

ドイツと日本の グリッド運用の相違

2015. 12. 17

京都大学特任教授
内藤克彦

再エネインテグレーション の特徴



Renewables share in gross electricity consumption



Overall target corridor

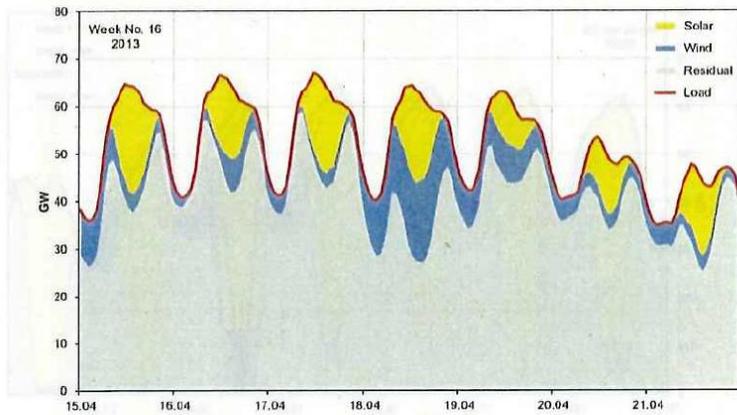
- In 2025: between 40% and 45% RES-E
- In 2035: between 55% and 60% RES-E

Capacity additions

- **Onshore wind and PV** 2 500 MW (2.5 GW) per year each
- **Bioenergy** 100 MW per year
- **Offshore wind** 6.5 GW by 2020, 15 GW by 2030

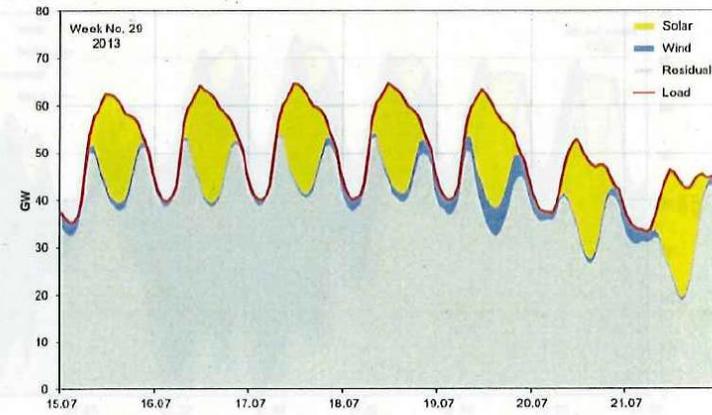
Focus on Wind and PV as most cost-effective solutions

The new power market structures
A windy and sunny week in Germany - 2013



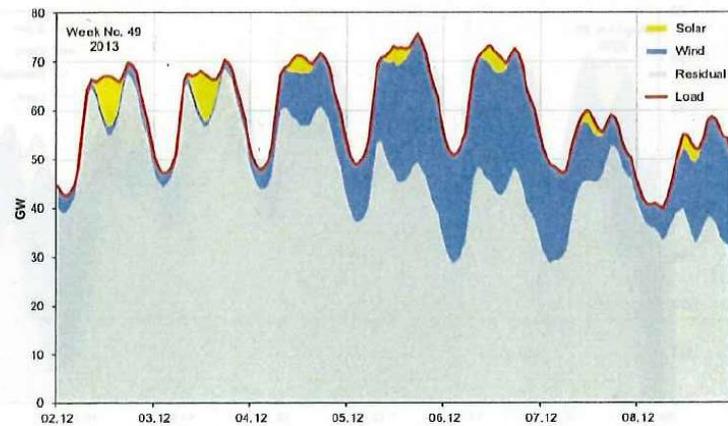
Öko-Institut 2014

The new power market structures
A sunny week in Germany - 2013



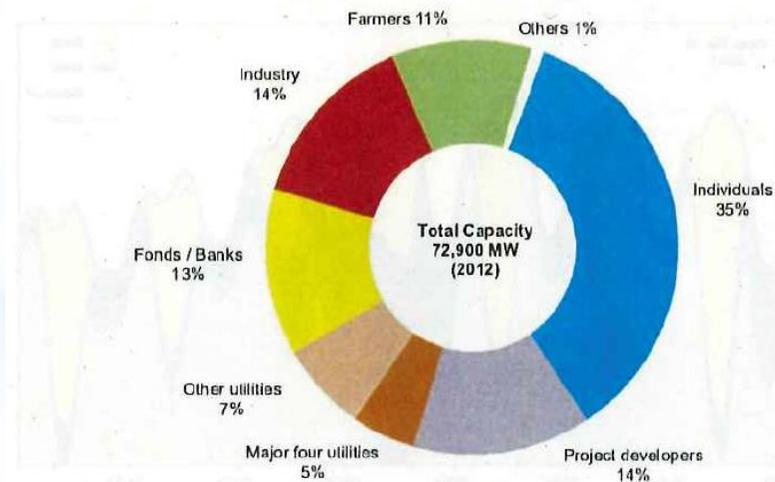
Öko-Institut 2014

The new power market structures
A windy week in Germany - 2013

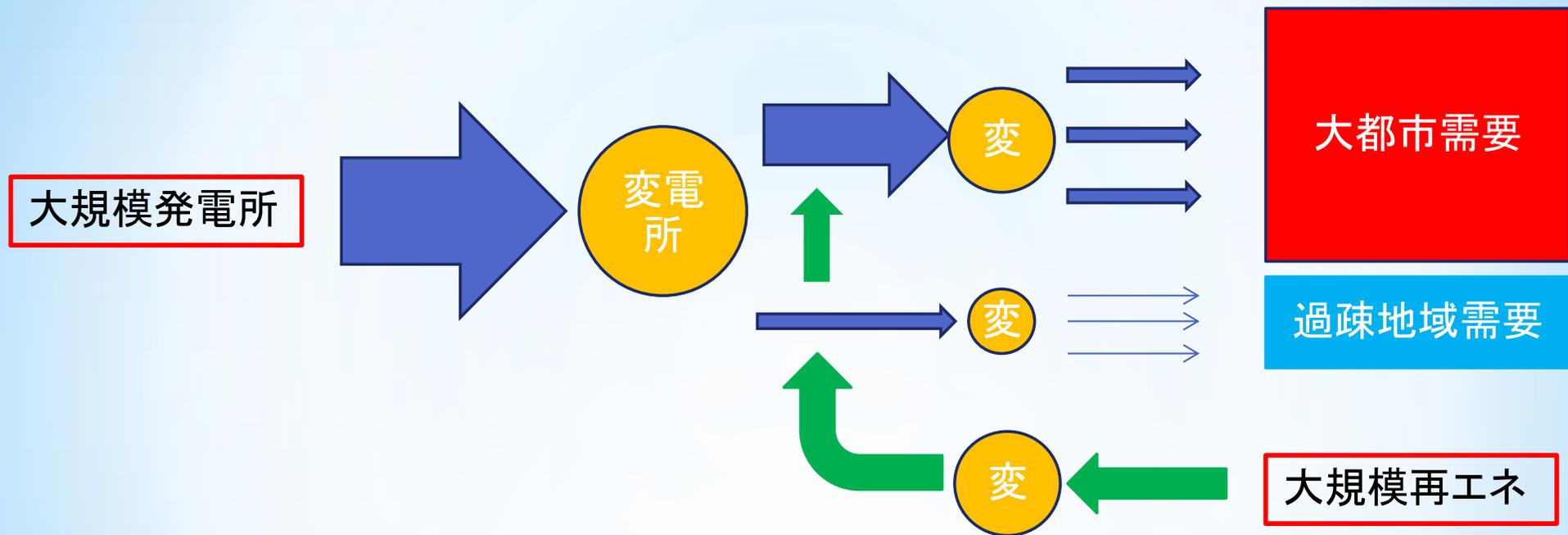


Öko-Institut 2014

Expansion of power generation from renewables
New structure of players & the need for coordination



