

戦略調査セミナー

『第4世代国際フォーラム(GIF)における 経済性評価モデルの開発』

平成20年2月14日

次世代原子カシシステム研究開発部門
サイクル解析グループ
小野 清

目次

1. 第4世代国際フォーラム(GIF)について
2. 経済性モデルWG(EMWG)について
3. G4-ECONSコードの概要
4. 日本的高速炉(JSFR)を対象とした試算結果
5. 今後の予定

GIF (Generation IV International Forum)の概要

GIFについて

○ 目的、概要

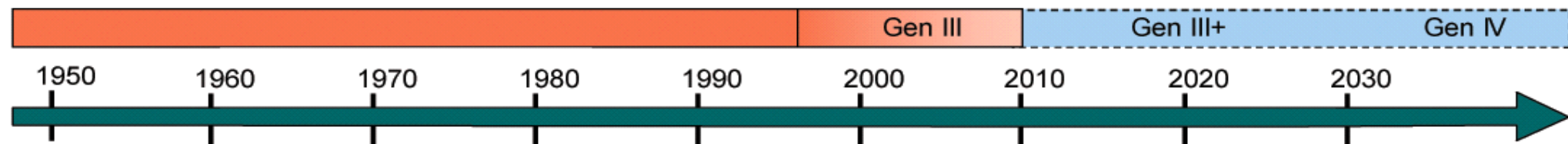
第4世代原子力システムは、持続可能性(燃料の効率的利用、廃棄物の最小化)、経済性(ライフサイクルコストの優位性)、安全性／信頼性(安全／信頼できる運転、敷地外緊急時対応の不要)、及び核拡散抵抗性と核物質防護の4つの目標を満足する原子力システムであり、この開発プログラムを国際的な枠組みで推進する。

