

# Future of Nuclear—Lesson from Japan

**Koichi Yamada**  
**Center for Low Carbon Society Strategy**  
**JST**

## 1. Introduction

2011年3月11日の東日本大震災による津波を契機として、福島第一原子力発電所の重大事故が発生し、原子炉の冷温停止、放射能による環境汚染浄化などには問題があり、いまだに終息に至っていない。

低炭素社会構築に向けて世界が進んでいる中で、日本は先頭集団を引っ張っていかうとしているときに東日本大震災に見舞われた。この大震災は、温暖化対策の大きな柱の一つと考えられていた原子力発電に対する世の中の考え方に大きな衝撃を与えている。

従来、日本は世界に先駆けて訪れる超高齢化社会と両立させた低炭素社会を考えていた。この二つに大震災復旧・復興という大きな課題が加わった。

原子力発電所事故の為に大量の放射性ヨウ素とセシウム (Cs) が放出され、特に Cs-137 は半減期が約 30 年と比較的長いので、福島県を中心として広範囲に住民生活、経済への影響が生じている。市民レベルにおける野菜の放射能汚染、食肉および乳製品の汚染、そして土壌、河川、海洋の汚染などに対する人々の不安は払拭されていない。この原子力発電所の事故は今後の日本、世界の原子力発電に対する考え方にも大きな影響を与えている。

この事故前後での原子力発電に対する世論の変化は Gallup International Association によると、日本では賛成が 62%→39%、反対が 28%→47%となり、賛否が逆転した。また、世界でも賛成 57%→49%、反対が 32%→43%となり、賛否の差が縮まった。

日本でもマスコミなどで調査され、上記と同様の結果が得られている。

このように、3月11日の原子力発電所の事故により、国民の原子力の安全性に対する危惧が急速に高まり、現在も原発の稼働に対して厳しい目が向けられている。このような状態では、原発の新規増設はほぼ不可能であり、既存の原発の再稼働も明快な安全基準がない限り簡単には実施できず、国のエネルギー基本計画における原子力依存度の変更が迫られている。

日本での電源構成長期計画では、原子力発電所の増設、稼働率の向上で全電力の 40% を占めるものであった。それにより電力コスト低減と共に CO<sub>2</sub> 排出量の低減も図るものであった。

このシナリオが崩れた中で今後低炭素化社会をどう進めていくのか、電源をどうするかを早期に決定せねばならない状況である。

ここでは大震災、津波の実態、津波による福島第一発電所の事故、放射能汚染の実態を記し、その状況の下で今後の日本の低炭素化への道筋、電源についてどう考えるかについて述べる。

## 2. 大震災、津波による福島第一原子力発電所の事故

### 2. 1 大震災と津波

2011年3月11日（金）午後2時46分に発生した東北地方太平洋沖地震は、牡鹿半島の東南東約130km付近の深さ24kmを震源とするモーメントマグニチュード9.0の規模であった。この地震は我が国の観測史上最大で、世界でも1900年以降4番目の巨大地震である。この地震により震源域となる長さ約450km、幅200kmの断層が東南東に最大20-30m程度移動し、宮城県北部で震度7を記録したほか、東北、関東地方一帯で震度6強から5を記録している。地震発生後には東北地方、北海道、関東地方沿岸一帯を大規模な津波が襲い、気象庁、国土地理院の観測によると高さ9.3m以上の津波が福島県相馬市で観測され、岩手、宮城、福島3県の海岸堤防約300kmのうち約190kmが全半壊したほか、青森から千葉に到る6県62市町村に東京都内JR山手線の内側面積の9倍にあたる561平方キロメートルにおよぶ浸水被害をもたらした。また、東京大学地震研究所や（財）日本気象協会の調査によると岩手県宮古市田老で37.9mの津波遡上高を確認し、宮城県石巻市では北上川沿いに河口から15kmの内陸部まで津波が遡上したことが確認されている。

9月時点での地震と津波による死者は1万5千人を超え、約4千人が未だ行方不明で、およそ8万人が避難を余儀なくされている。また、11万戸を超える建築物が全壊したほか、約3600箇所道路が損壊するなど、建築物、ライフライン施設、社会基盤施設、農林水産関係、その他文教施設などの被害は内閣府の見積りによると合わせて約16兆9千億円である。被災者の救援には警察、消防、自衛隊、海上保安庁、厚生労働省などから延べ22万人以上が派遣されたほか、巡視船艇約8千艇、航空機2千6百機などが投入されている。また、約5万戸の応急仮設住宅が建設されたほか、国家公務員宿舎や公営住宅など約6万戸が被災者の受け入れに供給されている。