trend:research 2013



○再エネ適地は、過疎地域が多い

○電力の大消費地域は都市地域

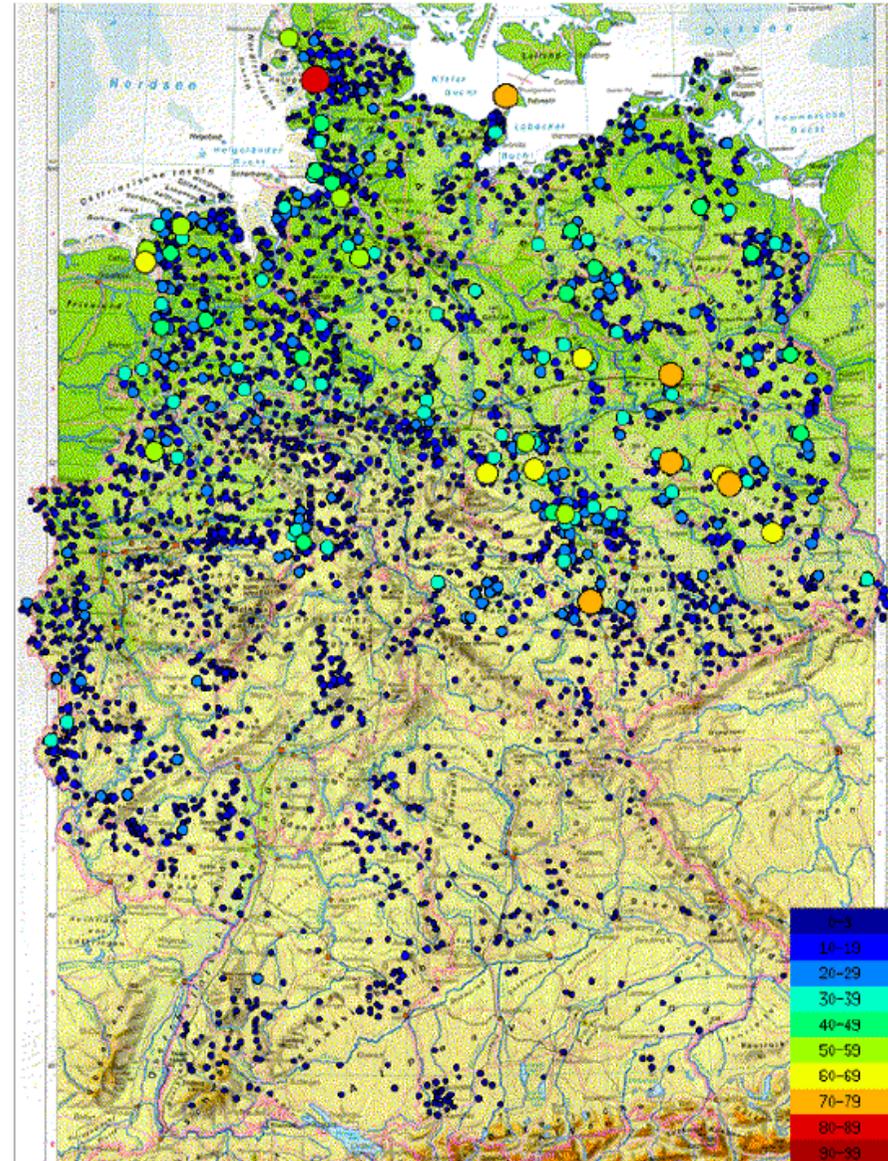
○再エネは広域に多数分散

Spatial Distribution of Wind in Germany

Totally installed Capacity: ~ 34.5 GW
 Installed Capacity in 2013: ~ 2.5 GW

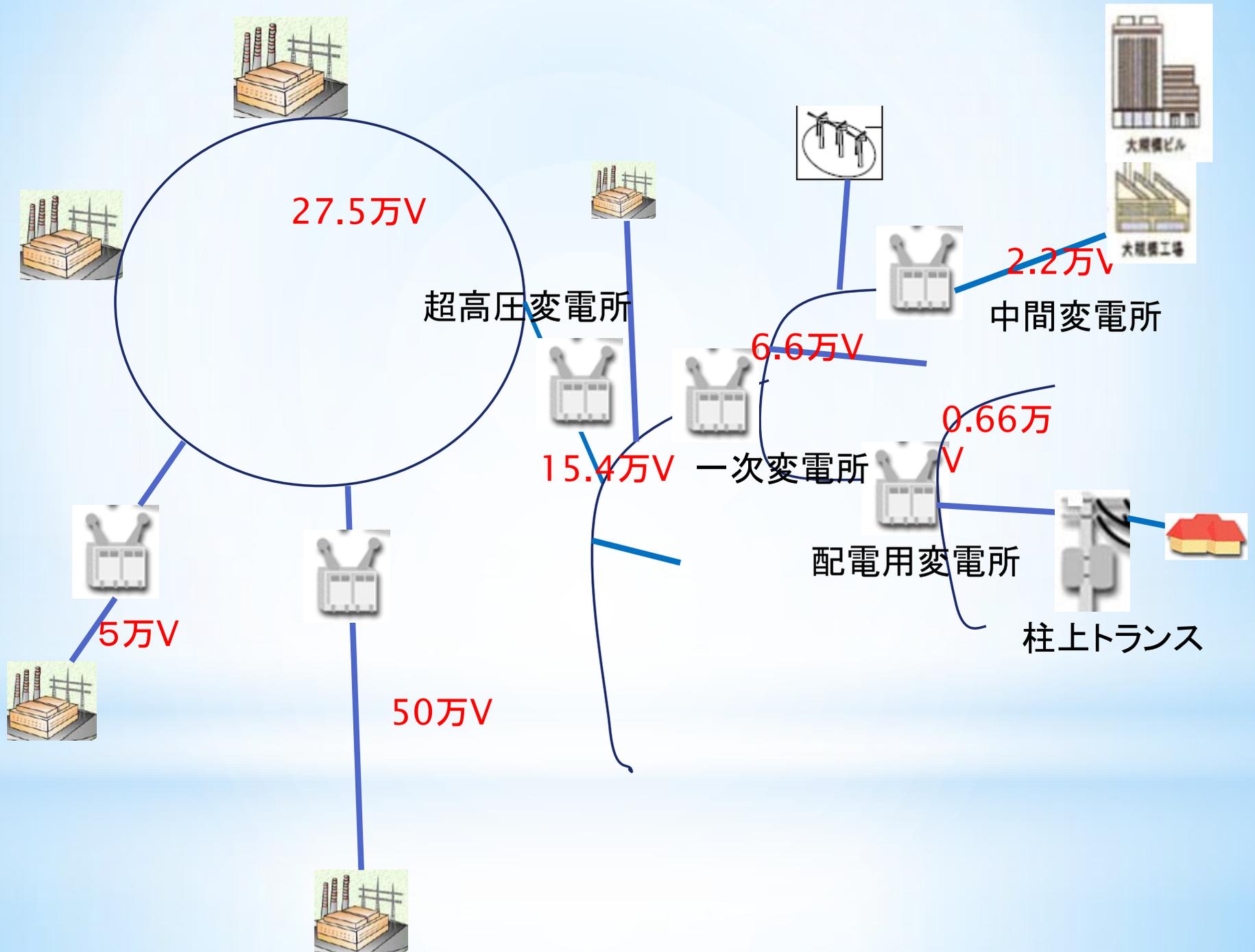
Generator Size [MW]	Share on Installed Capacity in 2013
< 2 MW	3.4 %
2 MW – 2.49 MW	45.8 %
2.5 MW – 2.99 MW	3.5 %
3 MW – 3.49 MW	35.3 %
> 3.5 MW	12 %

Source: Statistika 2014



Source: Fraunhofer IWES

我が国の送配電網



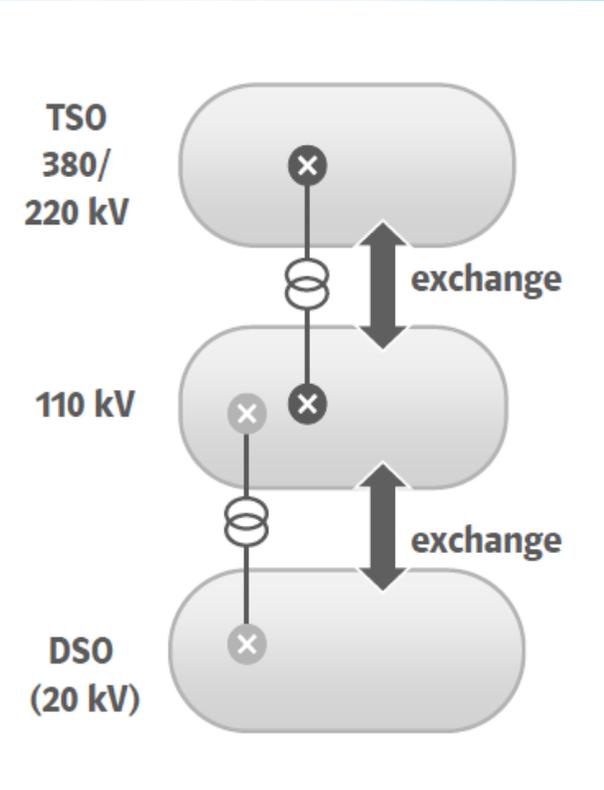
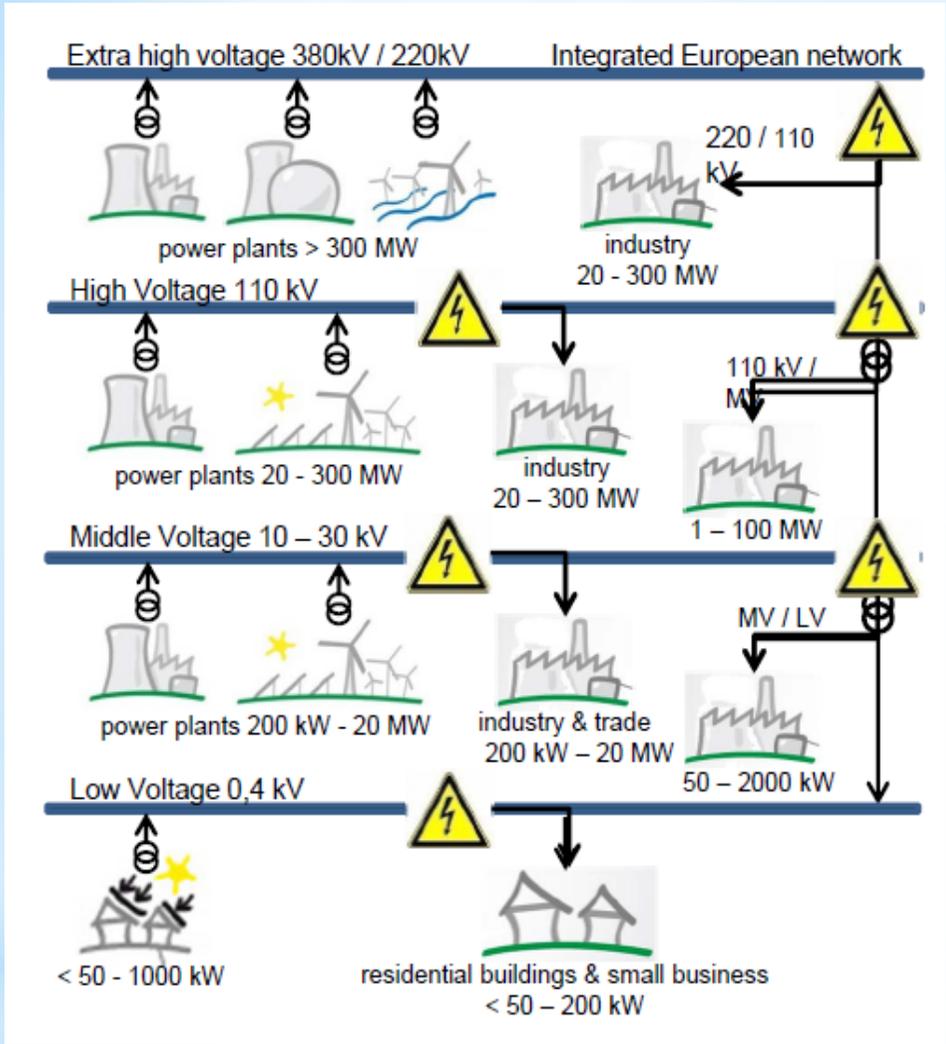
9電力の変電設備の設置状況

出力KVA	箇所数	出力平均	上位グリッドとの箇所数の比等
50,000未満	① 3,593	2.2万kw	①/③ 配電 11.1
50,000以上 350,000未満	② 2,414	7.6万kw	②/③ 中間 7.5
350,000以上 1,000,000未満	③ 323	62.9万kw	③/④ 一次 2.4
1,000,000以上	④ 133	235.6万kw	超高圧

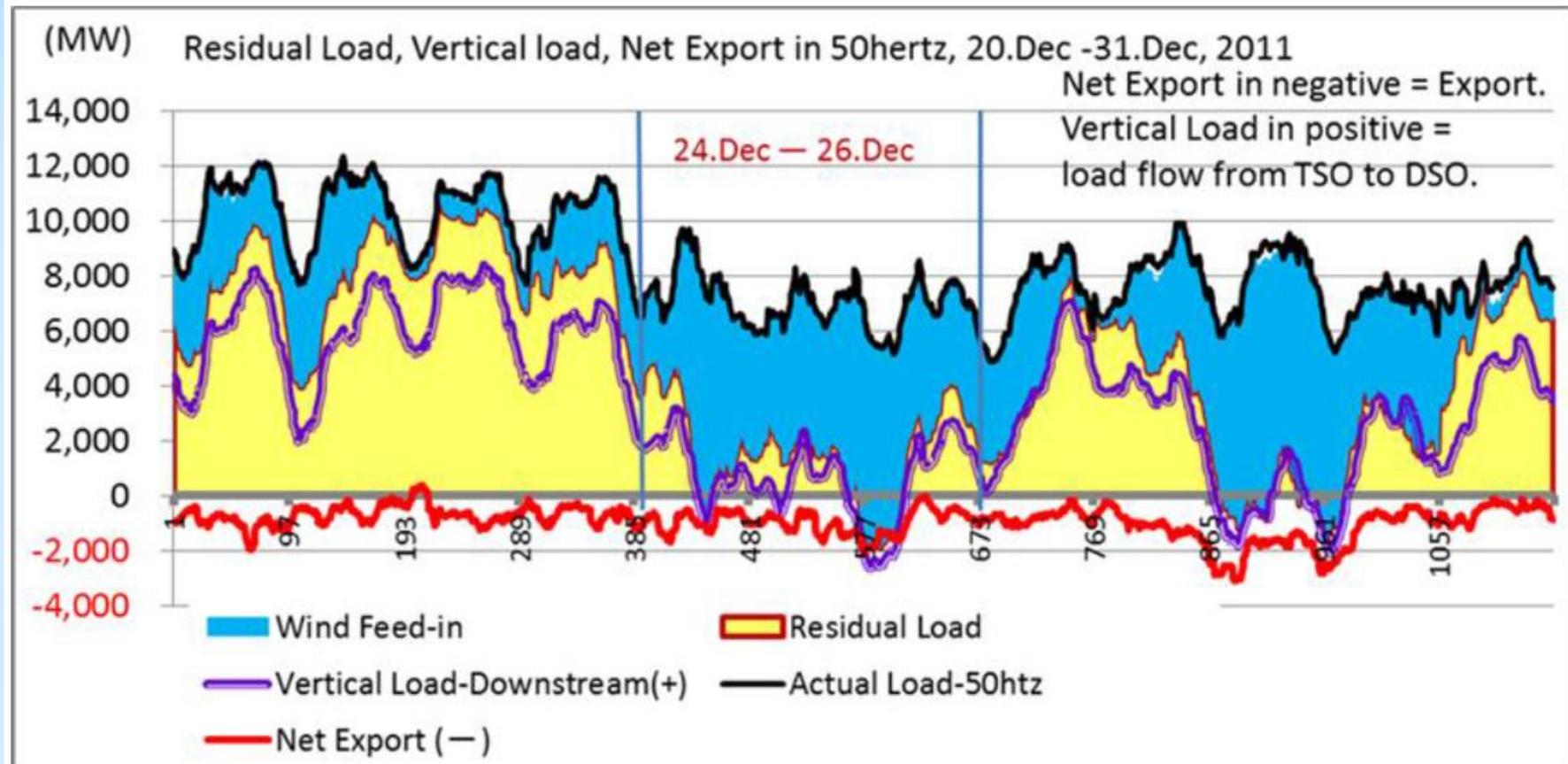
平成19年度電気事業便覧

◎発電所間の送電線から下位のグリッドに落とす超高圧変電所は2～3か所／都道府県、一次変電所は6～7か所／都道府県、中間・配電変電所は、2～3か所／市町村くらいの割合で設置されていることになる。