○ 参加国:12ヵ国1機関

アルゼンチン、ブラジル、カナダ、中国、フランス、日本、韓国、ロシア、南アフリカ、スイス、英国、米国、EU

平成19年7月27日

第4世代原子炉システムとは



第1世代

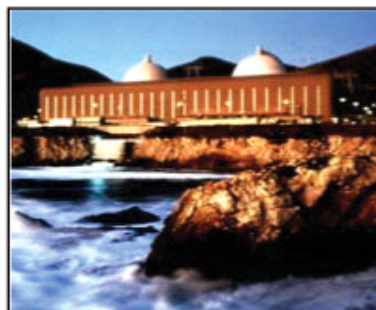
初期のプロトタイプ炉



- シッピングポート
- ドレスデン, フェルミ 1
- マグノックス

第2世代

商業炉



- LWR-PWR, BWR
- CANDU
- AGR

第3世代

改良型軽水炉



- A BWR
- System 80+
- EPR

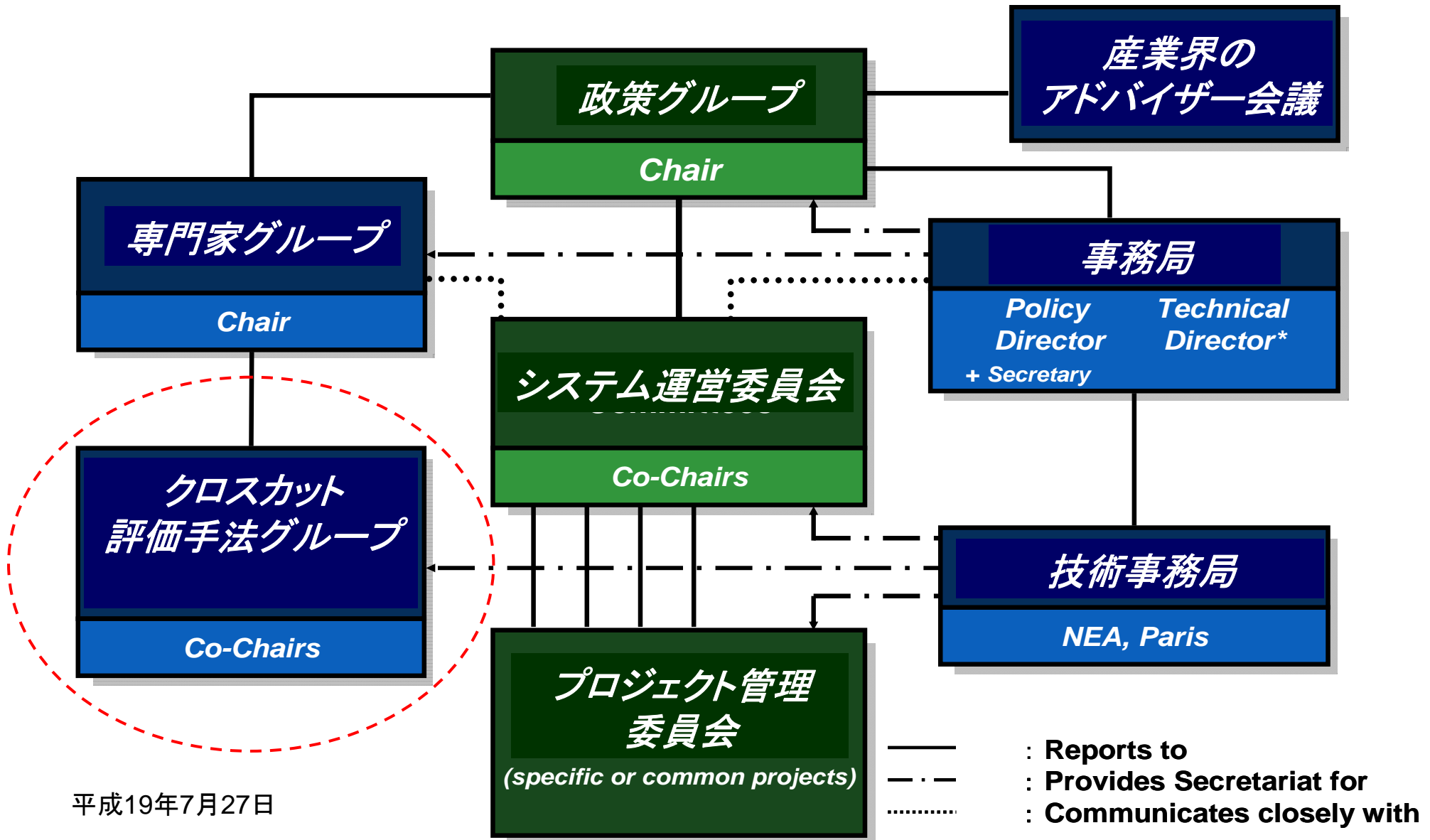
第3世代プラス

近未来の導入を
にらんで経済性
向上を目指した革
新的な設計

第4世代

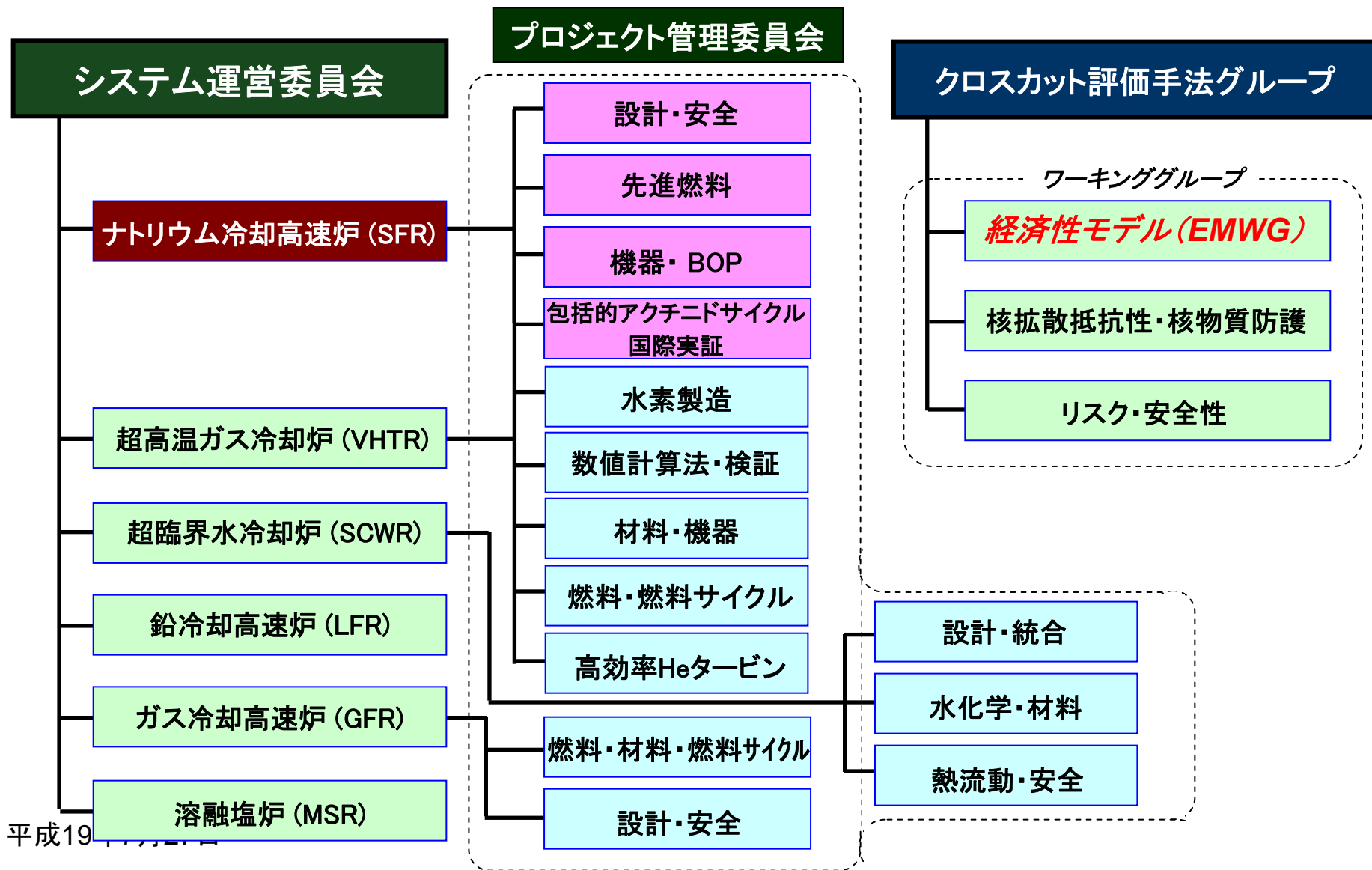
- 高い経済性
- 安全性の強化
- 廃棄物の最小化
- 高い核拡散抵抗性

GIFの運営体制



平成19年7月27日