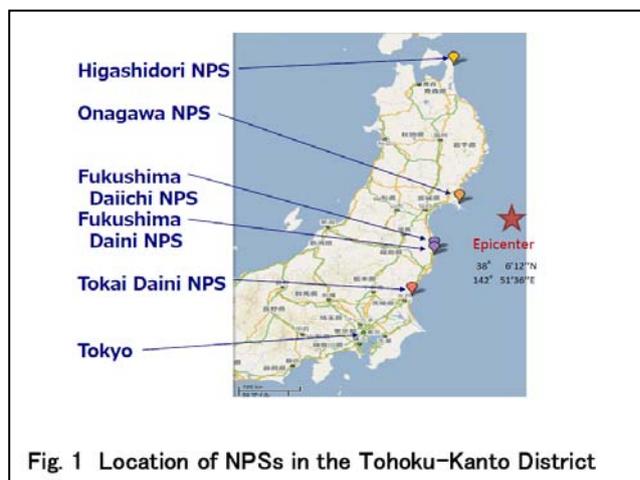
なお、163カ国・地域及び43機関から支援の表明があり、28カ国から救援隊、62カ国から救援物資、92カ国から寄付金の有難い提供があった。

### 2. 2 福島第一原子力発電所事故と周辺発電所の状況

震源地の近くの東北、関東地区にはFig.1に示すように5つの原子力発電所（NPS）があり、そこには15基の沸騰水型原子炉（BWR）がある。それぞれの原子炉の能力、運転開始時期、地震発生時の状況をTable 1に示す。

事故のあった福島第一発電所（1F-NPS）は1971年に運転開始した日本の中でも古い発電所の一つである。

その6基の原子炉はTable 2に示すように、それぞれ型式、能力などが異なり、年代とともに改良されている。



この発電所を地震が襲った3月11日14:46に稼働中の1-3号機の原子炉は自動停止した。この時、電源は停止したが、緊急ジーゼル電源、緊急冷却システムが稼働開始した。その後の15:40頃に15mの津波が発電所を襲い、緊急ジーゼル電源が停止した。

1-3号機の冷却方式の違いで経過は異なるが電源を失い、冷却機能が6-14時間止まり、3月11日から14日の間に燃料のメルトダウンが起こった。このメルトダウンにより、放射能放出、大規模な環境汚染を引き起こした。津波来襲後の状況をTable 3に示す (Summarized by H. Nariai)。

1F-NPSには定期検査中の4-6号機もあり、燃料は使用済み燃料プールに移されていた。4号機は全ての電源が停止し、燃料プールの冷却機能を失った。4号機建屋で3月15日6:00に爆発が起こった。これは3号機からのベント用パイプが4号機のそれと連結していたため、3号機からの水素がパイプを通して4号建屋に蓄積した水素爆発と考えられている。

5、6号機は緊急ジーゼル電源が稼働しており、冷却システム(RHR)が一時停止したが、数日以内に回復し、3月20日にはcold shut down状態になった。

さて、上記1F-NPS以外の震源地周辺にある4箇所のNPSにある9基の原子炉のうち、6基は外部電源が生きており、他の3基も緊急用ジーゼル電源が稼働していた。それらのうち、冷却システムが稼働していた6基は3月12日には冷温停止状態になった。他の3基は冷却システムの停止があったが修復されて、3月15日までは冷温停止状態になった。このように外部電源か緊急電源が生きていれば原子炉を冷温停止状態にすることが可