ドイツの送配電網



Topic of the presentation: Integration of geothermal electricity production in Germany
 department: Research & Innovation
 author: Sören Reith



Source: Calculated by 50hertz's grid data Kennzahlen

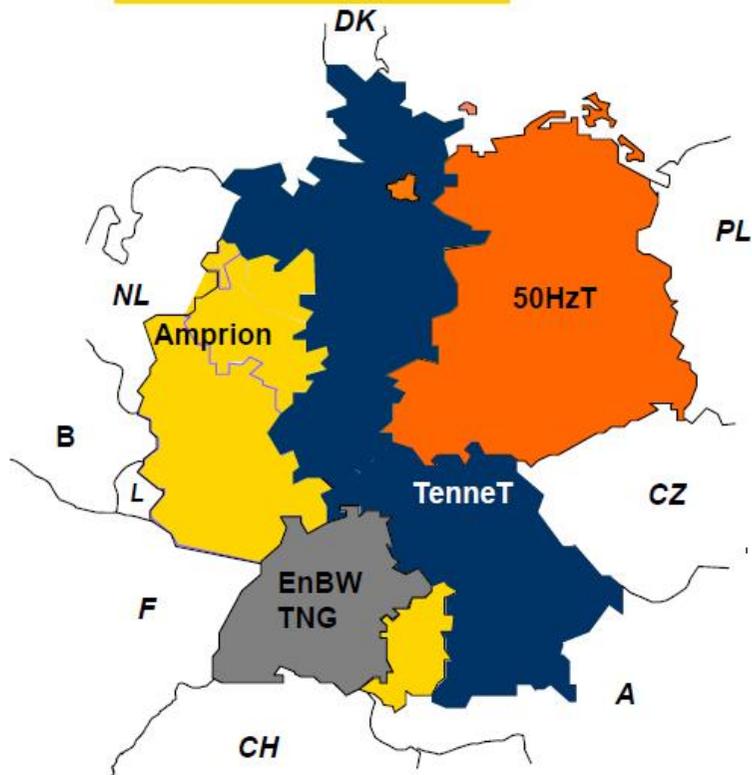
Asami Takehama
Ritsumeikan University
Professor, Dr of Sociology

Network areas and „layers“ in Germany

Transmission and Distribution



Transmission Layer



Distribution Layer



表2 ドイツのグリッド構造

	TSO	DSO	Total
運営者数	4	883	887
EHV 380/220kv	34, 314km	483km	34, 797km
HV 110kv	90km	94, 932km	95, 022km
MV 10-30kv		532, 894km	532, 894km
LV 400v		1, 241, 361km	1, 241, 361km
合計電線長	34, 404km (1.8%)	1, 869, 670km(98.2%)	1, 904, 074km

(German Federal Network Agency Monitoring Report 2012 より作成)

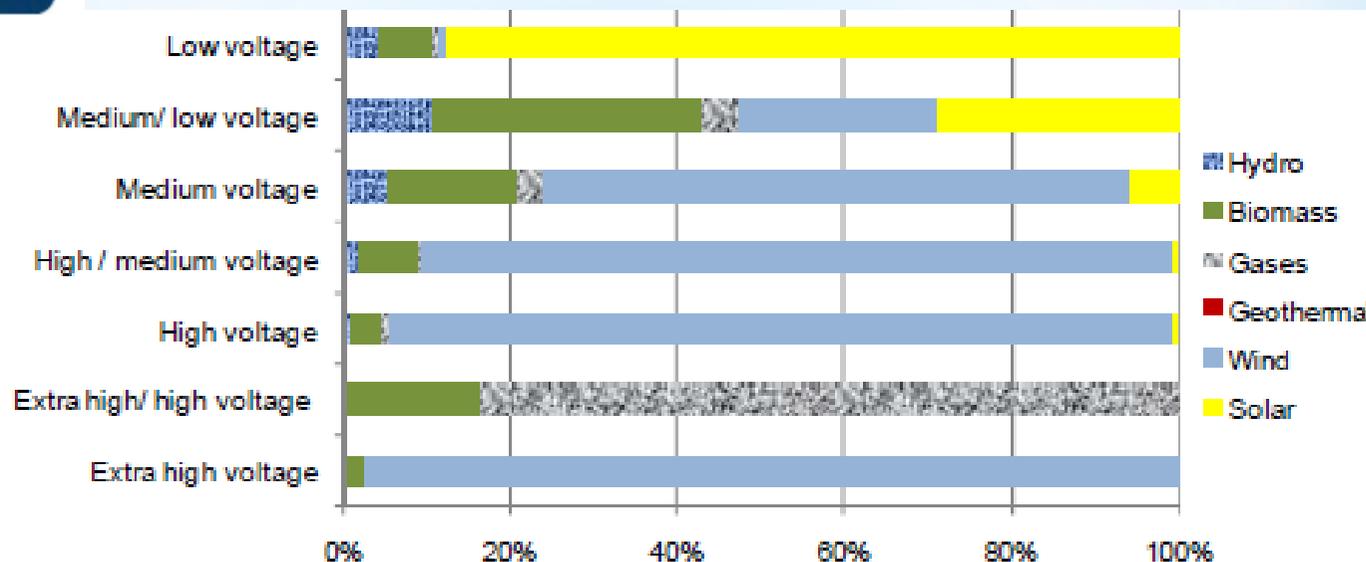


Figure 2: Relationship between Network Connection Level and Technology for Installations Eligible under the 2008 Renewable Energy Act²

Table 1: General Rules for Selecting the Voltage Level of the Point of Common Coupling, according to the Rated Power of Generation Plants

Rated power of the generation plant	Voltage level of grid connection
Up to 30 kW	Low-voltage grid without verification
30 to 200 kW	Low- or medium-voltage grid
0.15 to 20 MW	Medium-voltage grid
15 to 80 MW	High-voltage grid
80 to 400 MW	Extra-high voltage grid

Source: Potentialeermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), September 2010 [Capacity of hydro power in Germany, September 2010]

Table 3: Overview of Voltage Levels in Germany

Name(IEC Definition)	Abbreviation	Rated Voltage	Role
Extra-high voltage	EHV	380 kV, 220 kV	Transmission grid
High voltage	HV	110 kV	Distribution grid
Medium voltage	MV	30 kV, 20 kV, 15 kV, 10 kV	
Low voltage	LV	400 V	

Table 4: Most Frequently Used Options to Integrate Distributed Generation in Germany

Option	Grid overload	Critical voltage variation	Power quality issues
Direct connection to a substation		•	•
Upgrade of grid circuit conductors	•	•	•
Upgrade of upstream transformer capacity	•	•	•
Reduction of the grid circuit length		•	•
Relocation of the loop normally-open disconnect point	•	•	
Set point adjustment of transformer automatic voltage control (tap changer)		•	
Using reactive power capabilities of distributed generation plants		•	
Construction of a new substation	•		

○送電容量の増加、変電所容量の増加等

EEGの規定

ドイツEEGの規定

優先接続 第5条	<ul style="list-style-type: none">・グリッドの管理者(送電、配電ともに)は、「直ちに、かつ、優先的に」再エネ発電施設をグリッドの電圧及び最短直線距離の観点から最適な点において接続しなければならない。・接続義務は、グリッドの最適化、増強、拡張が不可欠の場合にも適用される。
優先送配電 第8条	グリッド管理者は、「 直ちに、かつ、優先的に 」、再エネから 利用可能な電力の全て を、購入、送電、配電しなければならない。
優先給電 第11条	他の発電施設が接続されている限り、 再生エネに優先順位 が与えられる。
系統増強義務 第9条	グリッドの管理者(間接的に関係する上位系統運営者も含む。)には系統増強義務が課されている。
グリッド管理者の系統増強コスト負担義務 第14条	グリッドの管理者 は、グリッドシステムを 最適化、増強、拡大するコストを負担 しなければならない。

条文は2012年改正EEG、2014年改正EEGにおいても同様の規定。

第5条(2012)→第8条(2014), 第8条(2012)→第11条(2014), 第9条(2012)→第12条(2014), 第11条(2012)→第14条(2014), 第14条(2012)→第17条(2014)

◎優先接続

グリッドの管理者(送電、配電ともに)は、「**直ちに、かつ、優先的に**」再エネ発電施設をグリッドの電圧及び最短直線距離の観点から**最適な点において接続**しなければならない。

◎再エネ管理者は、電圧の観点から他の最適な接続点を選ぶ権利を与えられる。

◎接続義務は、**グリッドの最適化、増強、拡張が不可欠の場合にも適用**される。

Section 5 Connection

(1) Grid system operators shall immediately and as a priority connect installations generating electricity from renewable energy sources and from mine gas to that point in their grid system (grid connection point) which is suitable in terms of the voltage and which is at the shortest linear distance from the location of the installation if no other grid system has a technically and economically more favourable grid connection point. In the case of one or several installations with a total maximum **installed capacity** of 30 kilowatts located on a plot of land which already has a connection to the grid system, the grid connection point of this plot shall be deemed to be its most suitable connection point.

(2) Installation operators shall be entitled to choose another grid connection point in this grid system or in another grid system which is suitable with regard to the voltage.

(4) The obligation to connect the installation to the grid system shall also apply where the purchase of the electricity is only made possible by optimising, strengthening or expanding the grid system in accordance with section 9.