GIFの組織



経済性モデルWG (EMWG) の目的

- ◆ GIFの立てた目標に沿って、Gen- IV(第4世代原子力システム)の対象とする原子力システムの経済性評価を行うために必要な『統合経済性評価モデル』を開発する
- ◆ 完成したモデル、マニュアル、サンプル計算結果をGIFの政策グループ、システム運営委員会などに提供する
- ◆ 最終的に各Gen- IV候補概念(SFR、VHTR、SCWR、...)の設計評価グループが、本モデルを用いて一貫性があり透明性の高い経済性評価を行う(各候補概念間の正当な比較評価のため)

経済性モデルWGの活動状況

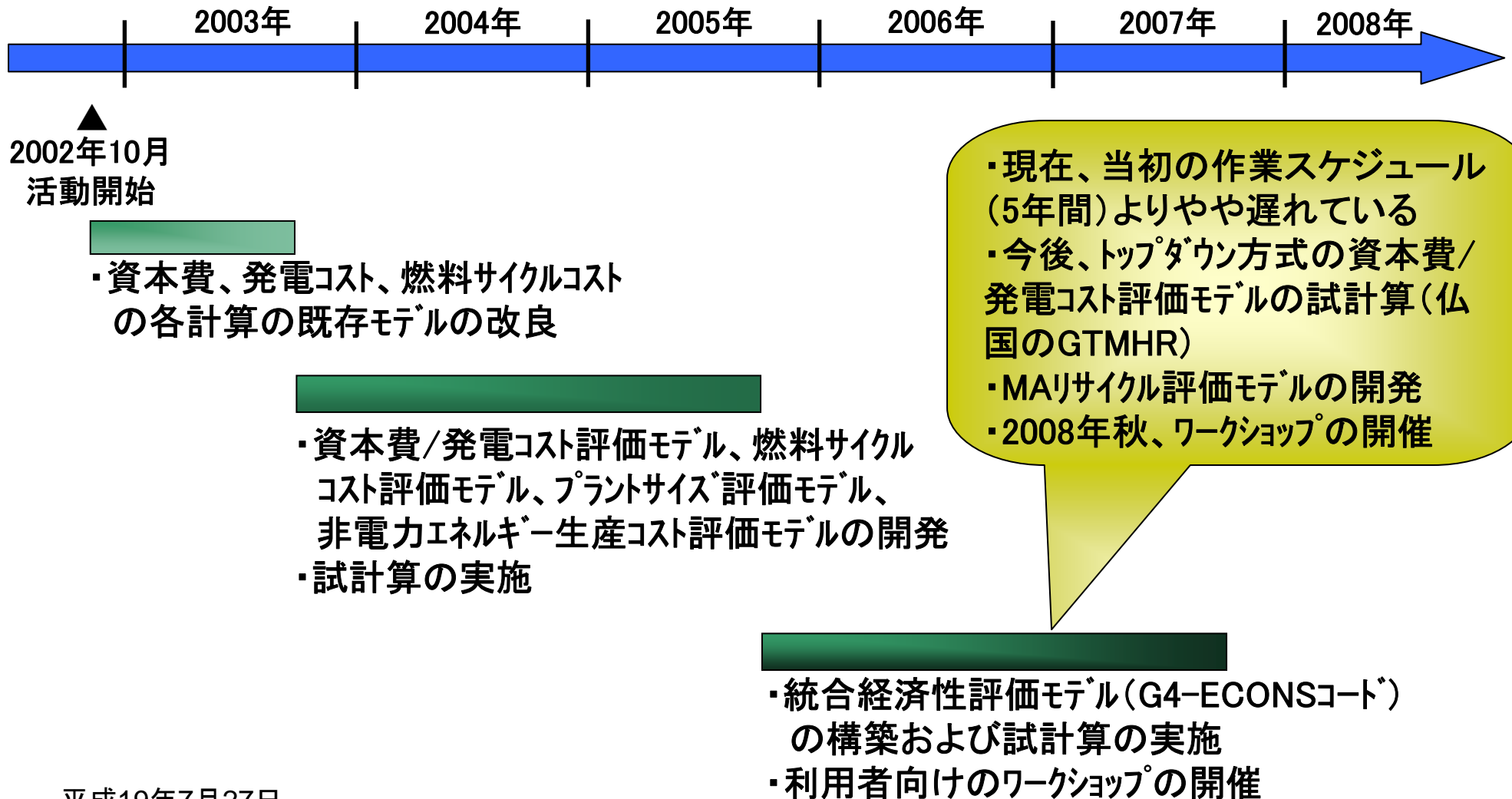
- 2002年10月に活動を開始
- 2003年2月に第1回ワーキンググループを開催。年に4回程度の頻度で実施し、これまでに19回開催
- 参加国は、EU、IAEA、カナダ、フランス、日本、韓国、英国、米国。事務局はOECD/NEA
- 毎年、活動計画および成果をGIFの「専門家グループ」に報告



