuguration\_Model\_202301\_1.xlsm を開き、メニューボタンを押す



メニューボックスで「1 Create Symbol Declaration GMS」ボタンを押す

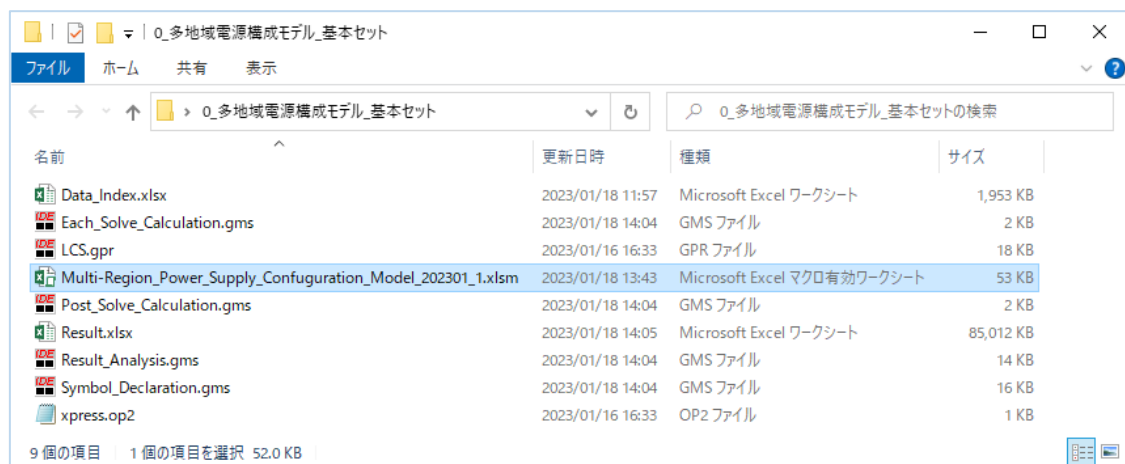
Data\_Index.xlsxを選択して開くと、Data\_Index.xlsxが開き、無事に実行ファイル（gms）が生成されると、メッセージが出る。OKを押す。

これを「5 Scenario Input」まで繰り返す。



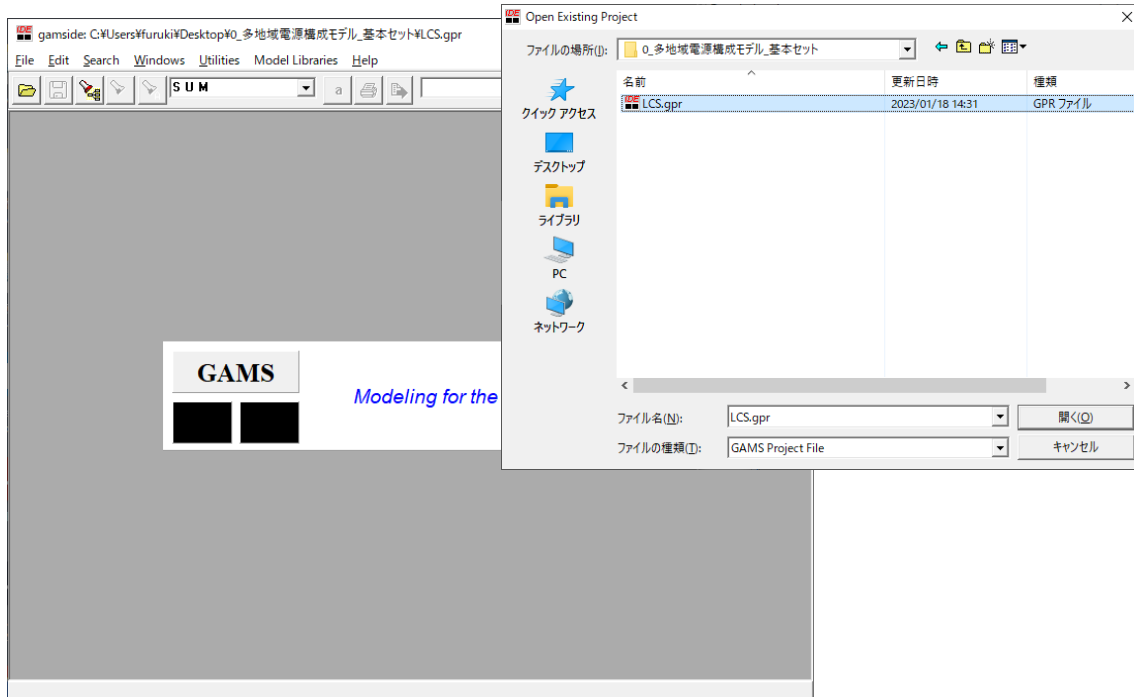
以下 4 つの gms ファイルが生成し、Result.xlsx に設定シナリオが反映される。

- Symbol\_Declaration.gms: モデルの宣言と実行ルーチン
- Each\_Solve\_Calculation.gms: ケース毎の設定値入力で、「Symbol\_Declaration.gms」に内包（インクルード）され、一緒に実行される
- Result\_Analysis\_gms: 計算結果の集計方法の宣言と実行ルーチン
- Post\_Solve\_Calculation: シナリオケース毎の設定値入力で、「Result\_Analysis\_gms」に内包され、一緒に実行される

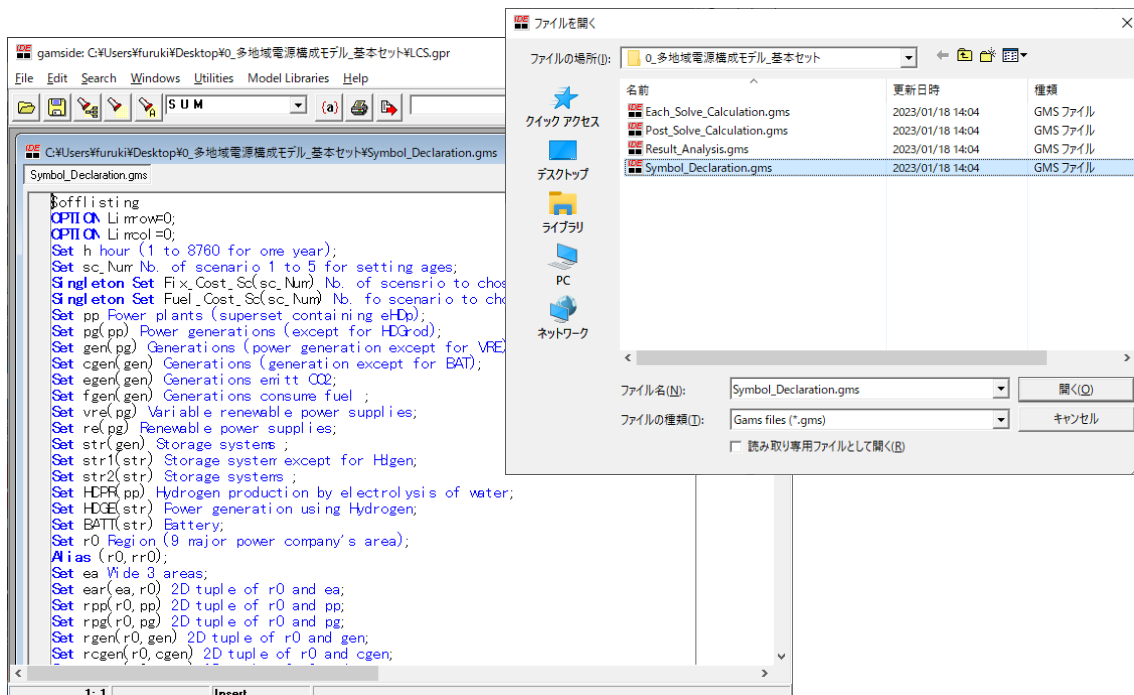


## ⑤ 計算の実行

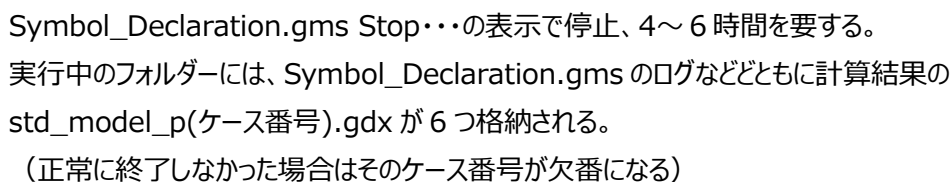
LCS.gpr をダブルクリックして gmside を立ち上げ、  
File> Project> Open Project で、LCS.gpr を開く



