

ベトナム 電力調査 2013

2013年3月

ジェトロ・ハノイ事務所

1. はじめに

経済発展が続くベトナムには、近年多数の日系企業が進出している。2012年、日本の対越直接投資の新規認可件数は、過去最高の317件を記録した。当事務所にも、ベトナムへの進出を検討している企業から、多数の相談が寄せられている。

これまで、進出企業にとってはインフラの未整備が大きな課題であった。しかしながら、電力不足に関しては、昨今改善の兆しが見られる。新規で大型の発電所が運転を開始したこと、電力需要の伸びの低下などが要因である。ジェトロが毎年実施している「在アジア・オセアニア日系企業実態活動調査（2012年度）」においても、電力不足を経営上の課題として回答した企業の割合は低下している。

その一方で電力の安定供給にはまだ課題も多い。電力需要は今後も前年比10%以上の伸びが予想され、マスタープラン7（PDP7）の遅延のない実行が必要である。電源開発には、EVN（ベトナム電力公社）だけでなくIPPやBOT案件への投資を拡大する必要がある。そのため、電力料金改定、電力市場自由化等の推進も必要である。

ジェトロでは、PDP7開始後の状況についてデータを収集し、「電力調査 2011」のアップデートを行った。既進出企業、進出検討企業だけでなく、インフラ輸出に関心を持っている企業に対して、少しでも有益な情報となれば幸いである。

ジェトロ・ハノイ事務所

2. 用語説明

| | |
|-----|---|
| PDP | Power Development Master Plan の略。国家電力開発マスタープランと称され、5年毎にベトナムの電源開発計画が本マスタープランで発表される。 |
| IPP | Independent Power Producer（独立発電事業者）の略。自らが発電設備を建設、運営し、発電した電力を電力会社などへ卸売する事業者のこと。IPPの投資に関しては、Decision30/2006/QD-BCNにて条件が定められている。 |
| BOT | 民間企業が設備を建設、運営し、定められた事業期間が終了した後、相手国へ設備を無償で譲渡する事業形態のこと。事業期間は通常、20～25年。BOTの投資に関しては、Decree108/2009/ND-CPにて条件が定められている。 |
| COD | Commercial Operation Date（営業運転開始日）の略。国家電力マスタープランにおいては、CODを年単位で設定し、電源開発の計画をしている。 |
| RE | Renewable Energy（再生可能エネルギー）の略。ベトナムでは、REでの発電可能性として、小規模水力発電、地熱発電、バイオマス発電、風力発電、太陽光発電を挙げている。 |

3. 目次

| タイトル | ページ |
|-------------------------|-----|
| ～2012年までの電源開発 | 4 |
| PDP7の進捗状況(2011年の電源開発実績) | 5 |
| PDP7の進捗状況(2012年の電源開発実績) | 6 |
| 主要発電所の稼働状況 | 7 |
| 発電所、送電線での事故・メンテナンス | 8 |
| 500kV送電線の送受電状況① | 9 |
| 500kV送電線の送受電状況② | 10 |
| 各配電会社への給電量 | 11 |
| 2013年以降の電源開発 | 12 |
| PDP7における2015年までの電源開発計画 | 13 |
| 2013～2020の電力需給見通し（エリア別） | 14 |
| 2013～2020の電力需給見通し（分野別） | 15 |
| 電力料金について① | 16 |
| 電力料金について② | 17 |
| 電力市場自由化① | 18 |
| 電力市場自由化② | 19 |
| EVN再編の動き | 20 |
| ソンラ水力発電所 | 21 |

4. ～2012年までの電源開発

2012年末の発電設備容量は26,836MW(図1)、2012年の発電実績は120,210GWh(図2)であった。水力発電が発電設備容量の約半分を占めるなど、水力に大きく依存している状況である。2012年には合計2,592MWの容量が新規で運転を開始したが、そのうち71.4%は水力発電所であった。

PDP6と比較するとPDP7の進捗状況は大きく改善している。2006-2010年の電源開発実行率は69.1%であったが、PDP7の2011-2012年における電源開発実行率は82.6%だった(表1)。