2004年5月に大洗で行われた第7回WGの様子

経済性モデルWGの活動スケジュール

EMWGについて



平成19年7月27日

経済性モデルWGの成果物

EMWGについて

ユーザーマニュアル並びにG4-ECONSコードは近日中に一般公開される予定


GIF/EMWG/2007/005

User's Manual for G4-ECONS Version 2.0
A Generic EXCEL-based Model for Computation of the Projected Levelized Unit Electricity Cost (LUEC) and/or Levelized non-Electricity Unit Product Cost (LUPC) from Generation IV Systems

October 25, 2007

Prepared by
**Kent Williams, Oak Ridge National Laboratory, United States, and
 Keith Miller, NexiaSolutions, United Kingdom**

For
**The Economic Modeling Working Group
 Of the Generation IV International Forum**



Printed by the OECD Nuclear Energy Agency
 for the Generation IV International Forum

EMWG G4-ECONS USERS' MANUAL 1

Strategy Matrices : G4 ECONS Version 2.0 Beta 2				CURRENT REACTOR STRATEGY IN USE 1	CURRENT APPLICATION STRATEGY IN USE 1
Up to 25 reactor strategies (cases)					
Reactor Strategy Index	Title	Open Cycle	Partially Closed	Totally Closed	
REACTOR		FuelCycleCode = 1	FuelCycleCode = 2	FuelCycleCode = 3	Include 1st Core
1	PWR Open (Benchmark Data) early 90s FC cost	1	0	0	1
2	PWR Partially Closed (Recycle of REPU and Pu into UOX and MOX FAs) for comparison with Strategy 1	0	1	0	1
3	JSFR Closed (Jan 2006)	0	0	1	0
4	MIT PBMR Open (HTR)	1	0	0	1
5	PWR Partially Closed (EMWG July 07 FC Cost Data & 1st Core in Capital)	0	1	0	1
6	700MWe CANDU type PHWR using NATU with continuous refueling (under dev't)	1			
7	PWR Benchmark case with 2007 cost input	1	0	0	1
8	Strategy 8				
9	Strategy 9				
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25	PWR (copy of 1) for testing I/O	1	0	0	1
		Yes = 1 No = 0			
	Notes				
		1. Only one Fuel Cycle Option per Strategy allowed.			
		2. Option to include (1) or exclude (0) the 1st Core Costs with Capitalized Costs.			
	Currently 7 App Strategies available				
APP. Strategy Index (aStrategyI)	Application Title (aStrategyIndex)	Electricity User	Heat User	Both (Heat & Electricity) User	Reactor Type
0	No non-electricity products*				
1	Desalinated water (Reverse Osmosis)	1			Any
2	Hydrogen by Electrolysis	1			Any
3	Desalinated water (Multi-stage Flash Distillation)			1	Any
4	Hydrogen by thermochemical decomposition of water (Requires HTR coolant > 850C)		1		HTR
5	Hydrogen by High-Temperature electrolysis (Requires HTR coolant > 700C)			1	HTR
6	Future Use				
7	Future Use				
	* No data set required	Yes=1			
For HEAT or BOTH applications make sure the reactor type/strategy selected in conjunction with the application provides the correct temperature match to the application. ! (e.g. some H2 production methods require temperatures beyond those available fro					