File>Open in Project directry で Symbol\_Declaration.gms を開き  
File> Run を選んで実行する



Run により計算の実行状況が表示され、6 つのケースの計算が正常に終了すると Job

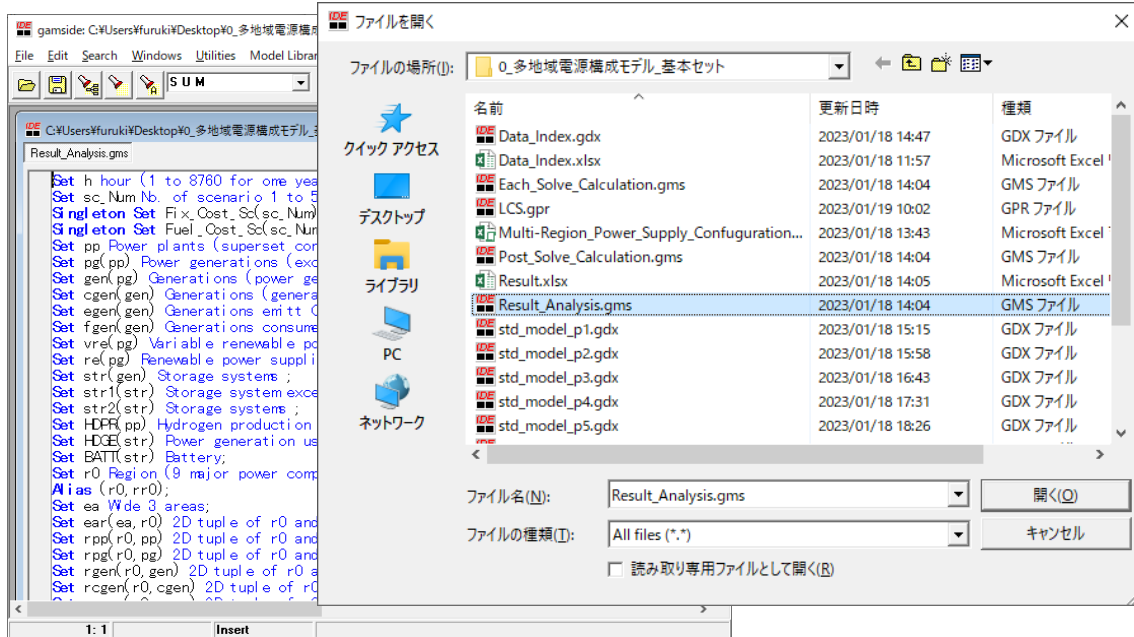


## ⑦ 計算結果の集計

gamside で File>Open in Project directry から Result\_Analysis.gms を開き  
File> Run を選んで実行する

(欠番があるときは、Result\_Analysis.gms の該当箇所を削除する：

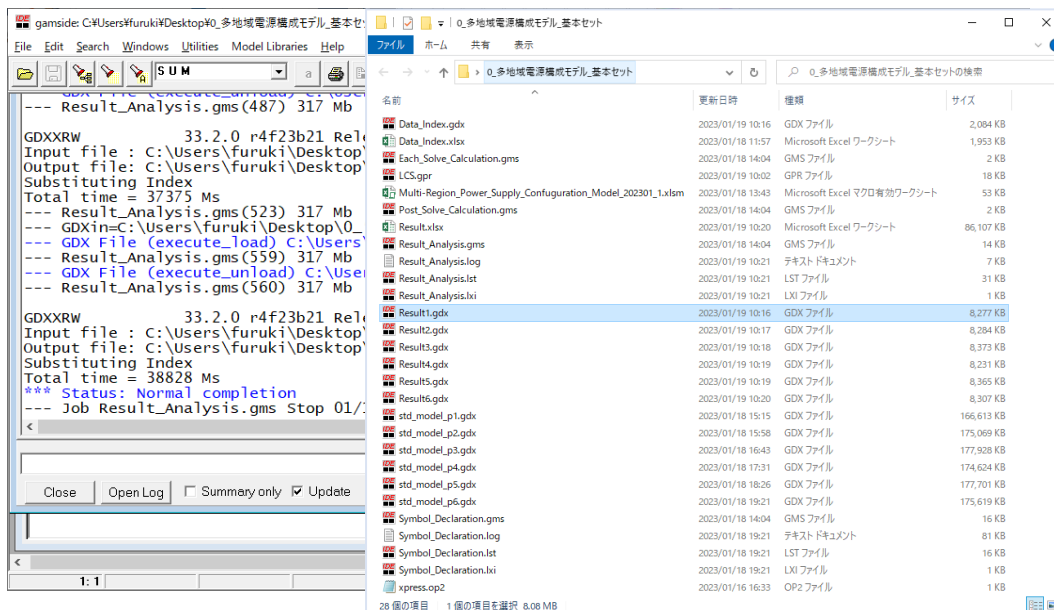
\*Scenrio Number=X から\*Scenrio Number= x + 1 の前まで)