ジェットロにおける、2012年10月～11月に実施した「在アジア・オセアニア日系企業実態活動調査」において、「電力不足・停電」を「経営上の問題点」と回答した企業の割合は約27%と前年の61.6%から激減するなど電力供給は改善されている(図3)。

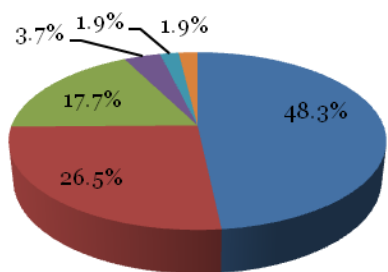


図1. 2012年末発電設備容量
26,836MW

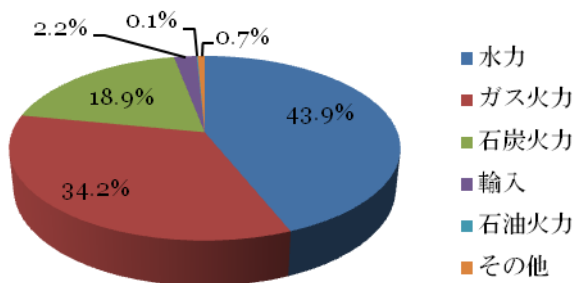


図2. 2012年発電実績
120,210GWh

出所：EVN等より

表1. PDP7の電源開発計画と実行率

| | 2011 | 2012 | 2011-2012 | <参考> 2006-2010 |
|---------------|-------|-------|-----------|-------------------|
| 電源開発計画 (MW) | 4,187 | 2,805 | 6,992 | 14,581 |
| 電源開発実績 (MW) | 3,188 | 2,592 | 5,780 | 10,081 |
| 電源開発計画実行率 (%) | 76.1% | 92.4% | 82.6% | 69.1% |

出所：PDP7, EVN等よりジェットロ作成

図3. 在アジア・オセアニア日系企業実態活動調査におけるベトナムの「経営上の問題点」

2011年度調査

| ベトナム | (%) |
|-------------------------|------|
| 1 従業員の賃金上昇(n=150) | 83.3 |
| 2 現地人材の能力・意識(n=144) | 63.2 |
| 3 通関等諸手続きが煩雑(n=141) | 62.4 |
| 4 原材料・部品の現地調達難しさ(n=112) | 61.6 |
| 4 電力不足・停電(n=112) | 61.6 |

2012年度調査

| ベトナム | (%) |
|-------------------------|------|
| 1 従業員の賃金上昇(n=249) | 81.5 |
| 2 原材料・部品の現地調達難しさ(n=165) | 74.5 |
| 3 現地人材の能力・意識(n=243) | 60.5 |
| 4 幹部候補人材の採用難(n=243) | 54.7 |
| 5 通関等諸手続きが煩雑(n=243) | 53.9 |

→電力不足・停電は約27%と上位5項目以下へ

出所：在アジア・オセアニア日系企業実態活動調査

5. PDP7の進捗状況（2011年の電源開発実績）

2011年に開発された発電設備容量は3,188MW（表2）。2005年に起工したソンラ水力発電所（P21参照）の2～4号機が運転を開始するなど、新規で運転を開始した発電所のうち、水力が61.4%を占めた。