Table 1 Nuclear Power Stations Nuclear Reactors near Epicenter of the Earthquake

			automatic shut down	cold shut down
<b>Higashidori NPS</b>				
Unit	Capacity	Op. s ※		
Unit 1	1,100 MW	2005-1		
Periodical inspection				
<b>Onagawa</b>				
Unit 1	524 MW	1984-	○	○
Unit 2	825 MW	1995-	○	○
Unit 3	825 MW	2002-	○	○
<b>Fukushima Dai-ichi</b>				
Unit 1	460 MW	1971-	○	
Unit 2	784 MW	1974-	○	
Unit 3	784 MW	1976-	○	
Unit 4	784 MW	1978-		
Unit 5	784 MW	1978-		○
Unit 6	1,100 MW	1979-		○
<b>Fukushima Dai-ni</b>				
Unit 1	1,100 MW	1982-	○	○
Unit 2	1,100 MW	1984-	○	○
Unit 3	1,100 MW	1985-	○	○
Unit 4	1,100 MW	1987-	○	○
<b>Tokai Dai-ni</b>				
Unit 1	1,100 MW	1978-	○	○

※ Op. s : Operation starting year

Table 2 Generation Facilities at the Fukushima Daiichi NPS

	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	Unit 6
Electric output (MW)	460	784	784	784	784	1100
Operation starting year	1971	1974	1976	1978	1978	1979
Reactor model	BWR3	BWR4		BWR5		
PCV model	Mark-1				Mark-2	
Number of fuel assemblies in the core	400	548	548	548	548	764

Cited from Japanese government report to IAEA, June 7

Table 3-1 Sequence at Fukushima Daiichi Unit 1

After earthquake at 14:46 and Tsunami at around 15:40  
 Loss of all electric power  
 Isolation condenser was stopped at the attack of Tsunami.  
 Loss of cooling water for reactor fuels (14 hours with no cooling)  
 Loss of all terminal heat sink  
 Nuclear fuels are estimated to start melting at 17:00. (one hour and 20 min. later of the Tsunami attack.)  
 Melted fuel moved to the bottom of reactor vessel and possibly some of the fuels dropped on the dry well floor.  
 Hydrogen generated by the Zirconium-Water reaction.  
 Containment Pressure increased.  
 Wet well venting at 14:30 on March 12, and hydrogen explosion at 15:36 on March 12. Destruction of reactor building

by H. Nariai, Univ. Tsukuba

Table 3-2 Sequence at Fukushima Daiichi Unit 2

After earthquake at 14:46 and Tsunami at around 15:40  
 Loss of all electric power  
 RCIC was continued to inject the water to the fuel.  
 Loss of all terminal heat sink: feed and bleed operation  
 RCIC stopped at 13:25 on March 14. (Loss of cooling water for 6 hour and 30min., until sea water injected.)  
 Nuclear fuels are estimated to start melting at 18:00 on March 14. Melted fuel moved to the bottom of reactor vessel.  
 Containment pressure increased. Wet well venting at 11:00 on March 13.  
 Sound of explosion in the torus room of containment vessel at 6:00 on March 15. No visible damage for reactor building.

by H. Nariai, Univ. Tsukuba

能になる。

**Table 3-3 Sequence at Fukushima Daiichi Unit 3**

After earthquake at 14:46 and Tsunami at around 15:40  
 Loss of all electric power  
 RCIC was started to inject the water at 16:03 on March 11.  
 Loss of all terminal heat sink: feed and bleed operation  
 RCIC stopped at 11:36 on March 12. HPIC started at 12:35 on March 12 and stopped at 2:42 on March 13. (Loss of cooling water for 6 hour and 40 min., until sea water injected.)  
 Nuclear fuels are estimated to start melting at 8:00 on March 13. Melted fuel moved to the bottom of reactor vessel.  
 Wet well venting at 5:20 on March 14, and hydrogen explosion at 11:01 on March 14. Destruction of reactor building