解析処理状況が表示され、Job Result\_Analysis.gms Stop……で停止する

ログとともに解析用の結果ファイル Result(ケース番号).gdx が6つ格納され、

Result.xlsx に反映され更新される。



1.シナリオの写し、2.電源構成とコスト、3.各電源の経費、

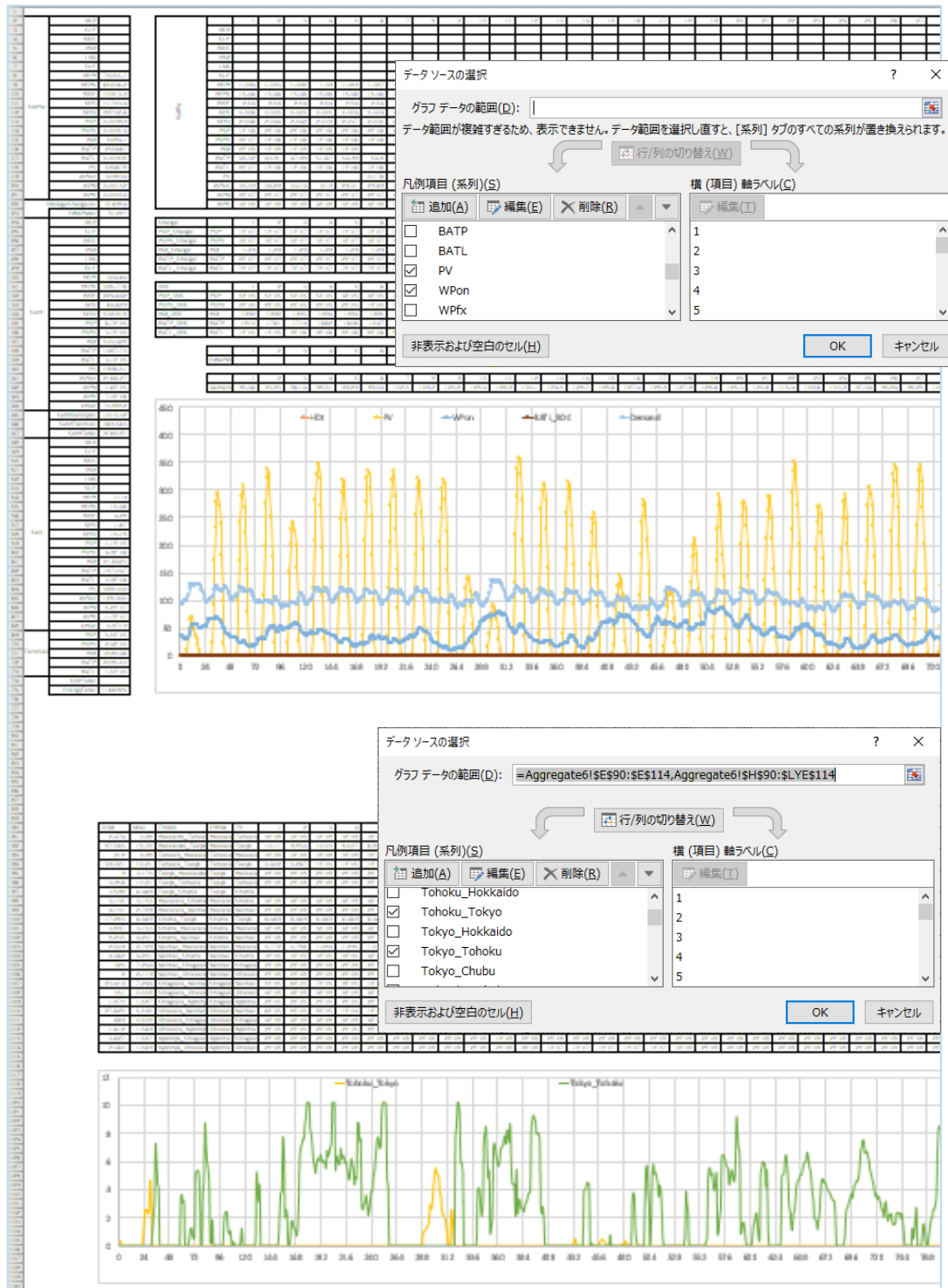
表には式が埋め込まれているので、以降の操作は別途写しを作ったほうが良い

p. 14

# ⑨ 計算データの確認・解析

Aggregate1～6 には、ケース 1～6 の計算結果が入っている。

左は Summary 用データ、右上は各電源の出力や充電量、右下は連系線の送電量



上下 2 つのグラフにプロットする要素はデータソースの選択により変更可能

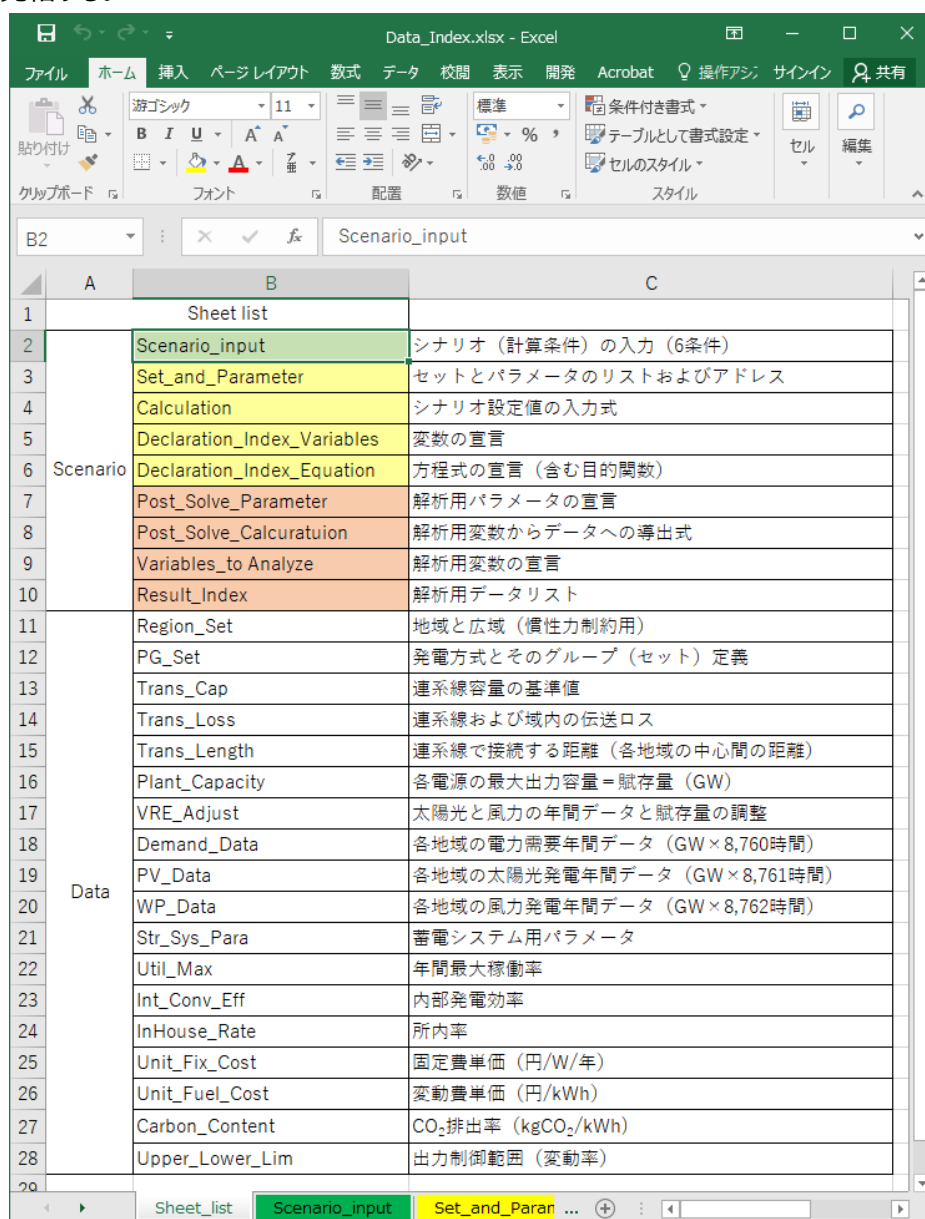


#### 4. モデルの構成

モデルはセット・変数・方程式・パラメータおよび計算式から構成され、Data\_Index.xlsx に格納されている。

- ・Scenario\_input（シート 2）は、計算の設定条件で、必要なパラメータの数値を入力する。
- ・シート 3～6 は、計算に使用するセット・変数・方程式・パラメータおよび計算式を宣言している。
- ・シート 7～10 は、計算結果を解析するための変数・パラメータ・計算式を宣言している。
- ・シート 11～28 は計算に使うセット構成とパラメータ値が格納されている。

Multi-Region\_Power\_Supply\_Confuguration.xlsm は、Data\_Index.xlsx を読みだして GAMS プログラムファイル（gdx）を作成するマクロであり、モデルの更新や変更は Data\_Index.xlsx で完結する。



	A	B	C
1		Sheet list	
2	Scenario	Scenario_input	シナリオ（計算条件）の入力（6条件）
3		Set_and_Parameter	セットとパラメータのリストおよびアドレス
4		Calculation	シナリオ設定値の入力式
5		Declaration_Index_Variables	変数の宣言
6		Declaration_Index_Equation	方程式の宣言（含む目的関数）
7		Post_Solve_Parameter	解析用パラメータの宣言
8		Post_Solve_Calcuratuion	解析用変数からデータへの導出式
9		Variables_to Analyze	解析用変数の宣言
10		Result_Index	解析用データリスト
11	Data	Region_Set	地域と広域（慣性力制約用）
12		PG_Set	発電方式とそのグループ（セット）定義
13		Trans_Cap	連系線容量の基準値
14		Trans_Loss	連系線および域内の伝送ロス
15		Trans_Length	連系線で接続する距離（各地域の中心間の距離）
16		Plant_Capacity	各電源の最大出力容量＝賦存量（GW）
17		VRE_Adjust	太陽光と風力の年間データと賦存量の調整
18		Demand_Data	各地域の電力需要年間データ（GW×8,760時間）
19		PV_Data	各地域の太陽光発電年間データ（GW×8,761時間）
20		WP_Data	各地域の風力発電年間データ（GW×8,762時間）
21		Str_Sys_Para	蓄電システム用パラメータ
22		Util_Max	年間最大稼働率
23		Int_Conv_Eff	内部発電効率
24		InHouse_Rate	所内率
25		Unit_Fix_Cost	固定費単価（円/W/年）
26		Unit_Fuel_Cost	変動費単価（円/kWh）
27		Carbon_Content	CO <sub>2</sub> 排出率（kgCO <sub>2</sub> /kWh）
28		Upper_Lower_Lim	出力制御範囲（変動率）



① セット (set) : セットはモデルの要素である。主たるものとサブセットがあり、サブセットには一次元と多 (二) 次元のものがある

時間	h	1~8,760 時間 (一年 365 日)
シナリオ	sc_Num Fix_Cost_Sc, Fuel_Cost_Sc	2030 年や 2050 年など設定条件 固定費と燃料費を 5 段階モデル内に格納 し番号により選択する
電源	pp  pg, gen, cgen, egen, fgen, vre, re, str, str1, str2, HDPR, HDGE, BATT	電源や蓄電システム 21 種 : NCR, CLF, IGCC, iHDt, LNG, OLF, HEPf, HEPs, BIOF, GEO, GEOr, PSP, PSPn, HDt, BATP, BATL, PV, WPon, WPfx, WPfl, eHDp 電源を分類するサブグループで、方程式など を適用する際、必要に応じたメンバーで構 成する
地域	r0  rr 0 ea ear	9 地域 : 北海道, 東北, 東京, 北陸, 中部, 関西, 中国, 四国, 九州 (沖縄を 除く) r0 のエリアス (2 つ並べるときに利用) 3 広域 (北海道、東・西日本) 地域と広域を組み合わせた二次元セット
電源と地域	Rpp, rpg, rgen, rcgen, regen, rfggen, rvre, rre	電源各グループと地域を組み合わせた二次 元セット
地域と地域	rt0 rtt0	2 つの地域を組み合わせた二次元セット (片道と往復対応)