表2. 2011年に運転を開始した発電所一覧

| Plant Name | Type | MW | Province | PDP7記載の 運転開始予定 | 運転開始 |
|--------------------------------|-------|-------|---------------------|-------------------|---------|
| Son La # 2,3,4 | Hydro | 1,200 | Son La | 2011 | 4,8,12月 |
| An Khe # 1,2 | | 160 | Gia Lai | 2011 | 6,8月 |
| Dak Rti # 1,2,3,4 | | 144 | Dak Nong | 2011 | 8,9,10月 |
| Song Tranh 2 #2 | | 95 | Quang Nam | 2011 | 1月 |
| Dong Nai 3 #1 | | 90 | Dak Nong & Lam Dong | 記載なし | 1月 |
| Dong Nai 3 #2 | | 90 | Dak Nong & Lam Dong | 2011 | 6月 |
| Se San 4A #1,2,3 | | 63 | Gia Lai | 2011 | 7,9,11月 |
| Thai An # 1,2 | | 82 | Ha Giang | 記載なし | 1月 |
| Huong Son #1,2 | | 34 | Ha Tinh | 記載なし | 1,3月 |
| Nhon Trach 2 #GT6, GT5, ST4 | | Gas | 750 | Dong Nai | 2011 |
| Uong Bi MR # 1 | Coal | 330 | Quang Ninh | 記載なし | 3月 |
| Formosa # 2 | | 150 | Ha Tinh | 2012 | 8月 |

出所：EVN等より

表3. 主な遅延案件

| Plant Name | Type | MW | Province | PDP7記載の 運転開始予定 | 運転開始予定 | 遅延理由 |
|----------------|-------|-----|------------|-------------------|---------|-----------------------|
| Nam Chien #1,2 | Hydro | 200 | Son La | 2011, 2012 | 2013/1Q | 設備が要求を満たさず、 遅延 |
| Uong Bi MR # 2 | Coal | 300 | Quang Ninh | 2011 | 2013 | 資金不足、コントラク ターの能力不足 |
| Ngoi Phat | Hydro | 72 | Lao Cai | 2011 | 未定 | 資金不足 |

出所：EVN等より

6. PDP7の進捗状況（2012年の電源開発実績）

2012年に開発された発電設備容量は2,592MW（表4）。ソンラ水力発電所は、残る5,6号機が運転を開始し、完成した。新規運転開始の71.4%を水力発電所が占めており、2012年も水力発電所の割合が高く、石炭火力発電所が新規に運転を開始したのは、北部のみだった。

表4. 2012年に運転を開始した発電所一覧

| Plant Name | Type | MW | Province | PDP7記載の 運転開始予定 | 運転開始 |
|--------------------|-------|------|---------------------|-------------------|--------|
| Son La #5,6 | Hydro | 800 | Son La | 2012 | 4,9月 |
| Dong Nai 4 #1,2 | | 340 | Dak Nong & Lam Dong | 2012 | 3,6月 |
| Dak Mi 4 #1,2,3,4 | | 190 | Quang Nam | 2011 | 1,2,4月 |
| A Luoi #1,2 | | 170 | Thua Thien Hue | 2011 | 5,6月 |
| Nho Que #1,2 | | 110 | Ha Giang | 2012 | 3,6月 |
| Na Le(Bac Ha) #1,2 | | 90 | Lao Cai | 2011 | 6,9月 |
| Ba Thuoc #3,4 | | 40 | Thanh Hoa | 2012 | 12月 |
| Chiem Hoa #1,2 | | 32 | Tuyen Quang | 記載なし | 7,9月 |
| Song Bung 5 #1 | | 29 | Quang Nam | 記載なし | 12月 |
| Nam Phang #1 | | 18 | Lao Cai | 記載なし | 10月 |
| Kanak #1,2 | | 13 | Gia Lai | 2012 | 3,8月 |
| Su pan #2 | | 12 | Lao Cai | 記載なし | 3月 |
| Dak Mi 4C #5 | | 9 | Quang Nam | 記載なし | 10月 |
| Mao Khe #1,2 | | Coal | 440 | Quang Ninh | 2013 |
| Quang Ninh 2#1 | 300 | | Quang Ninh | 2014 | 12月 |