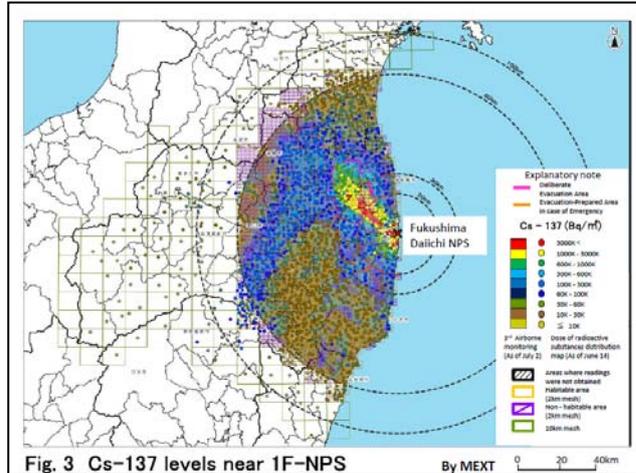
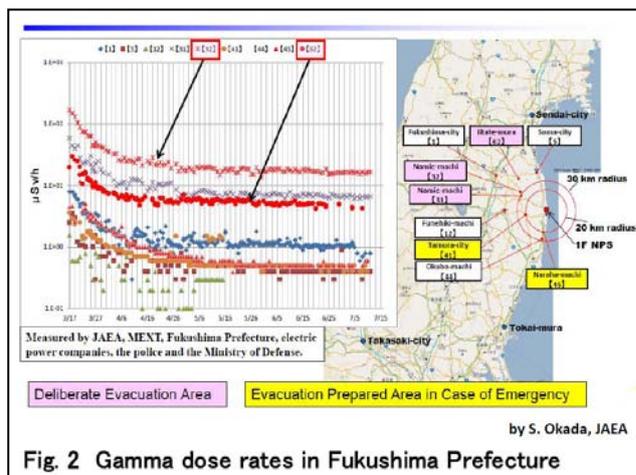
by H. Nariai, Univ. Tsukuba

### 2. 3 放射能汚染の状況

日本原子力安全保安院（NISA）の国際原子力機関（IAEA）へ提出した報告書によると今回の 1F-NPS 事故により大気中に排出されたセシウム-137 の量はチェルノブイリで排出された量の 17% であり、全放射能放出量は  $7.7 \times 10^{17}$  ベクレルでチェルノブイリの 5-6% とされている。しかし、この放射能による汚染は大気から土壌、河川、湖沼へと広がっている。また海洋への放射能汚染水の直接排出による影響も出ている。

**Fig.2** に日本原子力研究開発機構（JAEA）、文部科学省（MEXT）、福島県などが測定した福島県内のガンマー線量を示す。1F-NPS から 30km 以上離れた浪江町や飯舘村のガンマー線量は 20-30km 圏内の屋内避難地域の値より高い。これは 3月 14、15 日に起こった 1F-NPS 原子炉建屋の水素爆発、火災により排出された放射性物質が風に乗る、雨とともに地表に落ちたためであり、1F-NPS からの放射性物質挙動への風、降雨の影響を the System for Prediction of Environmental Emergency Dose Information（SPEEDI）を用いて計算した結果とも合っている（M. Chino, JAEA）

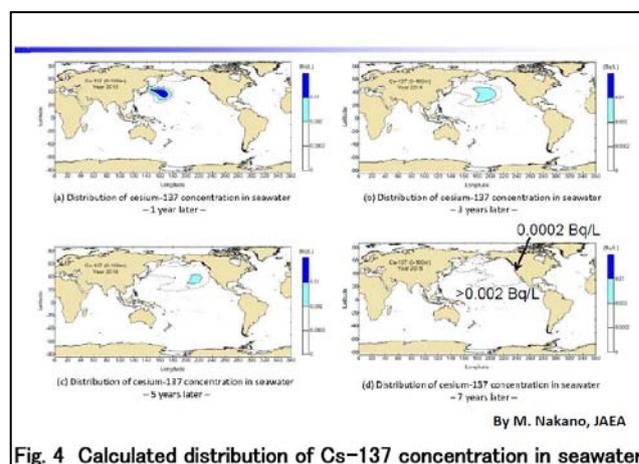
MEXT から報告された福島県内の Cs-137 の土壌濃度マップを **Fig.3** に示す。この図からも汚染の強さが事故現場からの距離だけでなく気候条件の影響を強く受けていることが明らかである。このことは 1F-NPS から遠く離れた地域で



の部分的に高い放射線の検出や、野菜などにも通常より高い放射能の検出があったことからわかる。

除染、放射性物質の処理・貯留などにより汚染被害を小さくするために、現在各地で行われている土壌、植物などの放射線測定を早急に進める必要がある。

1F-NPS から海洋へ排出された放射性物質の挙動については Simulation code LAMER を用いて計算され、Fig.4 の結果が得られている (M. Nakano, JAEA)。Cs-137 を含有する水塊が太平洋の黒潮に乗り、5 年後に米国に到着する。7 年後には太平洋のどの場所でも放射線濃度は 0.002Bq/L となり、Background 値と同じになる。