② 変数（variable）：計算対象として求める値。計算はこの変数が求まるまで続けられ、最終的にはリストが出力される。単位は各変数やパラメータで異なり、集計の過程でも変更する。正確な計算結果としての単位は Result.xlsx に記載する。

出入力	OutPw(r0,pg,h), StorageCharge(r0,vre,str,h), ExtraPw(r0,vre,h)	電力 GW×1 時間
出力容量	ReOutPw(pg)	GWh/y
充電状態	StorageSOC(r0,str,h)	充電量 GWh
設備容量	Cap(r0,pp) TankCap(r0,str), TankCapAll(str)	電源は GW 蓄電池容量は GWh
送電	Trans(r0,rr0,h), TransSum(r0,rr0,h)	電力 GW×1 時間
送電容量	TransMax(r0,rr0)	GW
コスト	FixCost(pp), TransCost(r0,rr0), SupplyCost(r0) FixTankCost(str), FuelCost(fgen),	G 円/y
制限あるいは目的関数	CostTotal CO2Total EnergyTotal	G 円/y kt/y GWh/y

③ パラメータ (parameter, scalar) : モデルの計算条件を決める数値

モデル計算条件や基準値	DMD_TWh, CO2_Limit, PG_Limit, CO2_Benchmark, Inertia_Power_Ratio
電源や蓄電システムの導入上限値	Plant_Capacity(r0,pg), NCR_Max, GEOr_Max, CLF_Max, IGCC_Max, OLF_Max, LNG_Max, iHDt_Max, BIOF_Max, PV_Max, WPon_Max, Offshore_Install, PSPn_Max, BATP_Tank_Max, BATP_Inv_Max, BATL_Tank_Max, BATL_Inv_Max, HD_Tank_Max, HDt_Max
電源システムの仕様値	Util_Max(gen), Int_Conv_Eff(gen), InHouse_Rate(pp), Carbon_Content(egen), Upper_Lim(gen), Lower_Lim(gen), Conv_Eff(gen)
蓄電システムの仕様値	Charge_Decay(str), Charging_Eff(str), Discharge_Time(str2), HDPR_Eff, Fix_Cost_Tank(str), DOD_Ratio(BATT)
送電システムの仕様値	Trans_Unit_Cost, Grid_Line_Cost, Interconnection_Cost, ICLine_EnhancementTrans_Loss(r0,rr0), Trans_Cap(r0,rr0), Trans_Length(r0,rr0), Supply_Loss(r0)
シナリオ設定コスト	Unit_Fix_Cost(pp,sc_Num), Unit_Fuel_Cost(fgen,sc_Num)
実データおよび調整値	Demand_Data(r0,h), WP_Data(r0,h), PV_Data(r0,h) VRE_Adjust(r0,vre), DMD_Data_Total, Elec_DMD_Std(r0,h), Elec_DMD(r0,h), VRE_GEN_ini(r0,vre,h)

⑤ 計算式 (calculation) : モデルへのパラメータ値導入のための式。up とあるのは不等式で  $\leq$  を意味する。

```

Elec_DMD_Std(r0,h)=Demand_Data(r0,h)/DMD_Data_Total*1000000,
Elec_DMD(r0,h)=Elec_DMD_Std(r0,h)*DMD_TWh/1000,
VRE_GEN_ini(r0,"PV",h)=PV_Data(r0,h) ,
VRE_GEN_ini(r0,"WPon",h)=WP_Data(r0,h) ,
VRE_GEN_ini(r0,"WPfx",h)=WP_Data(r0,h) ,
VRE_GEN_ini(r0,"WPfl",h)=WP_Data(r0,h) ,
Conv_Eff(gen)=Int_Conv_Eff(gen)*(1-InHouse_Rate(gen)) ,
Cap.up(r0,"NCR") = Plant_Capacity(r0,"NCR")*NCR_Max,
Cap.up(r0,"PSP")=Plant_Capacity(r0,"PSP"),
Cap.up(r0,"PSPn")=Plant_Capacity(r0,"PSPn")*PSPn_Max,
Cap.up(r0,"PV") = Plant_Capacity(r0,"PV")*PV_Max,
Cap.up(r0,"WPon") = Plant_Capacity(r0,"WPon")*WPon_Max,
Cap.up(r0,"WPfx") = Plant_Capacity(r0,"WPfx")*Offshore_Install,
Cap.up(r0,"WPfl") = Plant_Capacity(r0,"WPfl")*Offshore_Install,
Cap.up(r0,"BIOF") = Plant_Capacity(r0,"BIOF")*BIOF_Max,
Cap.up(r0,"HEPf") = Plant_Capacity(r0,"HEPf"),
Cap.up(r0,"HEPs") = Plant_Capacity(r0,"HEPs"),
Cap.up(r0,"GEO") = Plant_Capacity(r0,"GEO"),
Cap.up(r0,"GEOr") = Plant_Capacity(r0,"GEOr")* GEOr_Max,
Cap.up(r0,"OLF")=Plant_Capacity(r0,"OLF")* OLF_Max,
Cap.up(r0,"CLF")=Plant_Capacity(r0,"CLF")* CLF_Max,
Cap.up(r0,"IGCC")=Plant_Capacity(r0,"IGCC")* IGCC_Max,
Cap.up(r0,"LNG")=Plant_Capacity(r0,"LNG")* LNG_Max,
Cap.up(r0,"iHDt")=Plant_Capacity(r0,"iHDt")* iHDt_Max,
TankCapAll.up("BATP")=BATP_Tank_Max,
Cap.up(r0,"BATP")=Plant_Capacity(r0,"BATP")* BATP_Inv_Max,
TankCapAll.up("BATL")=BATL_Tank_Max,
Cap.up(r0,"BATL")=Plant_Capacity(r0,"BATL")* BATL_Inv_Max,
TankCapAll.up("HDt")=HD_Tank_Max,
Cap.up(r0,"HDt")=Plant_Capacity(r0,"HDt")* HDt_Max,
Trans.up(rt0,h)=Trans_Cap(rt0)*ICLine_Enhancement,
CO2Total.up=CO2_Benchmark*(1-CO2_Limit) ,
EnergyTotal.up=PG_Limit*1000

```

⑥ 方程式 (equation) : 変数計算のための式で、ここでは変数間の関係を表す式 (関係式) ・変数の範囲をパラメータにより制限する式 (制約式) ・集計値としての変数を定義する式 (集計式) として分類した。