表5. 主な遅延案件

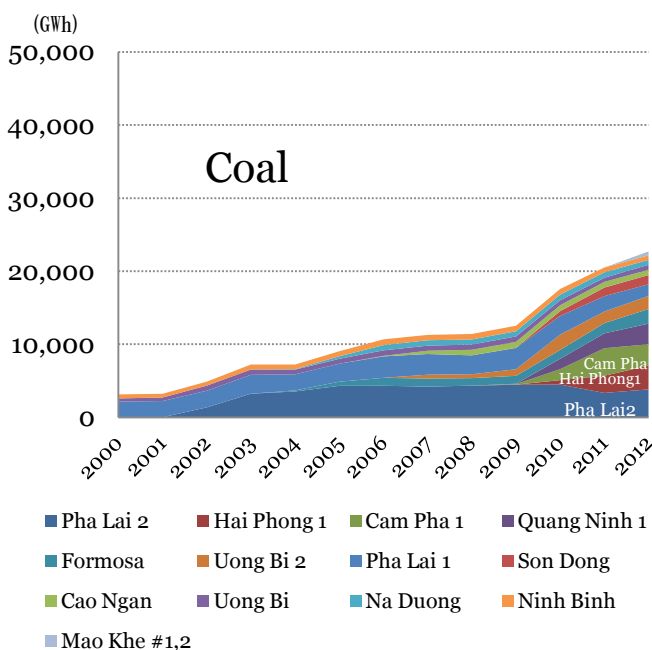
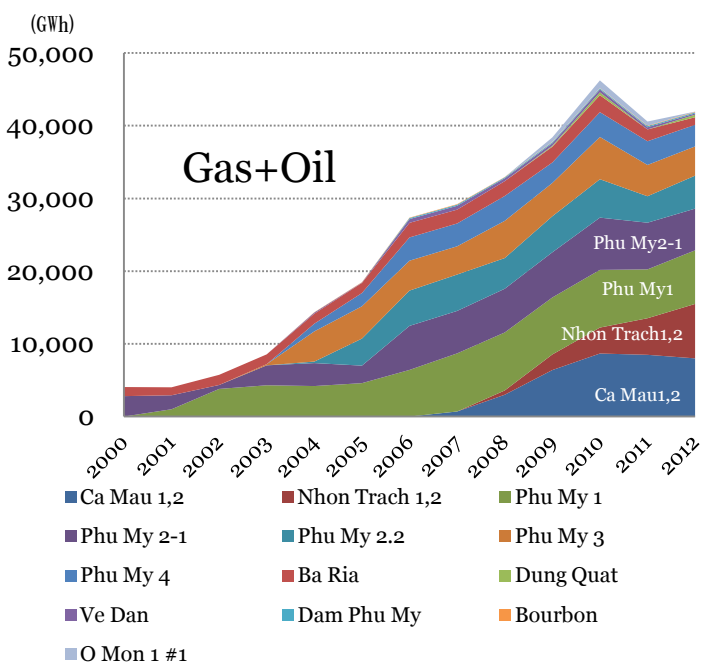
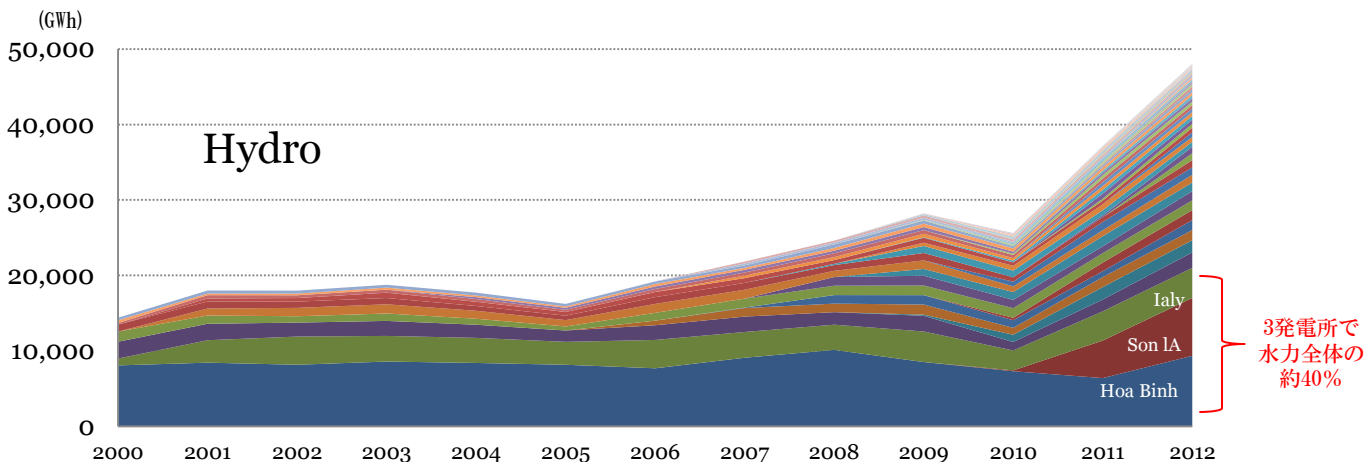
出所：EVN等より