### 3. 今後の日本の低炭素化社会と電源

第2章で述べたように 1F-NPS の事故は多大な放射能汚染を引き起こし、東京圏内を含む広い範囲で住民が生活に不安感を持っている。除染についてはホットスポット、燃焼などで放射線物質が濃縮された廃棄物の処理を各自治体が実施しているが、未だ全体計画については途上である。NPS 自体の安定化も途上であり、確実な見通しが立っていない状況である。この状況は徐々に改善されて行くであろうが、時間と多大な資金が必要である。

しかし、原子力発電に関しての国民の反応は第1章の世論調査の数値からもわかるように今回の事故により賛否の割合は逆転したが、大事故、その後の放射能汚染状況を考えると大激変とまでは言えない。これは日本が何回もの台風、水害、地震、津波などの自然災害に遭ってきたが、その後に被害を抑えるシステムに改良をして、そのリスクに適応する方法で対処してきた歴史的背景があるのであろう。

今回の原子力発電システムに対しても安全対策がどこまで進むか、それは納得できるものかを見極めて見ようとの考えがあるようにも思われる。

さて、このような背景があるとしても地震、津波の被害は大きく、金額的には 20 兆円程度と言われている。原子力発電所の事故の影響を加えると、その損害額は 30 兆円を超えるであろう。このような財政負担を抱え、大震災以前の計画の内容変更も必要であるため温室効果ガス削減目標達成の時間に遅れが出ると思われる。

#### 3. 1 低炭素化への道筋

今回の大震災により日本の短中期的な低炭素化への道筋は少し変化するが、長期的に見た未来社会の姿は変わらない。

2050-2100 年に向かって徹底した低炭素化を図るためには、①：省エネルギー技術、

システムの推進、②：再生可能エネルギーの利用拡大、③：物質循環システムの拡大、の3つの分野がある。

①についてはA：火力発電、鉱石からの材料製造、二酸化炭素の分離などのように理論効率によって制限される実用効率の向上、B：自動車、エアコン、冷蔵庫などのように制限されない実用効率の向上の2種類がある。

Aの例では、火力発電の実用効率の最高値は理論値の60%程度になっており、将来値として70%は期待される。しかし、実際の発電効率世界平均値は35%以下で将来は2倍の効率向上が可能である。鉄鋼、セメント、アルミニウムなどの実際の製造エネルギー最高値は理論値の50%前後と限界に近いところまで来ている。最高値を出している技術が全世界で実用化されれば1.2-2倍に向上する。

Bの自動車の例ではプリウスに代表されるハイブリッドカーの出現により、同一重量のガソリン車燃料効率が2倍になった。エンジン効率向上、蓄電池性能向上、車体軽量化により効率はさらに2-4倍に向上することが期待できる。将来の電気自動車もガソリン車の効率の5倍以上になるであろう。日本では冷蔵庫は15年前に比べると効率は7倍も向上した。このように理論効率の制限のない対象の効率は場合によっては10倍もの向上が可能になる。主に普段の生活に使われるものが対象である。

②については水力、太陽光発電、風力、地熱、バイオマスなど多くの再生可能エネルギーがある。風力発電は立地条件によっては系統電力に太刀打ちできるコストになっている。太陽光発電は現在経済性に問題があるが、将来の効率向上、コスト低減のポテンシャルは非常に高く、2050年以降には主力発電源となりうる。2100年には日本では、これら各種再生可能エネルギーを主要電源とする必要がある。

③で鉄鋼の例を取ると、日本では鉄鋼生産量の40%近くがスクラップ鉄であり、その比率は年々高くなっている。2050年以降にはそれまでに建物、橋などとして蓄積された一部の鉄鋼はスクラップ鉄として大量に出てくるため、新しい鉄鋼の製造量は非常に少なくなる。社会が成熟すると使用鉄鋼材料とスクラップ材料の量が同程度になるので、鉄鋼製造エネルギーは極端に低下する。鉄鋼に限らず、他の材料のリサイクル率を上げることにより、低炭素化が進行する。

このように①-③を推進することにより低炭素社会構築に結びつく。2050年以降の低炭素社会への移行のために2020-2030年のエネルギーをどうするかについて、ここでは電源に焦点を当てて次章に記す。

#### 4. 日本の将来の電源構成

大震災前の計画では2030年には原子力発電電力が全電力の50%以上になる予定であった。それにより安い電力を確保するとともにCO<sub>2</sub>排出量を削減できると考えていた。このシナリオが崩れた現在、代替案を作成する必要がある。