関係	$\text{OutPw}(\text{rgen}, h) = L = \text{Cap}(\text{rgen})$
制約	$\text{sum}(h, \text{OutPw}(\text{rgen}, h)) = L = 24 * 365 * \text{Util\_Max}(\text{gen}) * \text{Cap}(\text{rgen})$
制約	$\text{OutPw}(\text{rvre}, h) = E = \text{Cap}(\text{rvre}) * \text{VRE\_GEN\_ini}(\text{rvre}, h) * \text{VRE\_Adjust}(\text{rvre})$
集計	$\text{ReOutPw}(\text{pg}) = E = \text{sum}(\text{rpg}(\text{r0}, \text{pg}), \text{sum}(h, \text{OutPw}(\text{rpg}, h)))$
関係	$\text{StorageSOC}(\text{r0}, \text{str}, h + 1) - \text{StorageSOC}(\text{r0}, \text{str}, h) * \text{Charge\_Decay}(\text{str}) = E = \text{sum}(\text{rvre}(\text{r0}, \text{vre}), \text{StorageCharge}(\text{r0}, \text{vre}, \text{str}, h)) * \text{Charging\_eff}(\text{str}) - \text{OutPw}(\text{r0}, \text{str}, h) / \text{Conv\_eff}(\text{str})$
関係	$\text{Cap}(\text{r0}, \text{HDPR}) = G = \text{sum}(\text{rvre}(\text{r0}, \text{vre}), \text{StorageCharge}(\text{r0}, \text{vre}, \text{HDGE}, h)) * \text{HDPR\_Eff} * \text{Conv\_eff}(\text{HDGE})$
関係	$\text{Cap}(\text{r0}, \text{str1}) = G = \text{sum}(\text{rvre}(\text{r0}, \text{vre}), \text{StorageCharge}(\text{r0}, \text{vre}, \text{str1}, h)) + \text{OutPw}(\text{r0}, \text{Str1}, h)$
関係	$\text{TankCap}(\text{r0}, \text{str2}) = E = \text{Cap}(\text{r0}, \text{str2}) * \text{Discharge\_Time}(\text{str2})$
関係	$\text{TankCap}(\text{r0}, \text{str}) = G = \text{StorageSOC}(\text{r0}, \text{str}, h) * \text{Conv\_eff}(\text{str})$
制約	$\text{StorageSOC}(\text{r0}, \text{BATT}, h) = G = \text{TankCap}(\text{r0}, \text{BATT}) * (1 - \text{DOD\_Ratio}(\text{BATT})) / \text{Conv\_eff}(\text{BATT})$
関係	$\text{ExtraPw}(\text{rvre}, h) = L = \text{OutPw}(\text{rvre}, h)$
集計	$\text{TankCapAll}(\text{str}) = E = \text{sum}(\text{r0}, \text{TankCap}(\text{r0}, \text{str}))$
関係	$(\text{sum}(\text{rgen}(\text{r0}, \text{gen}), \text{OutPw}(\text{r0}, \text{gen}, h)) + \text{sum}(\text{rvre}(\text{r0}, \text{vre}), \text{OutPw}(\text{r0}, \text{vre}, h)) + \text{sum}(\text{rt0}(\text{rr0}, \text{r0}), \text{Trans}(\text{rr0}, \text{r0}, h) * (1 - \text{Trans\_Loss}(\text{rr0}, \text{r0})))) - \text{sum}(\text{str}, \text{sum}(\text{rvre}(\text{r0}, \text{vre}), \text{StorageCharge}(\text{r0}, \text{vre}, \text{str}, h))) - \text{sum}(\text{rt0}(\text{r0}, \text{rr0}), \text{Trans}(\text{r0}, \text{rr0}, h)) - \text{sum}(\text{rvre}(\text{r0}, \text{vre}), \text{ExtraPw}(\text{r0}, \text{vre}, h))) * (1 - \text{Supply\_Loss}(\text{r0})) = E = \text{Elec\_DMD}(\text{r0}, h)$
制約	$\text{OutPw}(\text{rgen}, h + 1) = L = \text{Upper\_Lim}(\text{gen}) * \text{OutPw}(\text{rgen}, h)$
制約	$\text{OutPw}(\text{rgen}, h + 1) = G = \text{Lower\_Lim}(\text{gen}) * \text{OutPw}(\text{rgen}, h)$
制約	$\text{sum}(\text{ear}(\text{ea}, \text{r0}), \text{Elec\_DMD}(\text{r0}, h) * \text{Inertia\_Power\_Ratio}) = I = \text{sum}(\text{ear}(\text{ea}, \text{r0}), (\text{sum}(\text{rcgen}(\text{r0}, \text{cgen}), \text{OutPw}(\text{r0}, \text{cgen}, h))))$
集計	$\text{FixCost}(\text{pp}) = E = (\text{sum}(\text{Fix\_Cost\_Sc}, \text{Unit\_Fix\_Cost}(\text{pp}, \text{Fix\_Cost\_Sc}))) * \text{sum}(\text{rpp}(\text{r0}, \text{pp}), \text{Cap}(\text{r0}, \text{pp}))$

集計	$\text{FuelCost}(\text{fgen}) = E = \text{sum}(\text{rfgen}(\text{r0}, \text{fgen}), \text{sum}(\text{h}, \text{OutPw}(\text{r0}, \text{fgen}, \text{h}))) \\ * \text{sum}(\text{Fuel\_Cost\_Sc}, (\text{Unit\_Fuel\_Cost}(\text{fgen}, \text{Fuel\_Cost\_Sc})) * (1e-3) / \text{Conv\_eff}(\text{fgen})))$
集計	$\text{FixTankCost}(\text{str}) = E = \text{sum}(\text{r0}, \text{TankCap}(\text{r0}, \text{str}) * \text{Fix\_Cost\_Tank}(\text{str}))$
集計	$\text{SupplyCost}(\text{r0}) = E = (\text{sum}(\text{rgen}(\text{r0}, \text{gen}), \text{cap}(\text{r0}, \text{gen})) + \text{sum}(\text{rvre}(\text{r0}, \text{vre}), \text{cap}(\text{r0}, \text{vre}))) - \\ \text{sum}(\text{str}, \text{cap}(\text{r0}, \text{str})) * \text{Grid\_Line\_Cost} + (\text{sum}(\text{h}, \text{Elec\_DMD}(\text{r0}, \text{h})) / (1 - \text{Supply\_Loss}(\text{r0})) + \text{sum}(\text{str}, \text{sum}(\text{rvre}(\text{r0}, \text{vre}), \\ \text{sum}(\text{h}, \text{StorageCharge}(\text{r0}, \text{vre}, \text{str}, \text{h})))))) * \text{Trans\_Unit\_Cost}$
集計	$\text{TransSum}(\text{rt0}, \text{h}) = E = \text{Trans}(\text{r0}, \text{rr0}, \text{h}) + \text{Trans}(\text{rr0}, \text{r0}, \text{h})$
関係	$\text{TransMax}(\text{rt0}) = G = \text{Trans}(\text{r0}, \text{rr0}, \text{h})$
関係	$\text{TransMax}(\text{r0}, \text{rr0}) = G = \text{TransMax}(\text{rr0}, \text{r0})$
集計	$\text{TransCost}(\text{rtt0}) = E = \\ \text{TransMax}(\text{rtt0}) * \text{Trans\_Length}(\text{rtt0}) * \text{Interconnection\_Cost} + \text{sum}(\text{h}, \text{TransSum}(\text{rtt0}, \text{h})) * \text{Trans\_Unit\_Cost}$
集計	$\text{CostTotal} = E = \text{sum}(\text{fgen}, \text{fuelcost}(\text{fgen})) + \text{sum}(\text{str}, \text{FixTankCost}(\text{str})) \\ + \text{sum}(\text{pp}, \text{FixCost}(\text{pp})) + \text{sum}(\text{rtt0}, \text{TransCost}(\text{rtt0})) \\ + \text{sum}(\text{r0}, \text{SupplyCost}(\text{r0}))$
集計	$\text{CO2Total} = E = \text{sum}(\text{regen}(\text{r0}, \text{egen}), \text{sum}(\text{h}, \text{OutPw}(\text{r0}, \text{egen}, \text{h}) / \text{conv\_eff}(\text{egen}) * \text{Carbon\_Content}(\text{egen})))$
集計	$\text{EnergyTotal} = E = \text{sum}(\text{rpg}(\text{r0}, \text{pg}), \text{sum}(\text{h}, \text{OutPw}(\text{r0}, \text{pg}, \text{h})))$

## 5. データの構成

Data\_Index.xlsx のシート 11 (Region\_Set) ～シート 28 (Upper\_Lower\_Lim) はデータのシートになる。主にセットの構成とパラメータの値が定義されており、これらの入力に関してはシート 3 (Set\_and\_Paremeter) にインデックスされている。

シート名	内容	定義されるもの
Region_Set	地域と広域（慣性力制約用）	r0, ea, ear
PG_Set	発電方式とそのグループ（セット）定義	pp, pg, gen, cgen, egen, fgen, vre, re, str, str1, str2, HDPR, HDGE, BATT, および NCR, CLF, IGCC, iHDt, LNG, OLF, HEPf, HEPs, BIOF, GEO, GEO, PSP, PSPn, HDt, BATP, BATL, PV, WPon, WPfx, WPfl, eHDp
Trans_Cap	連系線容量の基準値	rt0, および Trans_Cap(r0,rr0)
Trans_Loss	連系線および域内の伝送ロス	Trans_Loss(r0,rr0), Supply_Loss(r0)
Trans_Length	連系線で接続する距離（各地域の中心間の距離）	rtt0, および Trans_Length(r0,rr0)
Plant_Capacity	各電源の最大出力容量＝賦存量（GW）	rpp, rpg, rgen, rcgen, regen, rfgn, rvre, rre, および Plant_Capacity(r0,pg)
VRE_Adjust	太陽光と風力の年間データと賦存量の調整	VRE_Adjust(r0,vre)
Demand_Data	各地域の電力需要年間データ（GW×8,760 時間）	h, および Demand_Data(r0,h), DMD_Data_Total
PV_Data	各地域の太陽光発電年間データ（GW×8,761 時間）	PV_Data(r0,h)
WP_Data	各地域の風力発電年間データ（GW×8,762 時間）	WP_Data(r0,h)