◎グリッド管理者は、「**直ちに、かつ、優先的に**」、再エネから**利用可能な電力の全てを**、購入、送電、配電しなければならない。

Section 8

Purchase, transmission and distribution

(1) Subject to section 11, grid system operators shall immediately and as a priority purchase, transmit and distribute the entire available quantity of electricity from renewable energy sources and from mine gas. **The obligation pursuant to the first sentence above and the obligations pursuant to section 4(1) first sentence and (4) second sentence of the Combined Heat and Power Act shall have the same priority.**

◎グリッドの管理者(間接的に関係する上位系統運営者も含む。)には系統増強義務が課されている。(系統容量の不足を持って再エネ接続申請を拒否できない。(5条(4)))

◎(3)の経済的に不合理というのは、経産省の調査によると立法時の解釈では発電設備建設費の25%超とされているが、実際の事例はない。

Section 9

Grid capacity expansion

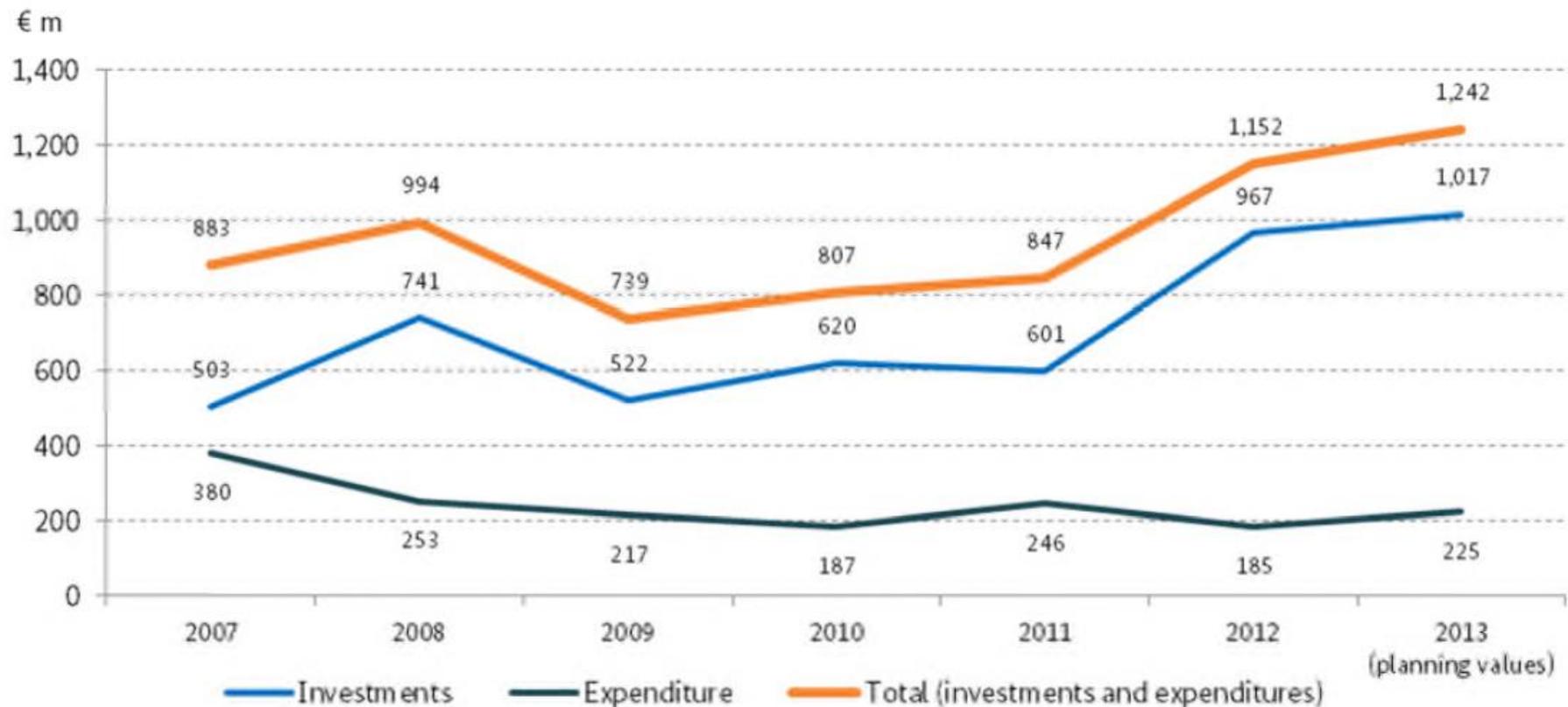
(1) Upon the request of those interested in feeding in electricity, grid system operators shall immediately optimise, strengthen and expand their grid systems in accordance with the best available technology in order to guarantee the purchase, transmission and distribution of the electricity generated from renewable energy sources or from mine gas. **This entitlement also exists as against grid system operators to whose grid system the installation is not directly connected, provided it is an upstream grid system with a maximum voltage of 110 kilovolts and this is necessary in order to guarantee the purchase, transmission and distribution of the electricity.**

(2) This obligation shall apply to all technical facilities required for operating the grid system and to all connecting installations which are owned by or passing into the ownership of the grid system operator.

(3) The grid system operator shall not be obliged to optimise, strengthen or expand his grid system if this is economically unreasonable.

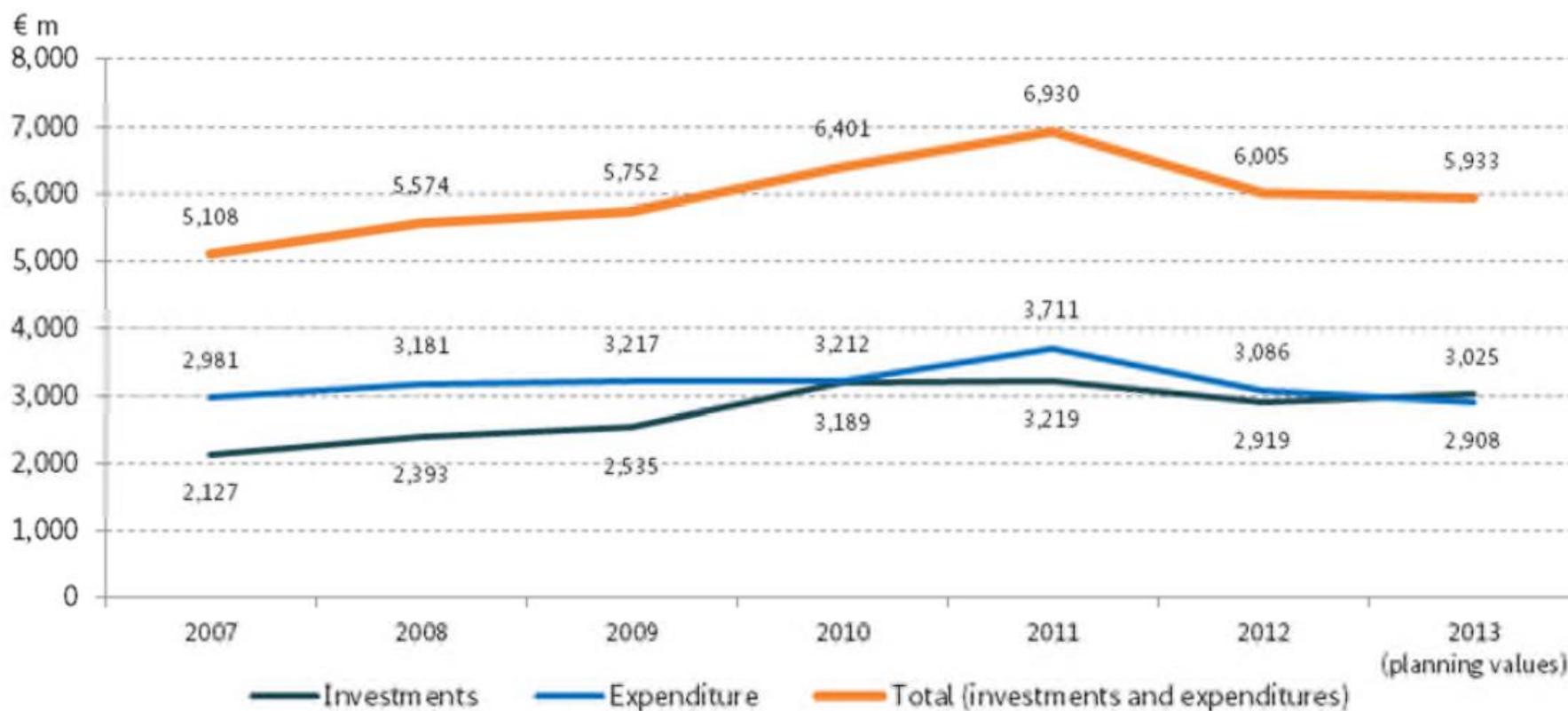
TSOのグリッド投資

Figure 18: Investment in and expenditure on TSO network infrastructure since 2007 (including cross-border connections)



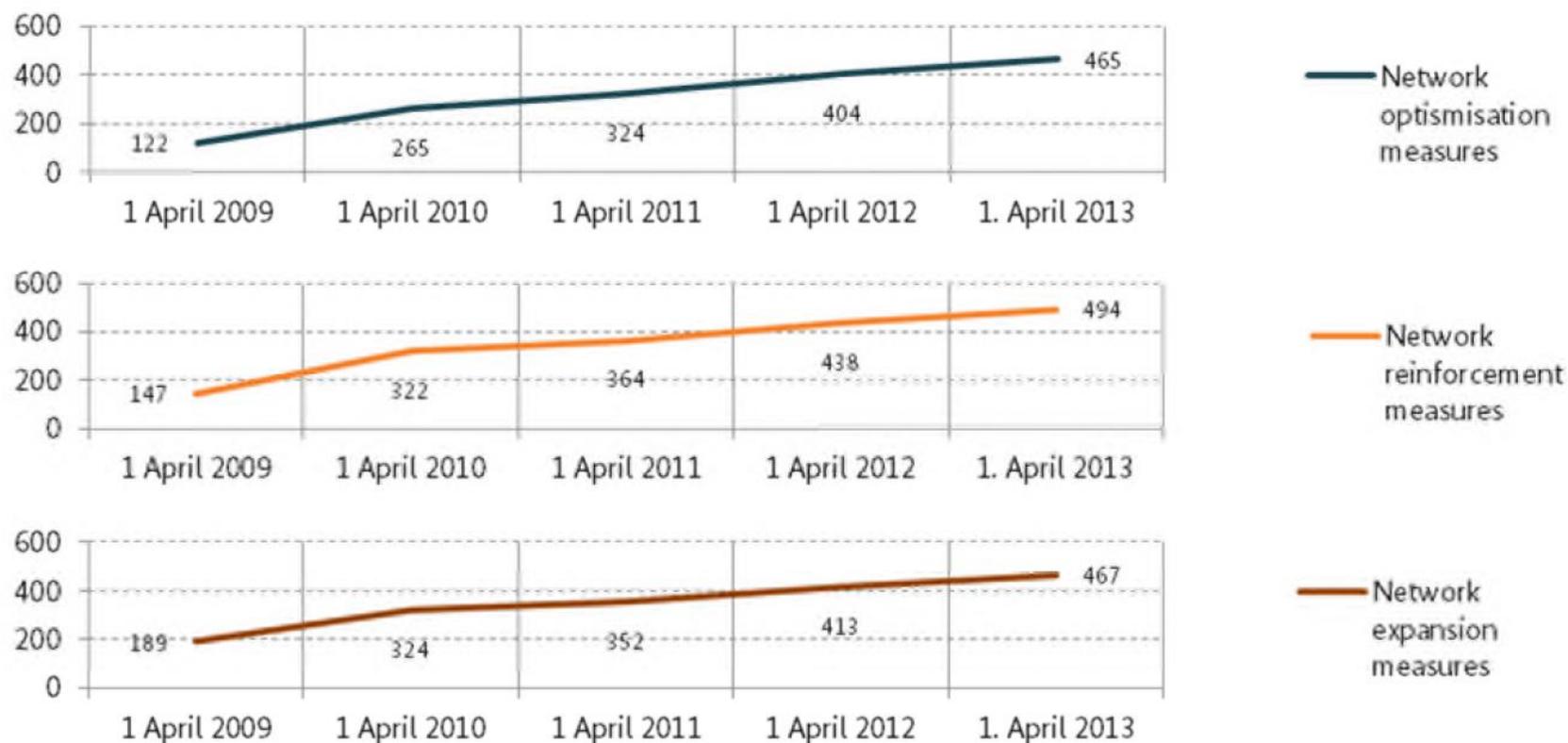
DSOのグリッド投資

Figure 19: Investments in and expenditure on network infrastructure (including metering/control devices and communication infrastructure) by DSOs¹³