G4-ECONSの機能と概要(1/2)

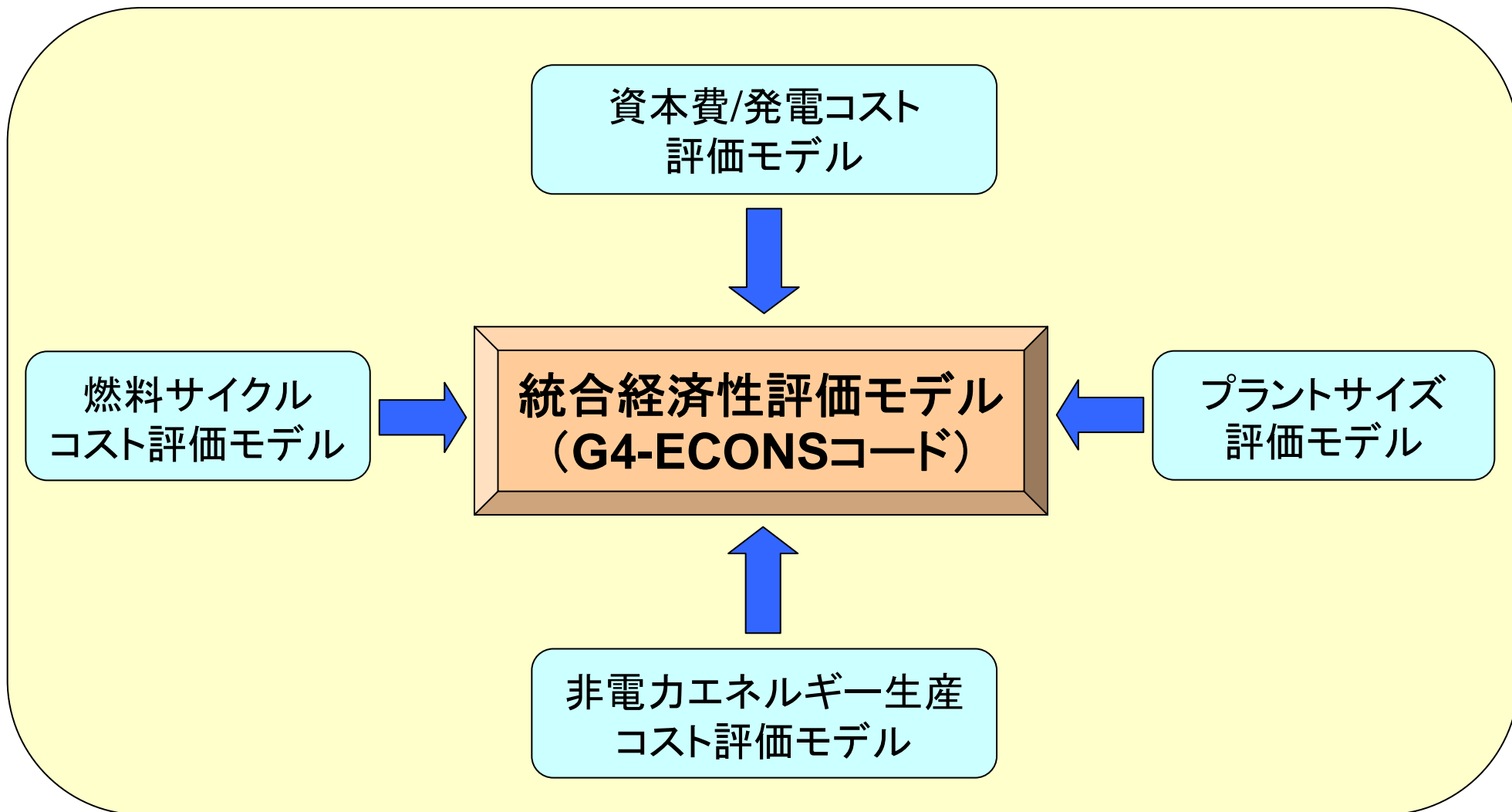
- エクセル表を用いた計算システム(Fortranバージョンも開発)
- 発電コストの計算においては、現在価値換算手法を採用
- 資本費や運転費の算出においては、網羅性および透明性の高い「*Code of Account*」法を採用
- 資本費の計算方法には、その候補概念の設計レベルに応じて、以下の2通りがある
 - ・ **ボトムアップ法**(施設設計に基づいた積み上げ計算方式)
 - ・ **トップダウン法**(既知の設備費等のコストデータに基づく概算計算方式)