Str_Sys_Para	蓄電システム用パラメータ	Charge_Decay(str), Charging_Eff(str), Discharge_Time(str2), HDPR_Eff, Fix_Cost_Tank(str), DOD_Ratio(BATT)
Util_Max	年間最大稼働率	Util_Max(gen)
Int_Conv_Eff	内部発電効率	Int_Conv_Eff(gen)
InHouse_Rate	所内率	InHouse_Rate(pp)
Unit_Fix_Cost	固定費単価（円/W/年）	sc_Num, および Unit_Fix_Cost(pp,sc_Num)
Unit_Fuel_Cost	変動費単価（円/kWh）	Unit_Fuel_Cost(fgen,sc_Num)
Carbon_Content	CO <sub>2</sub> 排出率 （kgCO <sub>2</sub> /kWh）	Carbon_Content(egen)
Upper_Lower_Lim	出力制御範囲（変動率）	Upper_Lim(gen), Lower_Lim(gen)

入力されている値は、現時点での LCS の評価結果を反映したものである。本来の性質として、常に更新が必要なものであり、利用者目的や検証したい内容によっても自由に変更されるべきものである。



## 6. シナリオの設定

シート 2 (Scenario\_input) にて計算条件を設定する。計算は G～L 列に 6 条件を入れられるようになっており、標準値が D 列に例示されている。最終行「Solve」は目的関数の入力で、基本は変数 CostTotal を C 行で最小化 (minimizing) させるが、CO2Total を選択して削減率の限界を見積もることができる。EnergyTotal の選択を有効にするには、連系線や蓄電システムなどの限界値を調整する必要がある。

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Scenario Parameter List											
2	項目	パラメータ	標準値		備考		1	2	3	4	5	6
3	固定費	固定費シナリオNo.	Fix_Cost_Sc	5	yes	ex. 5 : LCS試算 2050、4 : LCS試算 2030	5	5	5	5	5	5
4	燃料費	燃料費シナリオNo.	Fuel_Cost_Sc	5	yes	ex. 5 : LCS試算 2050、4 : LCS試算 2030	5	5	5	5	5	5
5	需要	電力需要シナリオ: TWh	DMD_TWh	2000		総電力需要 (TWh)	1000	1500	2000	2500	3000	3500
6	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> 制約シナリオ: 割合	CO <sub>2</sub> _Limit	1		2013年比削減割合 (1: ZC、0: 維持)	1	1	1	1	1	1
7	PG	総発電量制約シナリオ: TWh	PG_Limit	10000		蓄電システムをきむ総発電量 (TWh)	10000	10000	10000	10000	10000	10000
8	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> 水準点@2013	CO <sub>2</sub> _Benchmark	572.000		2013年の電力由来CO <sub>2</sub> 排出量基準 (kt-CO <sub>2</sub> )	572.000	572.000	572.000	572.000	572.000	572.000
9	送電	送電コスト: ¥/Wh	Trans_Unit_Cost	3.2E-04		0.32 JPY/kWh	3.2E-04	3.2E-04	3.2E-04	3.2E-04	3.2E-04	3.2E-04
10	系統線	系統線コスト: ¥/W/y	Grid_Line_Cost	1.0E+00		1.000 JPY/kW	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00
11	連系線	連系線コスト: ¥/W/km/y	Interconnection_Cost	7.5E-03		0.15 JPY/kW/km × 0.05 (半経費率)	7.5E-03	7.5E-03	7.5E-03	7.5E-03	7.5E-03	7.5E-03
12	連系線	連系線増強率: 倍	ICLine_Enhancement	1000		倍	1000	1000	1000	1000	1000	1000
13	慣性力	慣性力割合	Inertia_Power_Ratio	0.25			0	0	0	0	0	0
14	原子力	NCR設備容量: < 26 GW	NCR_Max	0		1=160 TWh @最大稼働率0.7	0	0	0	0	0	0
15	地熱	GEO設備容量: < 66 GW	GEO_Max	0.23		1=434 TWh @最大稼働率0.75, 0.23=100TWh	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
16	CLF	CLF設備容量: < 94 GW	CLF_Max	0		1=424 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0	0
17	石炭	IGCC設備容量: < 1.3 GW	IGCC_Max	0		1=11 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0	0
18	石油	OLF設備容量: < 20 GW	OLF_Max	0		1=156 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0	0
19	LNG	LNG設備容量: < 60 GW	LNG_Max	0		1=471 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0	0
20	輸入水素	HDt設備容量: < 900 GW	HDt_Max	1		1=7.096 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0	0
21	バイオマス	BIOF設備容量: < 4.3 GW	BIOF_Max	1		1=34 TWh @最大稼働率0.9	1	1	1	1	1	1
22	PV	PV設備容量: < 689 GW	PV_Max	1		1=1.026 TWh @平均稼働率0.17	1	1	1	1	1	1
23	WPon	陸上風力設備容量: < 447 GW	WPon_Max	1		1=1.099 TWh @平均稼働率0.28	1	1	1	1	1	1
24	WP&f	洋上風力設備容量: < 1.093 GW	Offshore_Install	1		1=3.365 TWh @平均稼働率0.35	1	1	1	1	1	1
25	PSPn	新下水導入容量: < 380 GW	PSPn_Max	1		1=1.664 TWh @最大稼働率0.5	1	1	1	1	1	1
26	BAT	蓄電池タンク容量: GWh	BATP_Tank_Max	20.000		GWh (蓄電池生産@2030~20 GWh)	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
27		蓄電池インverter容量: < 1800 GW	BATP_Inv_Max	1		1=7.884 TWh @最大稼働率0.5	1	1	1	1	1	1
28		リイオン電池タンク容量: GWh	BATL_Tank_Max	20.000		GWh (Liイオン電池生産@2030~100 GWh)	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
29		リイオン電池インverter容量: < 1800 GW	BATL_Inv_Max	1		1=7.884 TWh @最大稼働率0.5	1	1	1	1	1	1
30	水素	水素タンク容量: GWh	HD_Tank_Max	347.000		GWh (20 MWh/667 TWh × 0.52@33.3 kWh/kgH <sub>2</sub> )	347.000	347.000	347.000	347.000	347.000	347.000
31		HDt設備容量: < 1800 GW	HDt_Max	1		1=7.884 TWh @最大稼働率0.5	1	1	1	1	1	1
32	Solve	目的関数	minimizing	CostTotal		目的関数と近い(最小化、最大化など)	CostTotal	CostTotal	CostTotal	CostTotal	CostTotal	CostTotal

このシートで入力するパラメータは以下で、これらの入力に関してはシート 3 (Set\_and\_Paremeter) にインデックスされている。それぞれのパラメータの数字とモデル内の入力値の関係を簡単に記述する。

Fix_Cost_Sc(sc_Num)	固定費としてシナリオ何番を選択するか (ex. 4 : 2030、5 : 2050)
Fuel_Cost_Sc(sc_Num)	燃料費としてシナリオ何番を選択するか (ex. 4 : 2030、5 : 2050)
DMD_TWh	年間総電力需要 (TWh)
CO2_Limit	CO <sub>2</sub> _Benchmark に対する排出削減率 (1 : ZC、0 : 維持)
PG_Limit	蓄電システムの放電量を含む総発電量 (TWh)
CO2_Benchmark	2013 年の電力由来 CO <sub>2</sub> 排出量 572 Mt を基準に設定
Trans_Unit_Cost	系統および連系線の送電コスト (0.32 円/kWh)
Grid_Line_Cost	系統線の固定費 (1,000 円/kW)
Interconnection_Cost	連系線の固定費 (0.0075 円/kW/km)
ICLine_Enhancement	許容する連系線の増強割合 (～倍)
Inertia_Power_Ratio	慣性力電源の割合 (非慣性力 : 蓄電池、太陽光、風力)
NCR_Max	原子力容量 (1 : 26 GW⇒160 TWh@稼働率 0.7)
GEO_Max	高温岩体容量 (1 : 66 GW⇒434 TWh@稼働率 0.75)