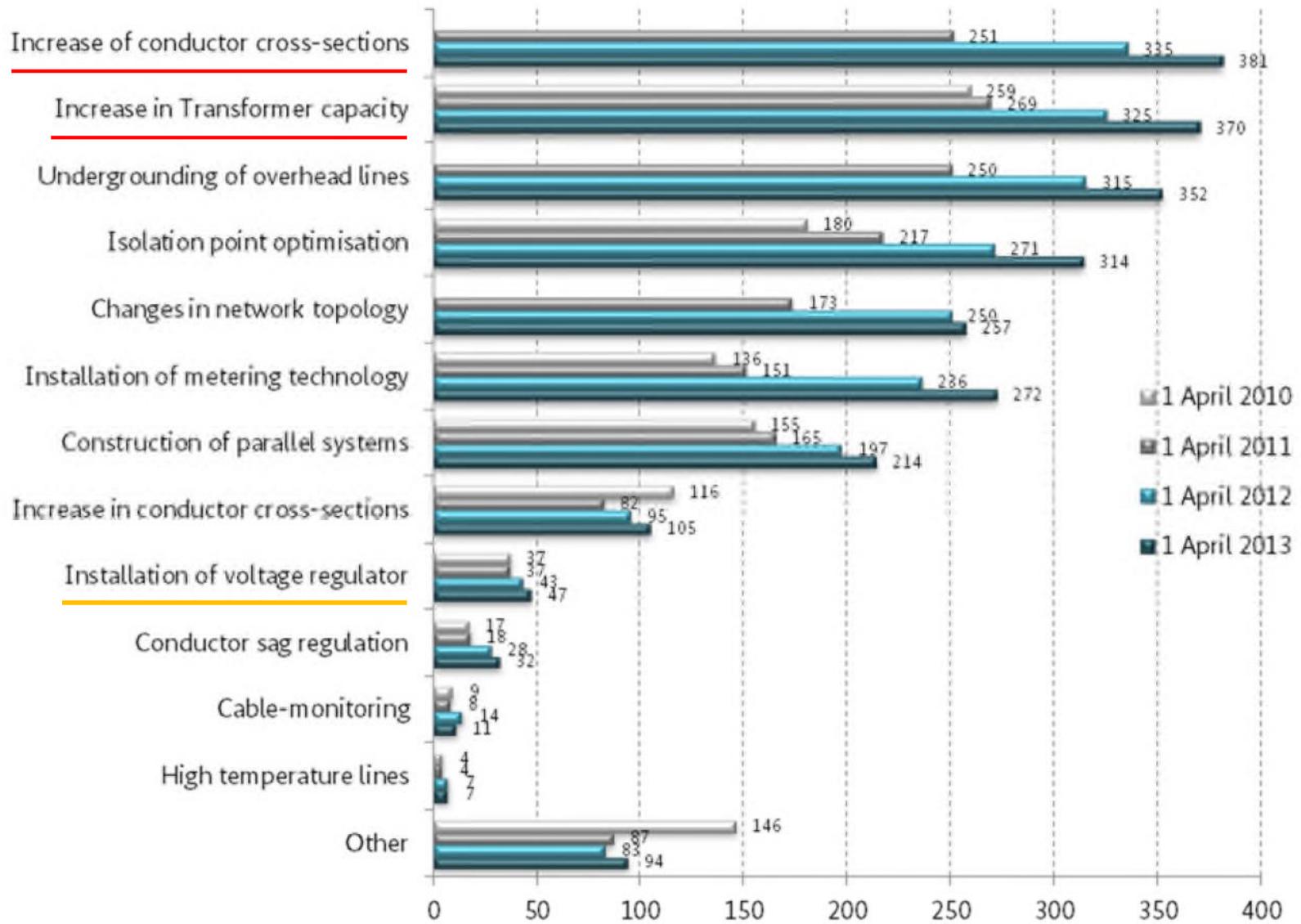
EEG第九条のグリッド増強義務規定の施行状況報告

Figure 20: Network optimisation, reinforcement and expansion measures in accordance with section 9(1) of the EEG.



EEG第九条のグリッド増強義務規定の施行状況報告

Figure 21: Overview of network optimisation and reinforcement measures applied under section 9(1) of the EEG



◎9条の義務にかかわらず、グリッドの管理者は、例外的に、グリッドがオーバーロードの場合に、6条で定める規模以上の発電施設に対して、以下により、遠隔操作により出力を減少させる技術的コントロールを行うことができる。

◎この場合に、他の発電施設が調整のため接続が必要とされていない限り、再生エネに優先順位が与えられる。

Section 11

Feed-in management

(1) Notwithstanding their obligation in accordance with section 9, grid system operators shall be entitled, by way of exception, to assume technical control over installations and CHP installations connected directly or indirectly to their grid system which have a facility to reduce output by remote means in the event of grid overload within the meaning of section 6(1) no. 1, (2) no. 1 or no. 2(a) where:

- 1. a grid bottleneck would otherwise arise in the respective grid system area, including the upstream grid;**
- 2. priority is given to electricity generated from renewable energy sources, mine gas and combined heat and power generation, unless other installations generating electricity must remain connected to the grid system in order to guarantee the safety and reliability of the electricity supply system; and**
- 3. they have called up the available data on the current feed-in situation in the relevant region of the grid system.**

◎グリッドの管理者は、グリッドシステムを最適化、増強、拡大するコストを負担しなければならない。

Section 14
Capacity expansion

The grid system operator shall bear the costs of optimising, strengthening and expanding the grid system.

我が国の規定

FIT法の第5条経済産業省令等

接続拒否

「虚偽の内容を含む場合」などの常識的な規定に加えて、以下のようなケースについても接続拒否を認めることとしている。

- ①接続先のグリッド側の電気工作物のキャパシティを超える電気の供給が合理的に見込まれる場合。
- ②接続される電力会社の側で火力発電、揚水発電、別途調達電力の出力抑制、他社との電力取引を講じた上でもなお接続される電力会社の電気の供給量がその需要量を上回る場合に、接続される電力会社の指示により年間30日以内無補償で出力抑制を行うことに再生可能エネルギー側の事業者が契約上同意しない場合。
- ②の年間30日の出力抑制を行ってもなお、接続される電気事業者が受け入れることが可能な電気の量を超える再生可能エネルギーからの電力供給が合理的に見込まれる場合。

「電気設備の技術基準の解釈」新旧対照表

改正

【高圧連系時の施設要件】(省令第18条第1項、第20条)

第228条 高圧の電力系統に分散型電源を連系する場合は、分散型電源を連系する配電用変電所の配電用変圧器において、逆向きの潮流を生じさせないこと。

ただし、当該配電用変電所に保護装置を施設する等の方法により分散型電源と電力系統との協調をとることができる場合は、この限りではない。

現行

【高圧連系時の施設要件】(省令第18条第1項、第20条)

第228条 高圧の電力系統に分散型電源を連系する場合は、分散型電源を連系する配電用変電所の配電用変圧器において、常に逆向きの潮流を生じさせないこと。

20130510商局第1号

平成25年5月31日

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法

第四条

電気事業者は、特定契約(・・・)の申し込みがあったときは、その内容が当該電気事業者の利益を不当に害するおそれがあるときその他の経済産業省令で定める正当な理由がある場合を除き、**特定契約の締結を拒んではならない。**

(注)

契約義務について規定しているだけで、優先接続、優先送電、優先給電について規定しているものではない。

欧州の長期戦略の策定

EUの一連の動き

2009年4月 EU指令29 2°Cを超えないという目標設定
EU指令28 再生可能エネルギー20%目標設定、
グリッド増強政策等

2009年7月 ラクイラサミット 2050年80%削減にコミット
EU指令72 TSO、DSOの分離
EU規則714 entso-eの位置づけ
PCIプロジェクトの規定

(2010年6月 TYNDP策定)

2011年3月 COM/2011/112 A roadmap for moving competitive
low carbon economy in 2050

(2011/3/11)

2011年12月 COM/2011/885 Energy Roadmap 2050

G8サミット議長総括(仮訳)

ラクイラ、2009年7月10日

気候変動

首脳は、気候変動への効果的な対処が緊急であることに合意し、12月にコペンハーゲンにおいて開催されるUNFCCC(国連気候変動枠組条約)会議のために力強い政治的メッセージを発出した。(中略)

G8のセッションにおいて、首脳は、産業化以前の水準から世界全体の平均気温の上昇が摂氏2度を超えないようにする必要性に関する科学的見解を認識し、2050年までに世界全体の排出量の少なくとも50%削減との世界的な長期目標、及びこの一部として、先進国による2050年までの80%またはそれ以上の削減目標に合意した。(中略)

拡大セッションにおいて、エネルギーと気候に関する主要経済国フォーラムの16ヶ国、欧州委員会、スウェーデン、デンマーク及び国連事務総長は、コペンハーゲンでの気候に関する合意のための鍵となる柱につき合意を見いだした。すべての主要な排出国の首脳は、G8により認識された、世界全体の平均気温の上昇が摂氏2度を超えないようにすることの重要性を再び強調し、世界全体の排出を2050年までに相当の量削減するという長期的な世界全体の目標を特定するために、今からコペンハーゲンまでの間に協働することを決定した。

「Energy Roadmap 2050」

- ・いくつかのシナリオを設定して、より具体的な検討
- ・目標は2050にGHGの1990年比80%以上削減は変わ

OVERVIEW OF SCENARIOS ⁽¹²⁾ **らず**

Current trend scenarios

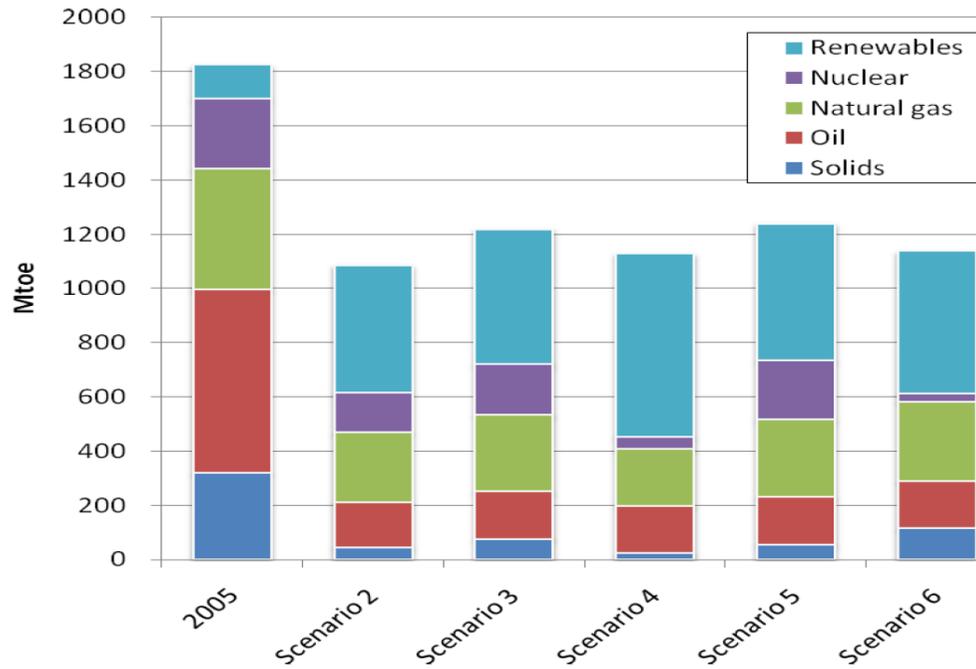
- **Reference scenario.** The reference scenario includes current trends and long-term projections on economic development (gross domestic product (GDP) growth 1.7% pa). The scenario includes policies adopted by March 2010, including the 2020 targets for renewable energy sources (RES) share and greenhouse gas (GHG) reductions as well as the emissions trading scheme (ETS) directive. For the analysis, several sensitivities with lower and higher GDP growth rates and lower and higher energy import prices were analysed.
- **Current policy initiatives (CPI).** This scenario updates measures adopted, e.g. after the Fukushima events following the natural disasters in Japan, and being proposed as in the Energy 2020 strategy; the scenario also includes proposed actions concerning the 'Energy efficiency plan' and the new 'Energy taxation directive'.