CO<sub>2</sub>排出量の削減の見地からは電力使用量の削減、再生可能エネルギーの大規模利用、CCSの実施が考えられる。

省エネルギーとの組み合わせでの電力使用量削減、再生可能エネルギーの利用は持続性の観点から重要である。

先ず、再生可能エネルギーの例として太陽光発電を次節 4.1 で取り上げ、電源構成については 4.2 に記す。

#### 4.1 太陽光発電システム

Si 太陽電池を中心に発展してきた PV システムは性能が向上し、生産技術の水準も高まっている。生産規模は一つのプラントで年産 1GW と大きくなっており、これ以上の規模になってもスケールメリットによりコストが急激に下がることはない。それは単一製造設備の大型化が困難なことと太陽光を電気に変換する電池部材を保護、保持するガラス板やアルミ枠などのモジュール基礎部材のコスト割合が高いためである。太陽電池の発電効率を高くすると、それに反比例してそれら基礎部材のコストは下がるため、高効率化を進めることがモジュールコストのみならず架台などその他部分 (BOS) のコスト低減に有効である。

現在、太陽電池の主流は結晶型 Si であるが、それと同等の発電効率 (13%) を持つ薄膜型銅-インジウムガリウム-セレン (CIGS) 系の太陽電池も大量生産され始めた。電池材料単位重量当たりの価格は高いが薄膜であるため、電池部材としては原膜型の Si 電池部材より安く、また製膜プロセスも合理化されやすいため、開発費、管理費などを含まないモジュール製造原価は低い。Table 4 に示すように、現在でもその設備コストはほぼ

100 円/W と計算される。今後はこの系の発電効率の向上も可能であり、効率が 18% になれば、さらにコストは 75 円/W 程度に低減するであろう。Si 系太陽電池も効率向上、プロセス合理化が進み、コストは低減するであろうが、これまでの延長線上での上記 CIGS を含めて、モジュールコストで 50 円/W にすることは困難である。このコスト水準にするためには、例えば CIGS 系では他材料と組み合

わせたタンデム化により発電効率を 30% にする必要があるが、最近のタンデム化技術の進展から 2030 年以前に開発されるであろう。

これら開発状況を鑑みて作った 2030 年までのコストシナリオを Table 5 に示す。

2020 年に家庭が PV システムを購入すると、その電気代は 18 円/kWh 程度で現在の電力会社からの買価 23 円/kWh より安くなる。2030 年には 10 円/kWh 程度ま

Table 4 Cost of CIGS solar cell module

	(Present)	Near Future	Future
	CIGS-1	CIGS-2	CIGS-T
Module efficiency	13%	18%	30%
Cost (Yen/W)			
Annual expenses	12	9	7
Labor	3	2	2
Utility	4	3	2
Cell Materials	15	11	13
Module Materials	70	50	33
Total (Yen/W)	104	75	56

Table 5 Cost scenario of PV module

Year	2011	2015	2020	2030
Module	(Yen/w) 150	(Yen/w) 120	(Yen/w) 100	(Yen/w) 50
BOS ※	200	150	100	70
Total	350	270	200	120

※ BOS: Balance of System

で低下し、火力発電電力の現在の平均コスト 11 円/kWh より安くなり、経済競争力が高まる。

固定買い取り制度などの導入により市場が拡大すれば、開発も促進されて、コストシナリオの前倒しも可能になるので、PV システムの導入を積極的に進めることが経済活動の活性化に役立ち、低炭素社会構築を進める。

将来使用量が増加する CIGS や他の高効率化合物半導体の材料としてはガリウム (Ga) やインジウム (In) が多く使用されており、1kW の太陽電池にそれぞれ 20g 程度必要である。現在の Ga、In の生産量、資源量からそれぞれ 1000t/年は生産できると推定され、年産 50GW の PV システムを生産する資源量はありそうである。

今後 20~30 年はこの系の PV システムの生産を拡大していても資源的に問題はないであろうが、その後は集中光発電方式をとらない場合は Ga や In 以外の材料を主に使うシステムにする必要がある。発電効率 40%以上の PV システムの開発を進めるために、資源問題や安全性に問題のない無機材料や耐久性有機材料を用いたタンデム電池など、挑戦する価値のあるテーマが多くある。