CLF_Max	石炭火力容量（1：54 GW⇒424 TWh@稼働率 0.9）
IGCC_Max	IGCC 容量（1：1.3 GW⇒11 TWh@稼働率 0.9）
OLF_Max	石油火力容量（1：20 GW⇒156 TWh@稼働率 0.9）
LNG_Max	LNG 容量（1：60 GW⇒471 TWh@稼働率 0.9）
iHDt_Max	輸入 H <sub>2</sub> 火力容量（1：900 GW⇒7,096 TWh@稼働率 0.9）
BIOF_Max	バイオマス最大設備容量（1：4.3 GW⇒34 TWh@稼働率 0.9）
PV_Max	太陽電池容量（1：689 GW⇒1,026 TWh@稼働率 0.17）
WPon_Max	陸上風力容量（1：447 GW⇒1,099 TWh@稼働率 0.28）
Offshore_Install	洋上風力容量（1：1,093 GW⇒3,365 TWh@稼働率 0.35）
PSPn_Max	新揚水容量（1：380 GW⇒1,664 TWh@稼働率 0.5）
BATP_Tank_Max	出力ベース鉛蓄電池最大容量（GWh）
BATP_Inv_Max	鉛蓄電池インバーター容量（1：1,800 GW）
BATL_Tank_Max	出力ベース Li イオン電池最大容量（GWh）
BATL_Inv_Max	Li イオン電池インバーター容量（1：1,800 GW）
HD_Tank_Max	出力ベース水素タンク蓄エネ最大容量（GWh）
HDt_Max	電解水素発電容量（1：1,800 GW）

## 7. モデル計算結果の利用

GAMS プログラムで計算される変数は、2-⑥で操作を説明した Result\_Analysis.gms により、集計・解析用のパラメータ（一部は変数の扱い）に変換される。変換に必要な宣言や関係式は、Data\_Index.xlsx のシート 7～9「Post\_Solve\_Parameter」「Post\_Solve\_Calculation」「Variables\_to\_Analyze」から生成され、最終的にシート 10「Result\_Index」にまとめられ、Result.xlsx の Aggregate1～6 に書き込まれる。ReOutPw.L から TankCapAll.L までは、時間と地域でまとめられた集計値であり、Result の Summary にも転記される。OutPwr から Trans.L までは地域でまとめられた時間変化で、必要に応じて Aggregate の各シートで 8,760 時間分グラフ化される。

集計値	ReOutPw.L	各電源の発電量（蓄電システムについては放電量）
	StorageChargeAll	蓄電システムへの充電量
	ExtraPwAll	未利用（出力抑制）電力量
	CostPP	各電源の総経費（固定費+変動費）
	CostSupplyAll	系統線の総経費（固定費+変動費）
	CostTransAll	連系線の総経費（固定費+変動費）
	CostTotal.L	全総経費
	CO2Total.L	CO2 排出量
	EnergyTotal.L	全発電量
	Capr	各電源の設備容量（含む電解水素生成）
	TankCapAll.L	各蓄電システムの蓄電容量（タンク容量の電力量として提示）
時間変化	OutPwr	各電源の出力
	StorageCharger	各蓄電システムへの充電
	StorageSOCr	各蓄電システムの蓄電量
	ExtraPwr	未利用電力時間変化
	Demandr	電力需要（元データの全地域をまとめた時間変化）
	Trans.L	連系線の送電量時間変化

Summary シートは Data\_Index.xlsx の Scenario\_input の写しと、上記集計値から構成され、集計値そのものおよび相互の関係から計算して、「発電電力量」「年間総経費」「設備容量」「タンク容量」「発電単価」「容量単価」「年間稼働率」「入れ替え数」の形でまとめている。これらの解析結果は、Trans.L 以外地域の個別データを取り扱っていないが、もしこれが必要な場合は、計算結果の元データ std\_model\_p(ケース番号).gdx に入っているのも、同様に解析用の gdx ファイルをプログラムすれば、これを行うことも可能である。

## 8. 関連ファイル

現状で基本セットには、電力需要・太陽光発電・風力発電の年間データ<sup>8)</sup>は、2020 年度のもの搭載されている。LCS 提案書「ゼロカーボン電源システムの安定化と技術・経済性評価（Vol.4）」にあるように、2017・2019・2021 年のデータを使つての計算も可能である。以下に挙げるファイルの「VRE\_Adjust」「Demand\_Data」「PV\_Data」「WP\_Data」を、該当する Data\_Index.xlsx のシートと入れ替えることによって、異なる 8,760 時間の年間データで計算することができる。

- Data\_2017.xlsx
- Data\_2019.xlsx：閏年の 2020 年 2 月 29 日が含まれるため、同 3 月 31 日は削除されている
- Data\_2020.xlsx
- Data\_2020\_HalfFlat.xlsx：需要の半分は時間変動なし
- Data\_2021.xlsx

年度データを変更したモデルでの計算は、気象条件などの由来の影響を推し量るのに有効である。

---

<sup>8)</sup> “発電量の推移”，環境エネルギー政策研究所 HP，（例えば [https://isep-energychart.com/graphics/electricityproduction/?region=hokkaido&period\\_year=2020&period\\_month=4&period\\_day=1&period\\_length=12+months&display\\_format=residual\\_demand](https://isep-energychart.com/graphics/electricityproduction/?region=hokkaido&period_year=2020&period_month=4&period_day=1&period_length=12+months&display_format=residual_demand)）

## 9. GUSS モデルの変更点

GUSS は、GAMS モデルがデータを変更して各シナリオを実行するための一連のシナリオの解決を可能にする GAMS の拡張機能である。GUSS を使用すると、モデルの定義（Collection）を 1 回のパスで解決し、解決を繰り返したり、複数の解決をループしたりする必要がなくなる。GUSS は実際にはソルバーではありませんが、データを整理して、ほとんどのモデル タイプの他のゲーム ソルバーに渡します。連続する複数のソルブを都度モデル定義する場合よりも短時間で計算が完了する<sup>9)</sup>。本「多地域電源構成モデル」でも、計算時間の半減が確認されたので、併せて提供することにした。

### ① 前提条件

計算結果としての変数値保存に SavePoint = 2 を使用している。これが動作して.gdx ファイルを生成するためには、GAMS プログラム Release36 (Sep. 3, 2021) 以降が必要である。

### ② シナリオの入力

これまでの基本設定部分（C 列）に対し、計算（run1～run6）毎に設定できるパラメータが少し制限される。セットや目的関数を計算毎には代えられないが、スカラーで与えるパラメータは設定可能。また、ピンクで示した設定は、GUSS 機能のオプション設定になる。