| Plant Name | Type | MW | Province | PDP7記載の 運転開始予定 | 運転開始予定 | 遅延理由 |
|---------------|-------|-----|-------------|-------------------|-----------|-------------------|
| Ban Chat #1,2 | Hydro | 220 | Lai Chau | 2012 | 2013/1Q | 資金不足 請負業者の能力不足 |
| Hua Na # 1,2 | Hydro | 180 | Nghe An | 2012 | 2013/2 | 難解な土地造成のため |
| Khe Bo #1,2 | Hydro | 100 | Nghe An | 2012 | 2013/1,2Q | 資金不足 |
| Dam Bri | Hydro | 75 | Lam Dong | 2012 | 2013 | 請負業者の能力不足 |
| Dong Nai 2 | Hydro | 70 | Lam Dong | 2012 | 2013/1Q | 資金不足 |
| An Khanh I #1 | Coal | 50 | Thai Nguyen | 2012 | 2013/4Q | 資金不足 |
| Vung Ang I #1 | Coal | 600 | Ha Tinh | 2012 | 2013/4Q | 難解な土地造成のため |

7. 主要発電所の稼働状況

ソナラ水力発電所が運転を開始した2010年以降、水力による発電量が増加している。ホアビン、ソナラ、イアリの3発電所で水力による発電量の約40%を占めており、特定の発電所に依存している状況である。水力発電所は天候の影響を受けやすいため、石炭やガス火力発電所の安定的な稼働も必要不可欠である。

図4. 各タイプ別発電所の発電量



出所：全てEVN等より

8. 発電所、送電線等の事故・メンテナンス

各発電所は、メンテナンスや事故により稼働を停止することがある。安定供給のためには、事故による運転停止時間を減らすこと、効率的な保守点検が必要である。2012年は前年より事故件数は増加したが、事故停止時間は改善している。