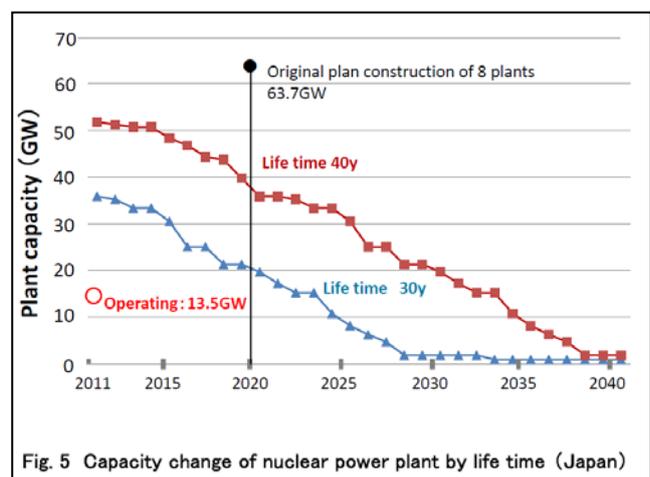
なお、PV 電力が全電力の 20%を超えると安定的な電力供給のために蓄電設備が必要になる。そのように大量に太陽電池などの再生可能エネルギーが導入されるのは 2030 年以降と考えられる。それまでにはまず蓄電池の大幅な性能向上、コストダウンを進めねばならない。そして安定電力供給と共に省電力を進めるために、蓄電池、電気自動車、スマート家電等を組み合わせ、それらを組み込んだスマートハウス、スマートシティを作っていく等、多くの新しいシステムを導入していく必要がある。

#### 4. 2 今後の電源構成と低炭素化

原子力電力のコストは各種電源の中で最も低い 6 円/kWh とされているが、今後、安全性を高めていくためのコストやライフサイクルコストを見直すと高くなることは間違いない。

2009 年に立てられた電源構成計画では NPS の増設と稼働率向上が大きく取り入れられていた。再生可能エネルギー比率も徐々に上げようというものであった。しかし、1F-NPS の事故は世界の原子力発電に対する考え方を大きく変えている。大震災前の日本の CO<sub>2</sub>削減対策の大きな柱であった原子炉の増設、稼働率向上の計画は大きく変える必要がある。国民の大多数の意見は原子力電力を徐々に減少させていく方向に行くというものである。しかし、どのような速度で削減し、電源構成をどう変えていくかの具体的な計画は立っていない。

当面、2020 年までの電源見通しを立てる必要がある。Fig.5 に大震災前の増設計画値と現存する原子炉の寿命を



40、30年にした場合の残余設備容量の経年変化を示す。2020年時点の計画設備容量は63.7GW (6.37X10<sup>10</sup>W)であった。今後新設のない場合は58.4GW、そこから1F-NPS1-4号機と浜岡NPS1・2号機を差し引くと47.0GWとなる。現在(2011年8月18日)は15基の原子炉が稼働し13.3GWを発電している。定期点検中のNPSが順調に立ち上がっていくのか、部分的なものになるか、また計画中の新しい原子炉の建設をするのかの判断は、中長期的な電源構成計画に大きな影響を与える。政府は稼働基準を皆が理解する明確なものにし、安全、経済、環境の観点からの総合的な判断から可否を決定することが大切である。

大震災前の2020年計画(ベースケース)での原子力発電能力63.7GW、稼働率が85%の場合、その年間発電量は470TWhとなり、全電力1180TWhの40%になっていた(ベースケース)。この計画がどのように変わるかを8つのケースについて全電力費とCO<sub>2</sub>排出量を算出した。その結果をTable 6に示す。

**Table 6 Case study of power source, electric power cost and CO<sub>2</sub> emissions in 2020 Japan**  
Case3,4 can be adapted?