G4-ECONSの機能と概要(2/2)

- 統合経済性評価モデルは以下の構成要素から成る
 - ・資本費/発電コスト評価モデル
 - ・燃料サイクルコスト評価モデル
 - ・プラントサイズ評価モデル
 - ・非電力エネルギー生産コスト評価モデル
- *JSFR*(Na冷却型高速炉、日本)、*System80+*(軽水炉、米国)、*GTMHR*(ガス冷却型高速炉、仏国)を対象に試計算を実施

統合経済性評価モデル(G4-ECONS)の構成

G4-ECONS



G4-ECONSの各評価モデルの相互関係

G4-ECONSコード バージョン2.0(2007年10月現在)

原子炉入力データ

運転性能データ →
 建設費データ →
 運転費データ →
 燃料サイクル費データ* →
 廃止措置費データ →

**資本費/発電コスト
 評価モデル
 (G4-ECONS-R)**

* 各燃料サイクル単価

エネルギー(熱、電力、両方)
 およびエネルギー単価

施設入力データ

運転性能データ** ←
 建設費データ ←
 運転費データ ←
 廃止措置費データ ←
 製品単価 →

**非電力エネルギー
 生産コスト評価モデル
 (G4-ECONS-APP)**

** 単位生産物当りの投入エネルギーデータも含む

燃料サイクル施設入力データ

運転性能データ →
 建設費データ →
 運転費データ →

**燃料サイクルコスト
 評価モデル
 (G4-ECONS-FCF)**

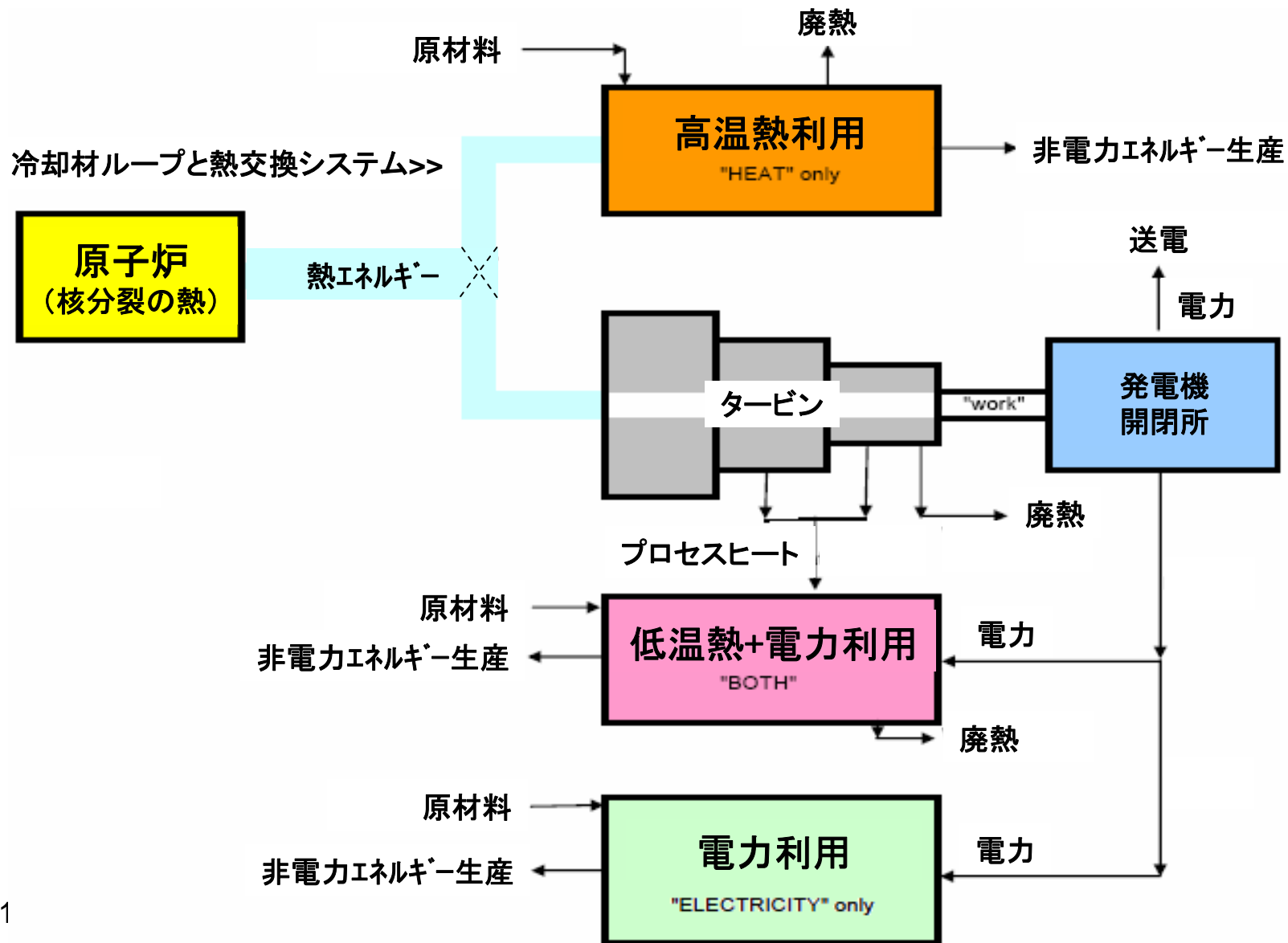
各燃料サイクル単価

Code of Account の例

G4-ECONS (Generation IV Excel-based Calculation of Nuclear Systems)								
WORKSHEET NAME: COA and Capital Input Summary (Used for all FC Codes 1, 2, or 3)								
Strategy\			Case:	Sys80+ PWR using LEUO2 (repository disp of spent fuel)				
1			not used for this case	"Burdened" Craft labor	not used	\$/hr (Jan 2001)		
REACTOR COST DATA			Jan 1987 to Jan 2001 escalation factor: All Costs in \$M					
Old EEDB Acct #	Mod IAEA Acct #	New EMWG Acct	Description	Factory equipment costs (\$M)	Site labor hours (person-hours)	Site labor cost (\$M)	Site material/commodity cost (\$M)	
Sys80+ PWR using LEUO2 (repository disp of spent fuel) 2001\$ BASE								
1 Capitalized Pre-construction Costs (subtotal accts 11-19)								
10 series								
20	20	11	Land and land rights					
		12	Site permits					
		13	Plant licensing					
		14	Plant permits					
		15	Plant studies					
		16	Plant reports					
		17	Reserved for other activity as needed					
		18	Reserved for other activity as needed					
		19	Contingency on 11-18 above					
2 Capitalized Direct Costs (subtotal accts 21-29)								
20 series								
21	21	21	Buildings, Structures, & Improvements on Site					
22	22	22	Reactor Plant equipment					
23	23	23	Turbine/Generator Plant equipment					
24	24	24	Electrical equipment					
25	25	25	Water intake and heat rejection plant					
26	26	26	Miscellaneous plant equipment					
27	27	27	Special materials					
28	28	28	Simulator					
29	29	29	Direct Cost Contingency					

平成19年7月27日

非電力エネルギー生産モデルの対象(1/2)



非電力エネルギー生産モデルの対象(2/2)

■ 水素製造について

- ・水電気分解法
- ・熱化学法など

■ 淡水化について

- ・逆浸透法
- ・多段フラッシュ法など

Required Information from Reactor Portion of G4-ECONS:		Net Electric Cap (Mwe)	Capacity Factor	Thermodynamic Efficiency for electricity production	Project Life in yr	BE SURE REACTOR GOOD MATCH STRATEGY (TEMPERATURE)