Data_Index.xlsx - Excel												
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
項目	パラメータ	設定値 (基本)	備考									
固定費	固定費シナリオNo.	Fix_Cost_Sc	5	yes	ex. 5: LCS計算 2050, 4: LCS計算 2030							
燃料費	燃料費シナリオNo.	Fuel_Cost_Sc	5	yes	ex. 5: LCS計算 2050, 4: LCS計算 2030							
Solve	目的関数	minimizing	CostTotal		目的関数と狙い (最小化、最大化など)							
GUSS オプション	基本計算オプションファイル	OptfileInit	2		0: opt, 1: opt1, 2: opt2...							
	連続計算オプションファイル	Optfile	2		0: opt, 1: opt1, 2: opt2...							
	連続計算アップデート	UpdateType	0		0: ゼロから、1: 基本計算結果から、2: 直前の計算結果から							
	基本計算実行有無	SkipBaseCase	1		0: 基本計算実施							
	ログファイル	LogOption	2		0: 遠隔、1: 番地帳、2: 詳細ログ							
						連続計算						
						r1	r2	r3	r4	r5	r6	
需要	電力需要シナリオ: TWh	DMD_TWh	1000		総電力需要TWh、連続計算パラメータ: 0 zero, 1 base, 2 Last	1000	1500	2000	2500	3000	3500	
CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> 制約シナリオ: 割合	CO <sub>2</sub> _Limit	1		2013年比削減割合 (1: ZC, 0: 維持)	1	1	1	1	1	1	
PG	総発電量制約シナリオ: TWh	PG_Limit	10000		発電システムを含む総発電量 (TWh)	10000	10000	10000	10000	10000	10000	
CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> 水準点@2013	CO <sub>2</sub> _Benchmark	572,000		2013年の電力由率CO <sub>2</sub> 排出量基準 (kt-CO <sub>2</sub> )	572,000	572,000	572,000	572,000	572,000	572,000	
送電	送電コスト: ¥/Wh	Trans_Unit_Cost	3.2E-04		0.32 JPY/kWh	3.2E-04	3.2E-04	3.2E-04	3.2E-04	3.2E-04	3.2E-04	
系統線	系統線コスト: ¥/W/y	Grid_Line_Cost	1.0E+00		1,000 JPY/kW	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	1.0E+00	
系統線	系統線コスト: ¥/W/km/y	Interconnection_Cost	7.5E-03		0.15 JPY/kW/km × 0.05 (年経費率)	7.5E-03	7.5E-03	7.5E-03	7.5E-03	7.5E-03	7.5E-03	
系統線	系統線増強率: 倍	ICLine_Enhancement	1000		倍	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
慣性力	慣性力割合	Inertia_Power_Ratio	0		0: 制約なし, 0.5: 50%	0	0	0	0	0	0	
原子力	NCR設備容量: < 26 GW	NCR_Max	0		1=160 TWh @最大稼働率0.7	0	0	0	0	0	0	
地熱	GEO設備容量: < 66 GW	GEO_Max	0.23		1=434 TWh @最大稼働率0.75, 0.23=100TWh	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	
CLF設備容量: < 54 GW	CLF_Max	0		1=424 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0	0	0	
石炭	IGCC設備容量: < 13 GW	IGCC_Max	0		1=11 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0	0	
石油	OLF設備容量: < 20 GW	OLF_Max	0		1=156 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0	0	
LNG	LNG設備容量: < 60 GW	LNG_Max	0		1=471 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0	0	
輸入水素	HDI設備容量: < 900 GW	HDI_Max	0		1=7,096 TWh @最大稼働率0.9	0	0	0	0	0	0	
BIOF設備容量: < 4.3 GW	BIOF_Max	1		1=34 TWh @最大稼働率0.9	1	1	1	1	1	1	1	
PV	PV設備容量制約: < 689 GW	PV_Max	1		1=1,026 TWh @平均稼働率0.17	1	1	1	1	1	1	
WPon	陸上風力設備容量: < 447 GW	WPon_Max	1		1=1,099 TWh @平均稼働率0.28	1	1	1	1	1	1	
WP&off	洋上風力設備容量: < 1,093 GW	Offshore_Install	1		1=3,365 TWh @平均稼働率0.35	1	1	1	1	1	1	
PSPn	新下水導入容量: < 380 GW	PSPn_Max	1		1=1,664 TWh @最大稼働率0.5	1	1	1	1	1	1	
BAT	松雷電池タンク容量: GWh	BATP_Tank_Max	20,000		GWh (松雷電池生産@2030~20 GWh)	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	
	松雷電池タンク容量: < 1800 GW	BATP_Inv_Max	1		1=7,884 TWh @最大稼働率0.5	1	1	1	1	1	1	
	リイオン電池タンク容量: GWh	BATL_Tank_Max	20,000		GWh (リイオン電池生産@2030~100 GWh)	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	
	リイオン電池タンク容量: < 1800 GW	BATL_Inv_Max	1		1=7,884 TWh @最大稼働率0.5	1	1	1	1	1	1	
水素	水素タンク容量: GWh	HD_Tank_Max	347,000		GWh (20 MTH <sub>2</sub> =667 TWh × η0.52@33.3 kWh/kgH <sub>2</sub> )	0	0	0	0	0	0	
	HDI設備容量: < 1800 GW	HDI_Max	1		1=7,884 TWh @最大稼働率0.5	0	0	0	0	0	0	

<sup>9)</sup> <https://www.gams.com/mccarlGuide/guss.htm>

### ③ Data\_Index.xlsx の変更

計算毎にパラメータを変更するために、設定パラメータの変数宣言（Scenario\_Parameter）と基本モデルに対する紐づけ（Scenario\_Dictionary）、および読み込み用のインデックス（Scenario\_Dict\_Index）のシートを追加。また、これまで Calicuration で入っていたスカラー値は、Equation（方程式）で入力する必要があり、これに合わせてセットの定義も増えたので、モデルの規模は若干大きくなった。詳細は、Data\_Index.xlsx を確認されたい。

Data_Index.xlsx - Excel			
ファイル	ホーム	挿入	ページレイアウト 数式 データ 校閲 表示 開発 Acrobat 操作アシ スサイン 共有
B7			Scenario_Dict_Index
	A	B	C
1		Sheet list	
2	Scenario	Scenario_input	シナリオ（計算条件）の入力（6条件）
3		Set_and_Parameter	セットとパラメータのリストおよびアドレス
4		Calculation	シナリオ設定値の入力式
5		Declaration_Index_Variables	変数の宣言
6		Declaration_Index_Equation	方程式の宣言（含む目的関数）
7		Scenario_Dict_Index	GUSS用セット・パラメーターのリストとアドレス
8		Scenario_Dictionary	GUSS用設定の辞書
9		Scenario_Parameter	GUSS用パラメーターの宣言と基本設定への紐づけ
10		Post_Solve_Parameter	解析用パラメータの宣言
11		Post_Solve_Calcuratuion	解析用変数からデータへの導出式
12	Variables_to_Analyze	解析用変数の宣言	
13	Result_Index	解析用データリスト	
14	Data	Region_Set	地域と広域（償性力制約用）
15		PG_Set	発電方式とそのグループ（セット）定義
16		Trans_Cap	連系線容量の基準値
17		Trans_Loss	連系線および域内の伝送ロス
18		Trans_Length	連系線で接続する距離（各地域の中心間の距離）
19		Plant_Capacity	各電源の最大出力容量＝賦存量（GW）
20		VRE_Adjust	太陽光と風力の年間データと賦存量の調整
21		Demand_Data	各地域の電力需要年間データ（GW×8,760時間）
22		PV_Data	各地域の太陽光発電年間データ（GW×8,761時間）
23		WP_Data	各地域の風力発電年間データ（GW×8,762時間）
24		Str_Sys_Para	蓄電システム用パラメータ
25		Util_Max	年間最大稼働率
26		Int_Conv_Eff	内部発電効率
27		InHouse_Rate	所内率
28		Unit_Fix_Cost	固定費単価（円/W/年）
29		Unit_Fuel_Cost	変動費単価（円/kWh）
30		Carbon_Content	CO <sub>2</sub> 排出率（kgCO <sub>2</sub> /kWh）
31		Upper_Lower_Lim	出力制御範囲（変動率）

Sheet\_list

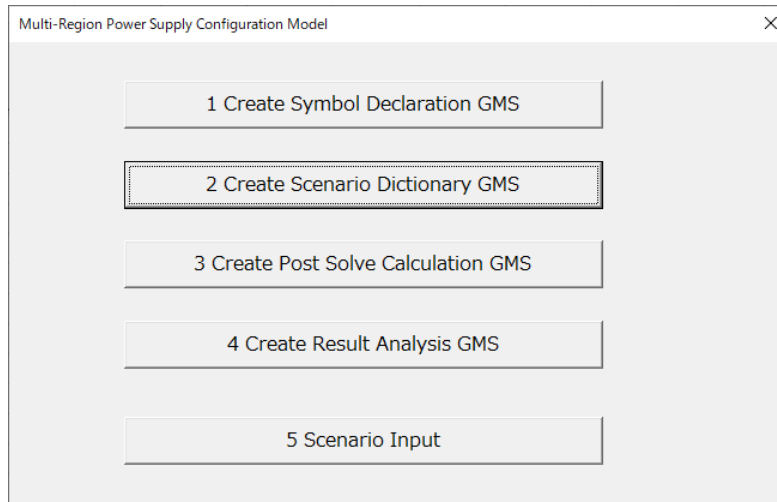
Scenario\_input

Set\_and\_Parai ...

100%

④ Senario\_Dictionary.gms の作成

Each\_Solve\_Calculation.gms に代わり、Senario\_Dictionary.gms を作成する。



⑤ その他

- Symbol\_Declaration.gms を run して計算を実行することは、変更なし。
- Result\_Analysis.gms を run して Result.xlsx に集計結果が反映されることも変更なし。
- Result.xlsx の Summary ページはシナリオ設定に合わせて、体裁変更

⑥ 結果

- 計算結果は基本モデルと一致
- 計算時間は run 毎のモデル再定義がないこと、さらに基本計算をスキップ（Scenario\_input にて SkipBaseCase に 1 を入力）することで、トータル半減する。
- 電力需要の依存性など、連続する計算を実施する際は、より有力なツールとなる。

以上