図5. 主要な発電所の停止状況

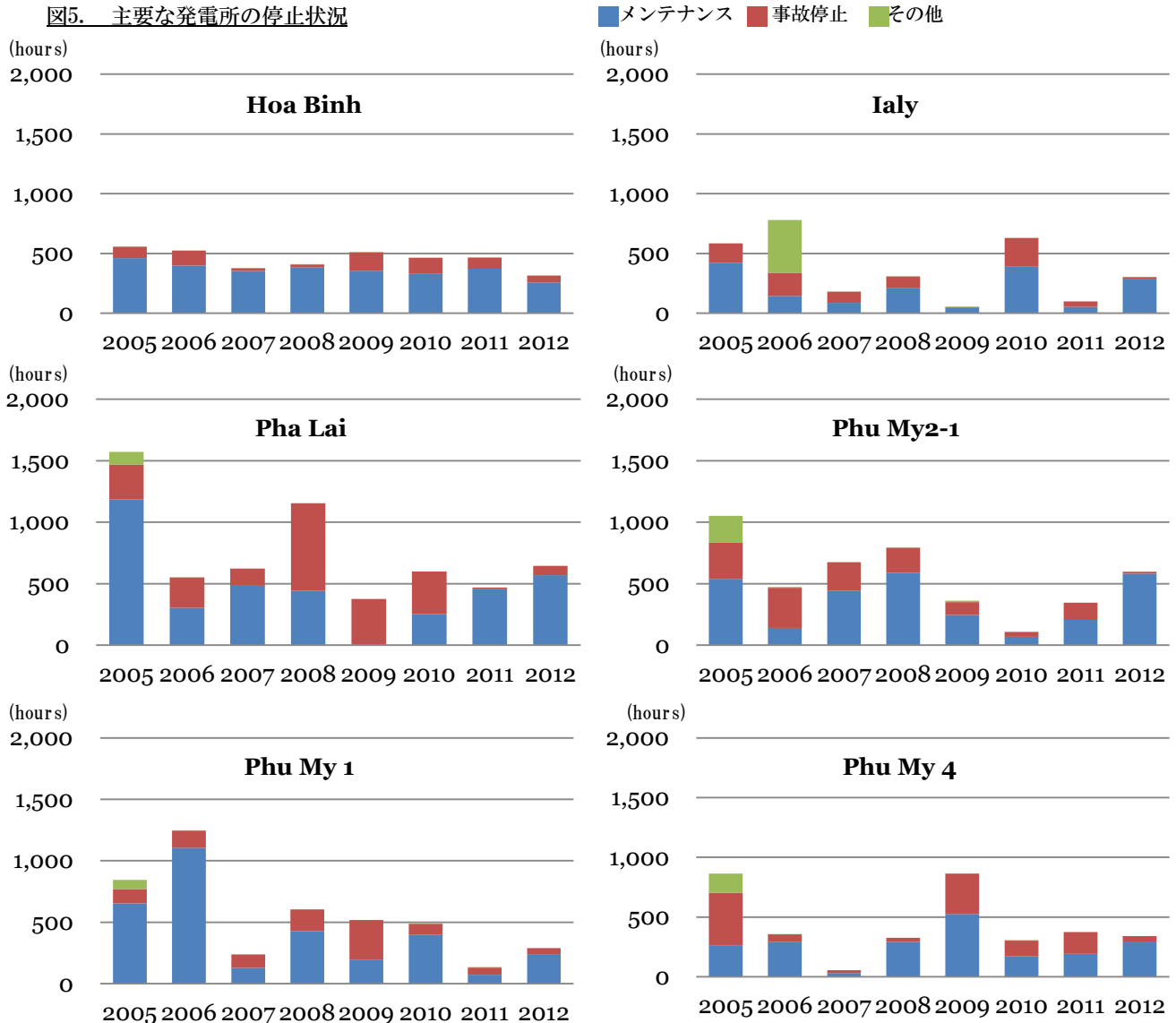
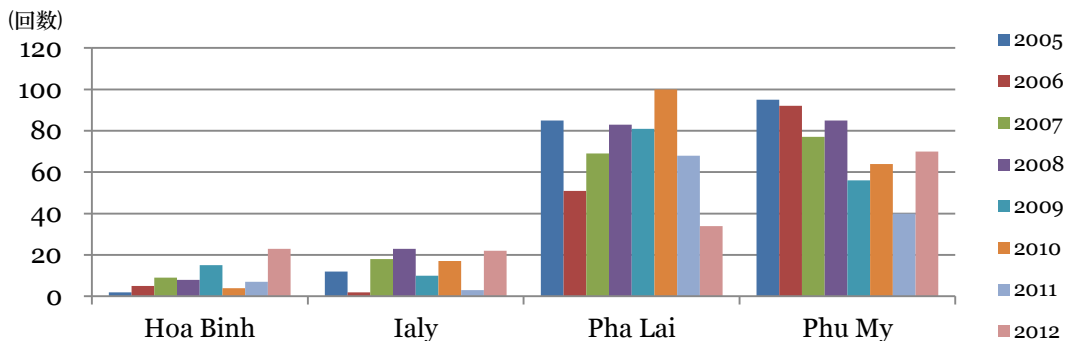


図6. 主要な発電所の事故件数



9. 500kV送電線の送受電状況①

ベトナムは南北に約2,300kmと細長い地形であり、500kVの送電線2系統で20カ所以上の変電所を介して送受電を行っている。2010年までは北部からの送電はほとんどなかったが、2010年のソンラ発電所運転開始以降は北部からの送電が急激に増えている。ベトナムでは、約9%の送電ロスがあるために、北・中・南部で電力を融通しあうのは非効率的である。各エリアごとに需給バランスをとり、供給を行うことが望ましい。