Reactor Description/STRATEGY:						
10-module PBMR sample calculation BASE <small>Red characters represent inputs to reactor model</small>		Discount rate	Constr Period (yr)	LUEC (mills/kwe hr)	Reactor Strategy #	Annual heat gen (kw)
Application Strategy # and Description: >>>		4	Hydrogen by thermochemical decompos			
Nuclear HEAT Application: Name >>>			Thermochemical Hydrog			
Calc of Application Unit Cost Using G4-ECONS Lev Cost Method						
Energy type required by application	HEAT	<< IF NOT "HEAT", IGNORE THIS WORKSHEET!! GO TO APPROPRIATE TAB		Hydrogen by therm		
Time required to design, construct, and start-up application facility	yrs			Front-end Capitalized Costs		
Average quarterly payment during D/C/S if uniform cash flow	\$M/qtr			(COAs per Table F1		
Quarterly discount rate for "S-curve" IDC calculation	/qtr			D10 Series Capitalized Pre-con		
Total capitalized cost (incl IDC)	\$M			D11 Land and Land Right		
Application direct cost per kilowatt (th) on installed available cap	\$/kW(th)			D12 Site Permits		
Production capacity (INPUT)	Mm3 H2/y			D13 Plant Licensing		
Capacity factor (assume same as reactor)				D14 Plant Permits		
Annual production	Mm3 H2/y			D15 Plant Studies		
Specific thermal power consumption (INPUT)	kw(th) hr/m3 H2			D16 Plant Reports		
Annual thermal energy required from reactor	kw(th)hr/yr			D19 Contingency on D11		
% of annual thermal power from reactor				D20 Series Capitalized Direct (
Reactor thermal capacity required to support application	MW(th)			D21 Structures and Impr		
Cost per kwh(th) from reactor (heat cost based on electric equiv)	mills/kw(th)h or \$/Mw(th)h			D22 Not applicable		
Cost per kwh (CKWH) from reactor	mills/kw(e)h or \$/Mw(e)h			D23 Process equipment		
Economic life of application for cap recov (= production life)	yr (same as reactor)			D24 Electrical Equipment		
Ave Annual Capital Replacement rate as % of TCIC				D25 Heat Rejection/Cool		
Ave annual non-power O&M cost for application	\$/yr			D26 Misc. Plant eqt		
Ave annual electric power cost for application	\$/yr			D27 Special Materials		
Ave annual capital replacement cost for application	\$/yr			D28 Simulator (if needed)		
Total Annual Production cost incl electricity purchase	\$/yr			D29 Contingency on D21		
Annual Capital Amortization (levelized) based on:	\$/yr			D30 Series Capitalized Indirect		
Discount rate of	/yr (same as reactor)			D31 Field Indirect cost		
				D32 Construction Superv		