Decarbonisation scenarios (see Graph 1)

- **High energy efficiency.** Political commitment to very high energy savings; it includes e.g. more stringent minimum requirements for appliances and new buildings; high renovation rates of existing buildings; establishment of energy savings obligations on energy utilities. This leads to a decrease in energy demand of 41% by 2050 as compared to the peaks in 2005–06.
- **Diversified supply technologies.** No technology is preferred; all energy sources can compete on a market basis with no specific support measures. Decarbonisation is driven by carbon pricing assuming public acceptance of both nuclear and carbon capture and storage (CCS).
- **High renewable energy sources (RES).** Strong support measures for RES leading to a very high share of RES in gross final energy consumption (75% in 2050) and a share of RES in electricity consumption reaching 97%.
- **Delayed CCS.** Similar to the diversified supply technologies scenario but assuming that CCS is delayed, leading to higher shares for nuclear energy with decarbonisation driven by carbon prices rather than technology push.
- **Low nuclear.** Similar to the diversified supply technologies scenario but assuming that no new nuclear (besides reactors currently under construction) is being built resulting in a higher penetration of CCS (around 32% in power generation).

検討されたシナリオ
レファレンス:福島前政策
CPIシナリオ:福島後政策
シナリオ2:省エネ型
シナリオ3:市場・多様化型
シナリオ4:再エネ型
シナリオ5:CCS開発遅延型
シナリオ6:脱原発・CCS型

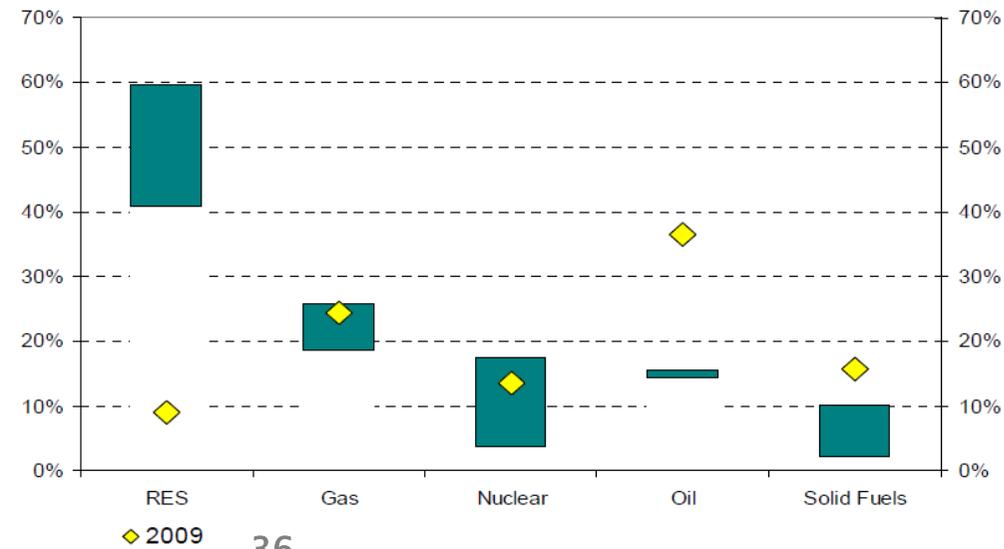
Figure 22: Total Primary Energy in 2050, by fuel



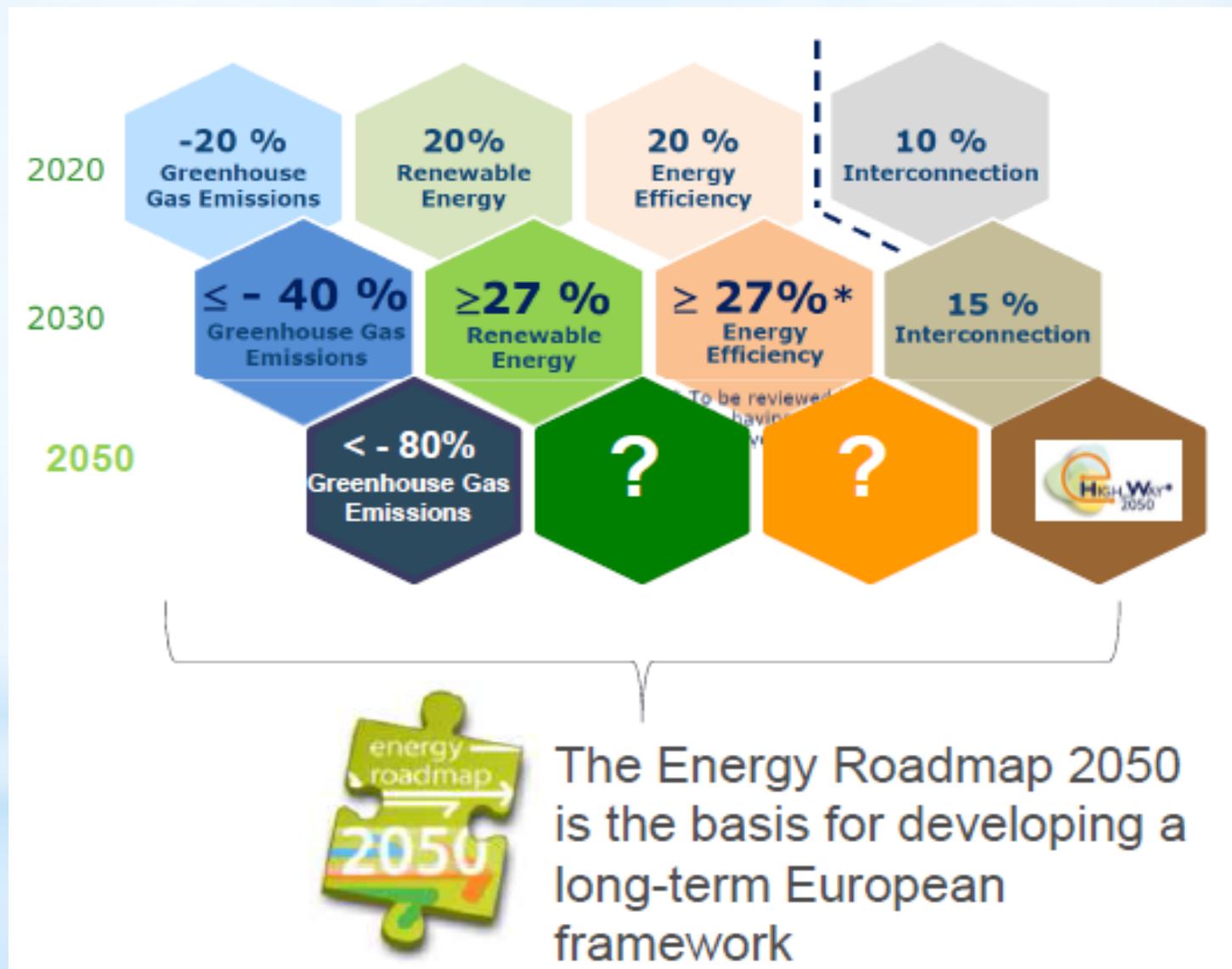
- シナリオ2:省エネ依存型
- シナリオ3:市場依存・多様化型
- シナリオ4:再エネ依存型
- シナリオ5:CCS開発遅延型
- シナリオ6:脱原発・CCS型

いずれにしても、
再エネが主要電源となる。

Figure 23: Range of Fuel Shares in Primary Energy in 2050 compared with 2009 outcome



Energy Roadmap 2050 の実現への 次のステップへ向けた取り組み



<i>Euro'05</i>	Transmission Grid investment (bEUR)				
	2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2011-2050
Reference	47.9	52.2	53.5	52.0	205.7
CPI	47.1	49.6	64.8	66.6	228.2
Energy Efficiency	49.0	63.1	80.3	80.1	272.5
Diversified supply technologies	52.8	70.2	88.0	86.8	297.8
High RES	52.8	95.5	137.8	134.4	420.4
Delayed CCS	52.7	71.0	88.6	87.6	299.9
Low nuclear	52.9	73.8	95.2	94.8	316.6

<i>Euro'05</i>	Distribution Grid investment (bEUR)				
	2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2011-2050
Reference	243.7	263.5	280.5	276.0	1063.7
CPI	245.0	239.3	317.6	325.9	1127.8
Energy Efficiency	256.3	289.1	408.4	291.8	1245.5
Diversified supply technologies	284.2	345.9	454.3	329.8	1414.1
High RES	283.5	440.0	619.8	431.5	1774.8
Delayed CCS	283.4	349.4	445.1	339.6	1417.5
Low nuclear	286.4	350.8	472.5	366.5	1476.3

図 4 シナリオ別のEUのグリッド投資予想(出典:「Energy Roadmap 2050」EU,DG Energy)

・EU、加盟国等の役割分担



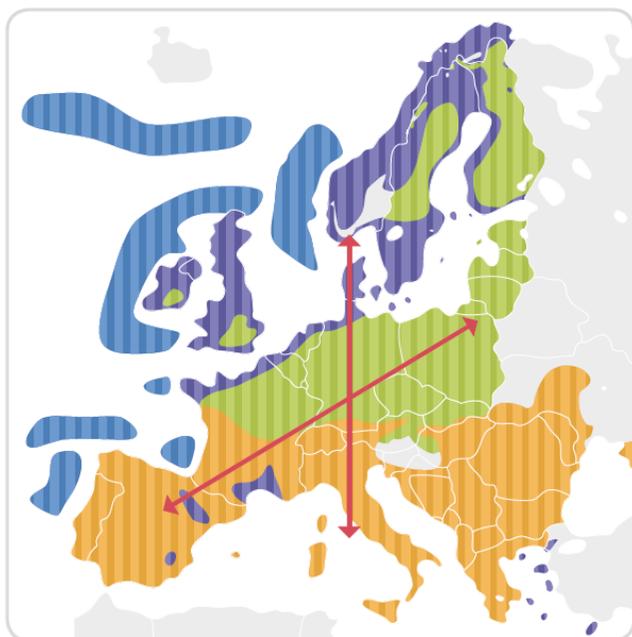
PCIs:EU共通利害事業
TYNDP:entso-e計画
地域レベル計画
加盟国レベル計画

- ・EUの2050年目標達成に向けたEUのグリッド増強長期計画
- ・発電部門のCO₂95%削減を目標

e-Highway2050

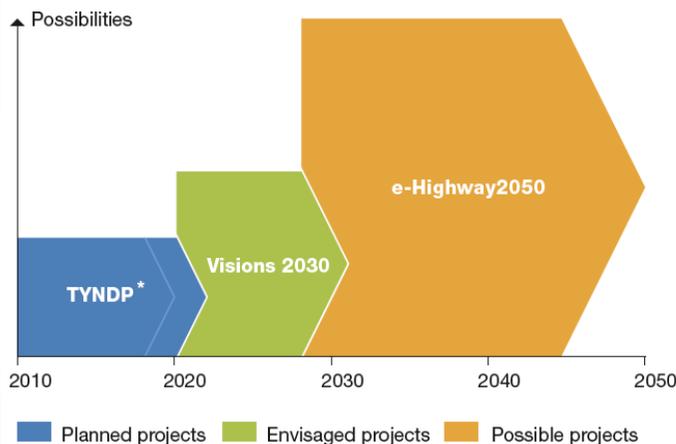
03/2013

Renewable Energy Sources (RES)
development by 2050:



■ Wave energy
 ■ Wind energy
 ↔ Electricity Highways 2050
■ Bioenergy

Towards 2050:



* TYNDP: Ten-Year Network Development Plan

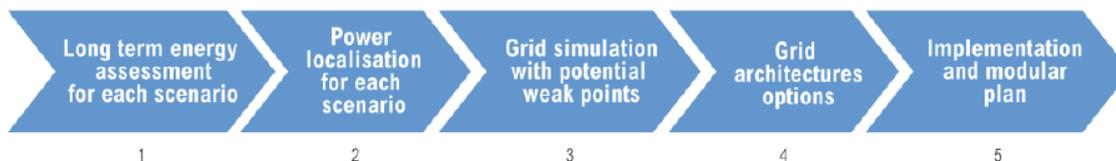


Figure 8-1 The five main steps of e-Highway2050 project.

DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009

16条 グリッドへのアクセス及びグリッドの運営

- ①再生可能エネルギーが拡大しても電力システムが確実に運転できるように必要なグリッド増強政策を実施する義務
- ②再生可能エネルギー電力をTSO、DSOに送配電させる義務
- ③再生可能エネルギーをグリッドに優先接続させる義務
- ④再生可能エネルギー電力を優先送電・給電させる義務
- ⑤再生可能エネルギーの出力抑制を最小化させる義務
- ⑥再生可能エネルギーの電力グリッドへの統合に必要な、公平な接続、増強、運営に関するコスト負担ルールを電力グリッド管理者に作らせる義務
- ⑦必要に応じTSO、DSOへ⑥のコスト負担を要求できること。
- ⑧TSO、DSOに再生可能エネルギー接続に必要な情報を開示させること。
- ⑨TSO、DSOのグリッドタリフにおいて再生可能エネルギーを公平に扱う義務

EU DG—Energy の 報告書

RES Integration – Final Report

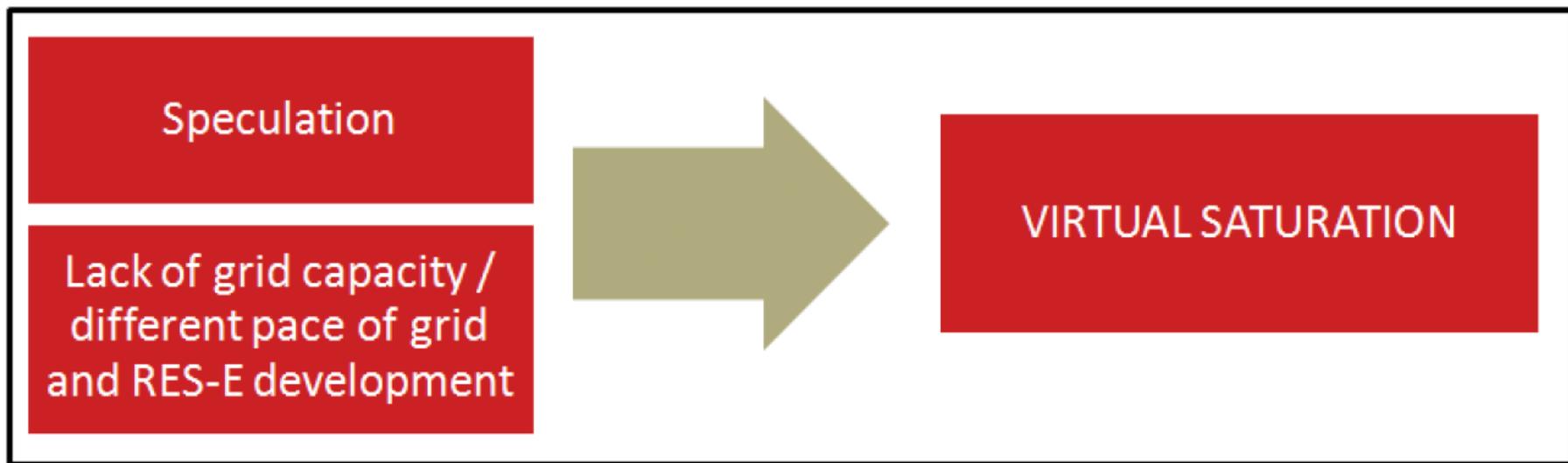
このdirectiveの実施状況を整理したレポート

- ・再エネ普及上の課題を整理
- ・EU加盟各国で実際に起こった障害と解決策

・見かけ上のグリッド満杯

- ……接続見込未定の接続予約によりグリッドが満杯となり、本来の接続需要が排除される。9加盟国から報告。投機的な動きと連動。投機的な動きは再エネの評価を下げ、再エネ支援やグリッド管理者のグリッド増強を阻害。グリッドキャパシティの欠如という状況に便乗して、投機目的に接続予約を行い、接続権の転売による利益を見込むような動きが主因。

→グリッド接続の手続をいくつかのステップに分割、ステップ毎にグリッド接続枠の期限付き仮予約、期限内に次のステップに行けない場合には、仮予約を解除。ただし、行政側の理由による手続進行遅延は考慮。グリッド側もプロジェクトの熟度把握可能。接続予約料の設定。グリッド投資の原資が増えるが、資金力のある大規模再エネ以外は対応不能となる可能性。



・グリッドキャパシティの欠如

・・・多くのEU加盟国に見られる。基本的には、一時的な問題。

再エネのグリッド接続に否定的状況下で、グリッドキャパシティの欠如が深刻な問題として提起されることが多い。

→エネルギーシステムの転換の法的枠組みが適用されているかの強い指標となる。

グリッド接続とグリッド増強とは、強い相補的關係。

7-8か国で再エネのグリッド接続のためにグリッド増強が必要な場合には、グリッド管理者がグリッド増強義務を負うことが法定されている。

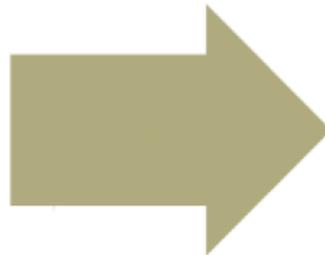
再エネ導入とグリッド増強のペースを調和させるための計画・・・・TYNDP

電力システムの転換計画を含む再エネ導入目標の設定。

関連するデータセットの公表・共有・・・・entso-e

Complex or inefficient
procedures

Total or partial lack of
planning / careless or
punctual planning



LACK OF GRID CAPACITY /
DIFFERENT PACE OF GRID
AND RES-E DEVELOPMENT

・再エネ発電がグリッド整備計画に十分に考慮されていない

…グリッド整備計画に再エネを組み込むことは、再エネのインテグレーションに不可欠

原因: 利害の対立と再エネの弱い立場

→ 少なくともグリッド増強の10年計画が必要

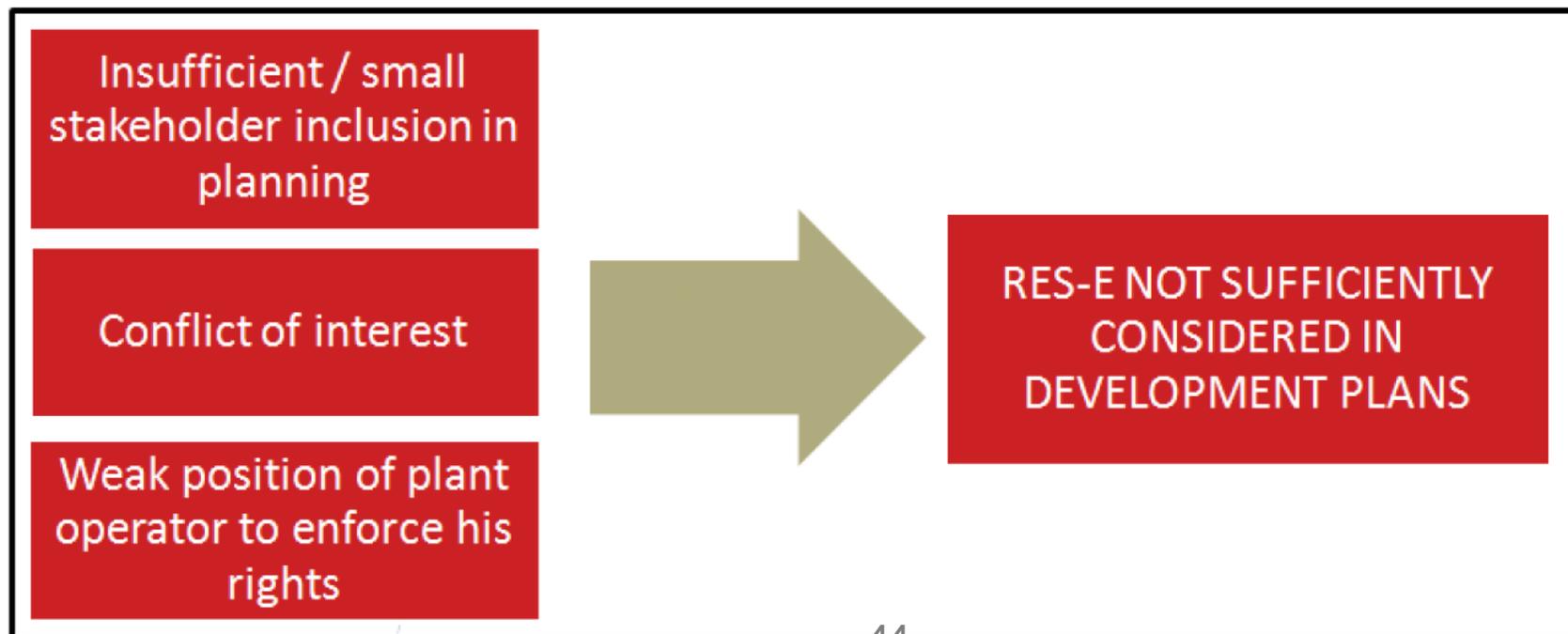
再エネをグリッド整備長期計画に組み込むこと

→ アンバンドリングが完成し、グリッドの自然独占が再エネと競合しないこと。

再エネを支援する立場の独立規制機関が設置されていること。

小規模再エネも含め、全ての関係者が参加すること。

未来志向型の関係者の常設のコミュニケーションの場の設置。



・グリッド管理者の再エネを接続するためのグリッド増強義務の欠如

……初めの内はさほど問題とならないが、再エネの拡大に伴い深刻な問題となる。

→再エネの接続のためにグリッド増強が必要な場合に、グリッド管理者にグリッド増強義務があることを法律上明定すること。

・グリッド管理者のグリッド増強の際の法的枠組とインセンティブの欠如

……グリッド増強はコストがかかり、グリッド管理者は必ずしも喜んで取り組まない。しかし、見返りがリスクに見合い、資財が利用できるなら、グリッド管理者は、基本設備を増強しようとする。

→グリッドタリフに関する規制のありようが、グリッド管理者がグリッド増強投資をするかどうかの決定的要因。多くの国でグリッドタリフの誘導的規制メカニズムを活用。ただし、過疎地のDSOは、コスト負担をエンドユーザーに転嫁しきれないということがあることに留意。

- ・タリフ規制システムを投資家に透明、比較可能なものに調整
- ・投資家にとって長期安定の制度
- ・プライオリティ プレミアム の導入
- ・過疎地の小規模DSO等を考慮した国内DSOのコストシェアメカニズム

終わりに

1. 長期的な戦略
2. 再エネの拡大は、グリッド増強の関数
グリッド自体が「配電のためのシステムから
集電も兼ねるシステム」に進化
3. グリッド増強等の関連政策を総合的に推進
グリッド投資の誘導策・受益者負担

参 考

Regulation – Formula

German regulation formula decomposed

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot (VPI_t / VPI_0 - PF_t) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