Case	Annual electric power (TWh/y)					Electric power costs (10 <sup>12</sup> Yen/y)	CO <sub>2</sub> emissions (Mt/y)
	Nuclear power	Thermal power	Hydraulic power	Renewable power	Total		
1 (Base)	470	570	80	60	1180	11.6	420
2	270	770	80	60	1180	12.7	560
3	270	580	80	70	1000	10.8	430
4	150	700	80	70	1000	11.4	510
5	150	570	80	200	1000	12.9	420
6	0	850	80	70	1000	12.3	620
7	0	730	80	190	1000	13.6	540
8	0	570	80	350	1000	15.5	420
9	0	260	80	660	1000	19.2	210

Electric power costs were calculated based on costs of NP, TP, HP and PV of 5.9, 11.4, 11.9 and 23 yen/kWh, respectively  
Base Case: Planned for 2020 in 2009

2020年の発電量はベースケースと同じ場合(ケース1、2)とそれより15%削減した1000TWh(ケース3-8)に分けた。原子力炉についてはその寿命を40年、30年、0(全廃)した(ケース2-8)。再生可能エネルギーベースケースより10-290TWhの範囲で増加させた場合を設定した(ケース3-8)。

発電量を15%削減したケースを入れたのは今夏の東京電力管内での節電対策が成功した実績を考慮したためである。今年も多く原子力発電所の停止のため発電量が減少し、電力不足の状況で暑い夏を迎えて特に東京電力管内の電力不足が心配された。

大口電力使用制限や家庭での節電等により、昼間の暑いときに現れる電力使用量のピーク値を20%以上削減し、緊急停電を回避できた。ベースケース全電力量1180TWhの85%である1000TWhに減少させたケース3では、この減少分を原子力電力の計画値から差し引いた290TWh(38.9GW)が原子力電力の必要量となる。このように原子力発電設備能力を38.9GWに下げても、電源からのCO<sub>2</sub>排出量は計画値(420Mt)とほとんど同じである。CO<sub>2</sub>排出量を増加させることなく、さらに原子力発電量を減少させるにはその減少分を再生可能エネルギーで代替するか、火力発電所にCO<sub>2</sub>回収・貯留システム(CCS)を付加せねばならない。ここでは先ず産業活性化への波及効果、技術進歩状況を考えて、再生可能エネルギーとしてPVによる代替を選択した。

Table 6から単に原子力炉を40年の寿命で停止すると、当初の計画であるベースケースに比べて年間の電力費が1.1兆円、CO<sub>2</sub>排出量が140Mt増加する。しかし節電により必要電力量を減らすと電力費は0.8兆円減少し、CO<sub>2</sub>排出量は10Mtしか増えない(ケース3)。原子力炉の寿命を30年とすると、電力費の減少が0.2兆円、CO<sub>2</sub>排出量は90Mt増加となる。原子力発電を廃止してCO<sub>2</sub>排出量をベースケースと同じにするにはPVを320TWh(320GW)にせねばならず、電力費も3.9兆円と大きく増加する。

Table 6に示したケースやその中間のどのオプションを選ぶかの大きな決定要因は当

然のことながら原子力発電をどうするかである。国民の大多数は原子力発電の依存度を徐々に減らしていこうというものである。しかし、それはいつまでにどのくらいと減らすかについての定量的なものではない。現存する原子力発電所の安全度、将来の安全強化推進可能性、その立地場所での天災状況はどうか等が明確になれば選択幅も絞られてくる。

現在の状況ではケース 3 を中心に検討を進めて行くことが現実的と思われる。

## 5 まとめ

大震災、それによる NPS 事故、放射能汚染、今後の電源について述べた。

今回の大震災で人間は過去のことを忘れやすく、固定概念にとらわれることが大災害に結びつくと思知らされた。

人間活動に必須の電力の源として大震災前は安価で CO<sub>2</sub> 排出量の少ない原子力を考えていた。しかし、大震災後の今は原子力発電依存度を減少させて行くことが大多数の国民の意向になった。CO<sub>2</sub> 排出量を削減できる電源として再生可能電力の導入をこれまで以上の速度で導入する必要が出てきた。

我々はこれまで好きなだけ電気を使えるものだと考えてきたが、大震災後の NPS の停止によりその考えは変わった。通常なら夏には電力供給量が不足すると予想されたが、皆が節電の重要性を理解し、行動も取ったため予想以上に電力は余った。また、省エネ家電や非常に高価な蓄電池の購入など新しい動きが出てきた。このように省エネ、安定電源確保に新しい価値を見いだした社会が生まれたことは経済発展を促す契機となる。このような変化の中で将来の電源を考えるためにいくつかのケーススタディーを行った。原子力電力割合を減らしても、CO<sub>2</sub> 排出量は増加せず、経済的な負担も少ない案もあり得ることがわかった。