平成19年7月27日

水素製造コスト計算シートの例

日本のJSFRを対象とした試算結果(1/3)

Case: JSFR Sample Calculation/ June ,2006 (Closed cycle)

Strategy 3

Worksheet name: LUEC Summary

Total Reactor and Fuel Cycle System

Summary of Model Results

Discount Rate = 2.00%

	Annualized Cost in \$M/Year	Mills/kwh or \$/MWh
Capital (Including Financing)	72.60	6.11
Operations Cost	88.64	7.46
Fuel Cycle - Front End	19.71	1.65
Fuel Cycle - Back End	66.85	5.62
D&D Sinking Fund	5.14	0.43
TOTAL LUEC	252.93	21.27

日本のJSFRを対象とした試算結果(2/3)

	Gen-IV G4-ECONS Code cal.	FCC-EX cal.for comparison	Final Report of the FS Phase-2
Discount Rate (%)	2	2	2
Interest during construction (%)	2	2	2
Lead / Lag time (year)	N A	0	Considered
Method of Depreciation	Capital recovery method	Capital recovery method	Const. Ratio
Operational Period (year)	60	60	60
Depreciation Period (year)	60	60	16
Depreciation residual value (%)	N A	N A	10
Ratio of fixed assets tax (%)	N A	0	1.4
Interest on depreciation residual value (Ratio of business fee) (%)	N A	N A	2
Loss of fuel fabrication (%)	N A	0	0.1
Period of decommission fee saving (year)	60	60	60
Ratio of decommission fee saving (%)	2	2	2

Mills/kWh or \$/MWh

Component	G4-ECONS Code	FCC-EX ^{*1}	Final Report of the FS Phase-2
Estimated year (year)	2005	2005	2005
Capital Cost incl. Financing	6.11	5.94	6.44
D&D Cost	0.43	0.43	0.43
Operations Cost	7.46	7.33	7.31
Front-end Fuel cycle	1.42	1.46	1.50
Back-end Fuel Cycle	4.85	5.09	2.99
First core fuel front-end Cost^{*2}	0.23	0.23	0.41
First core back-end Cost^{*2}	0.78	0.81	0.88
Totals	21.27	21.30	19.96

*1 Each cost is individually indicated for comparison.

*2 "FCC-EX" and "Final Report of the FS Phase-2" count the cost of initial core fuel as a part of fuel cycle cost. "G4-ECONS Code" has a option to select whether it is included in the capital cost or in the fuel cycle cost. It is considered as a part of fuel cycle cost in this table.

日本のJSFRを対象とした試算結果(3/3)

- 初装荷燃料の取扱い等に違いがあるものの、同じ前提条件下では、G4-ECONSとJAEA所有のFCC-EXコードの発電コストの試算結果は概ね一致している
- G4-ECONS は妥当なコスト評価を行っている

今後の予定

- ✓ MAリサイクルを対象とした計算モデルの追加
- ✓ GTMHR(仏国)を対象としたトップダウンアプローチの試計算
- ✓ ユーザーマニュアル等の改訂、G4-ECONSの改良
- ✓ ユーザーを対象とした使用説明会(ワークショップ)の開催