1

2

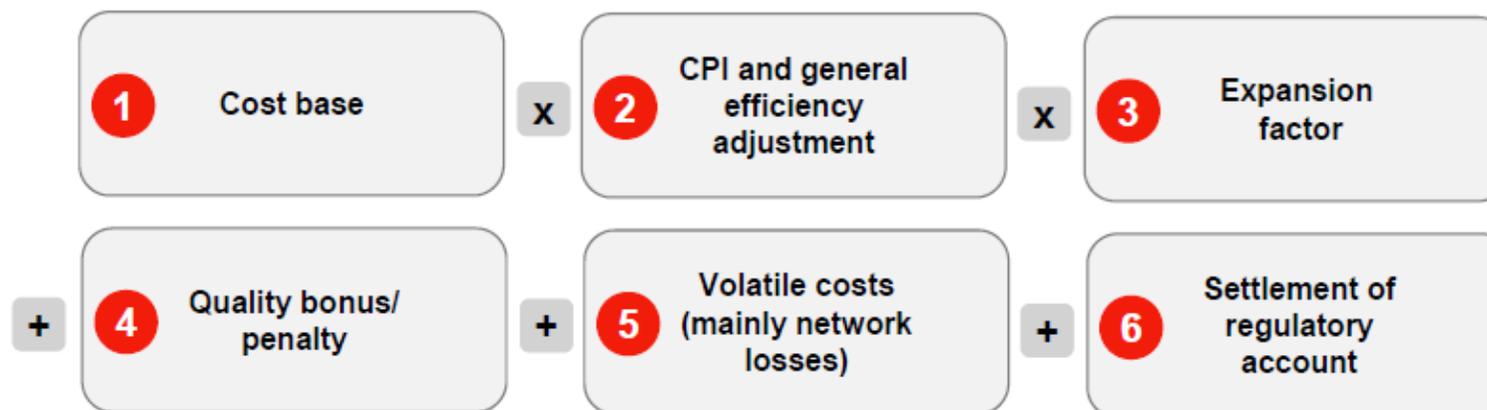
3

4

5

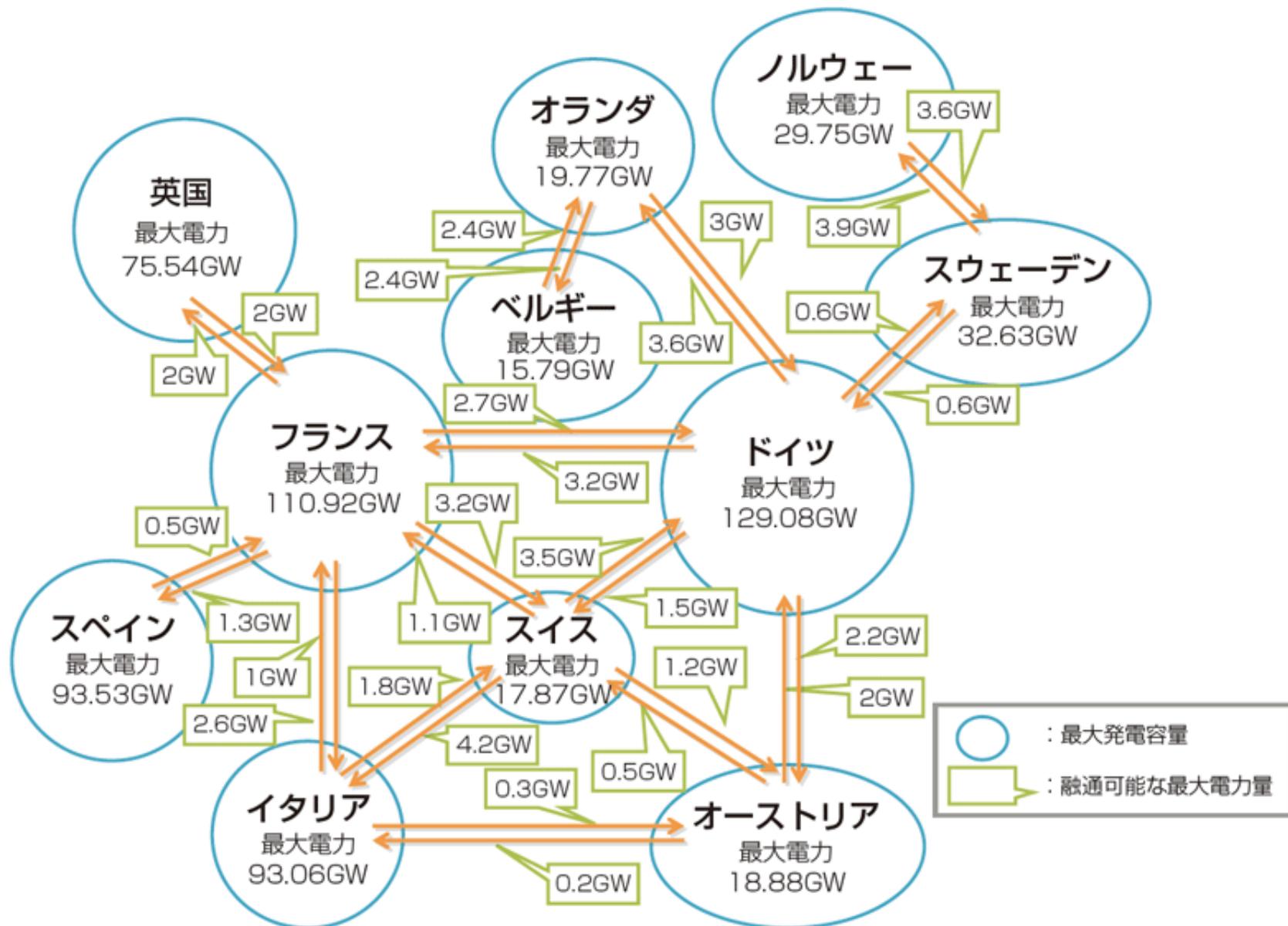
6

Revenue cap =



* ARegV (Anreizregulierungsverordnung) = Ordinance for incentive regulation

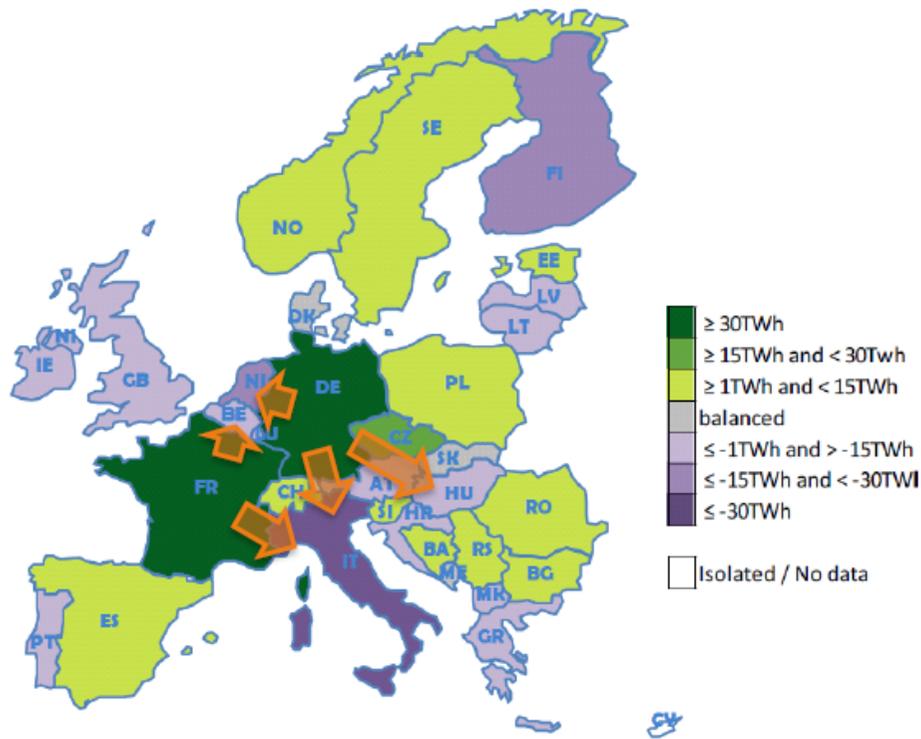
Multiple levers to be managed



(出所) IEA, Electricity Information 2010 Indicative value for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe

European Market Situation in 2013

Exchange Balance



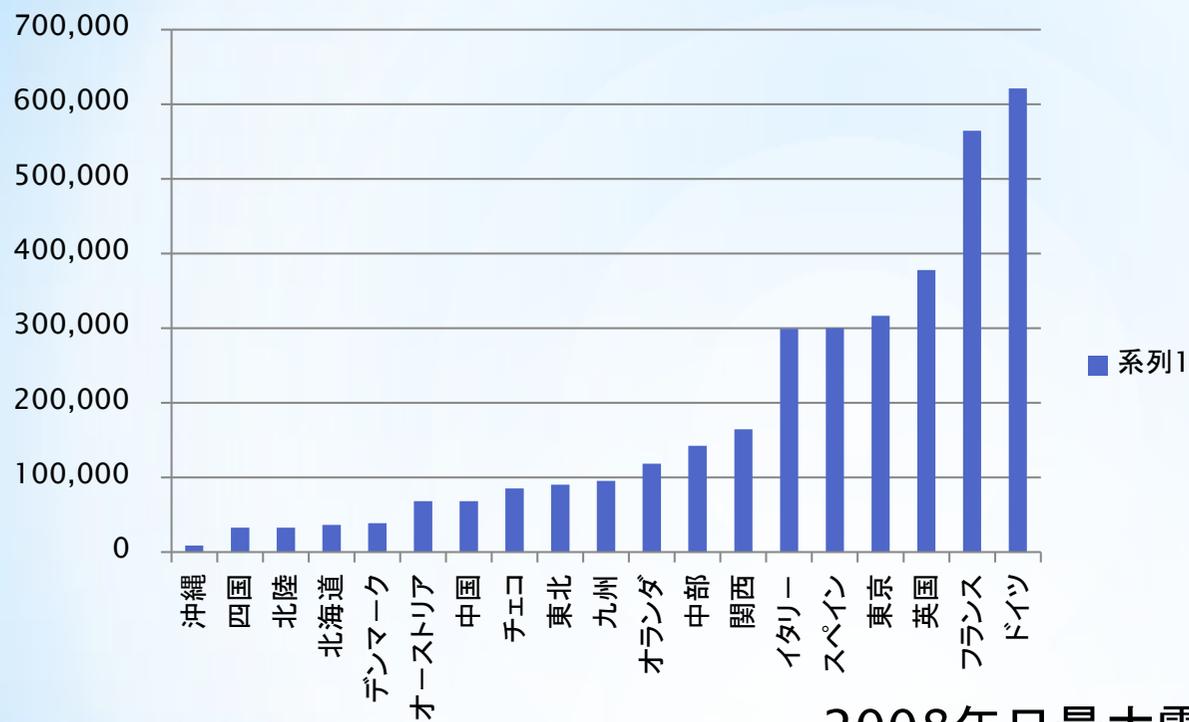
Source: ENTSO-E Electricity in Europe 2013

Average exchange balance

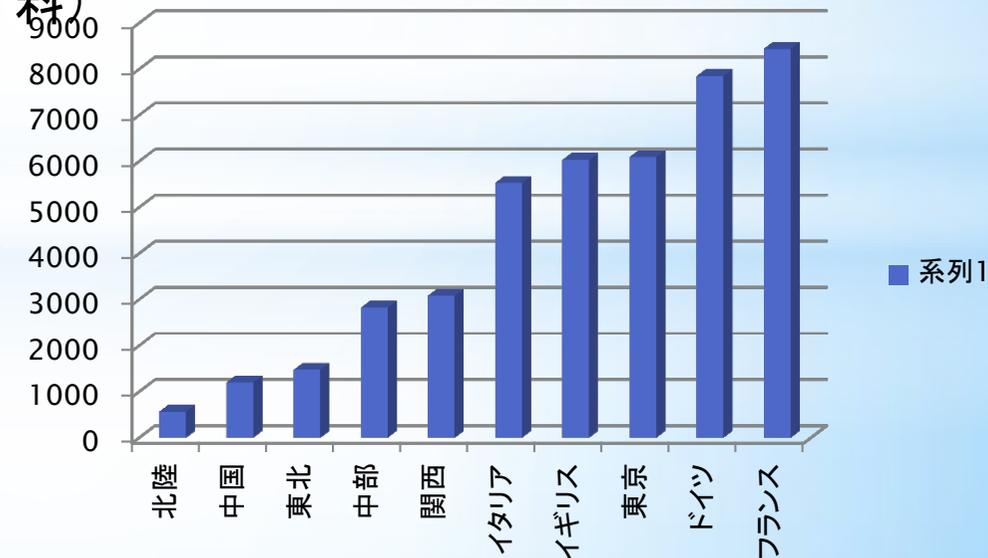


Source: Own calculations based on data from vulcanus.org

2010年の電力供給量比較(gwh)



2008年日最大電力比較(万kw) (海電調資料)



御静聴ありがとうございました。