図7. 500kV送電線への送電・受電状況

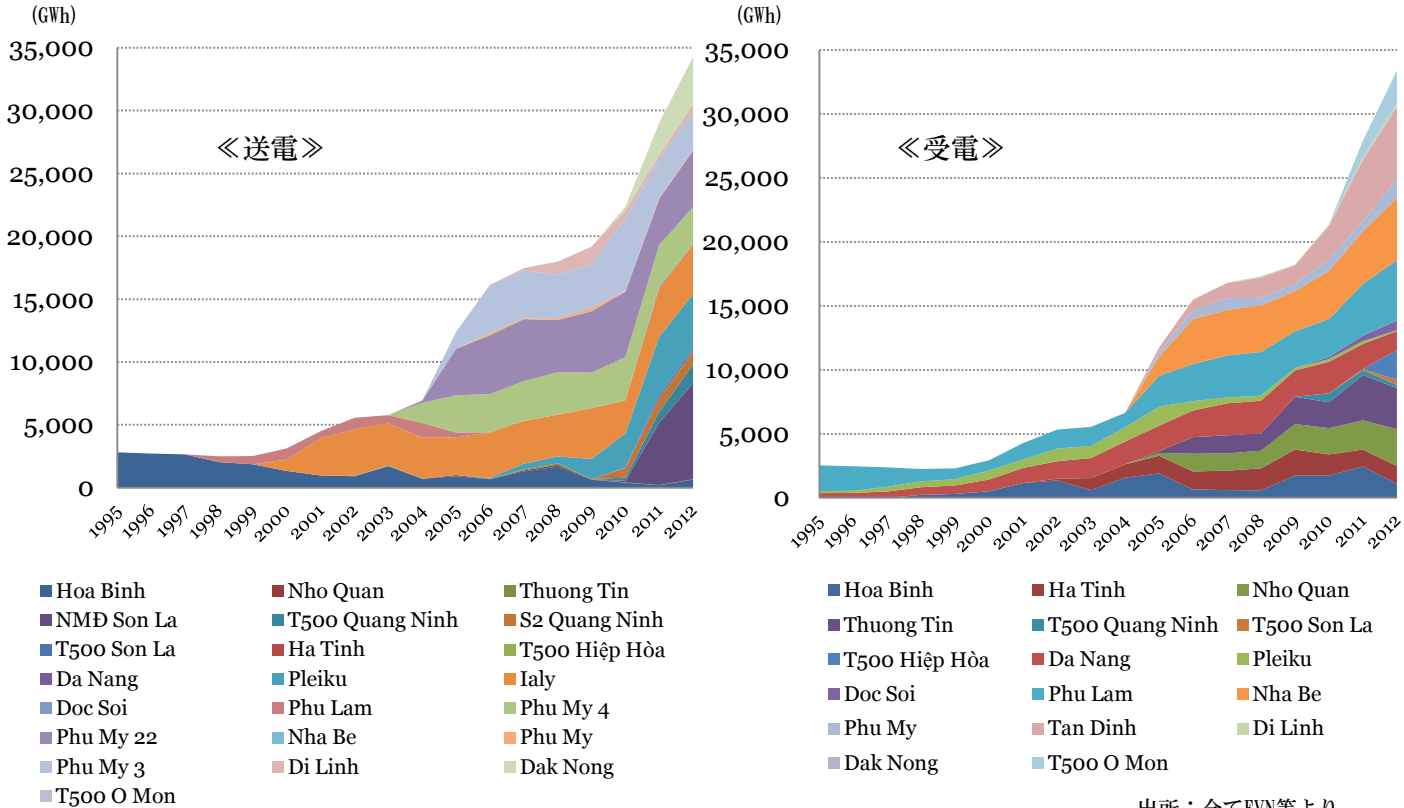
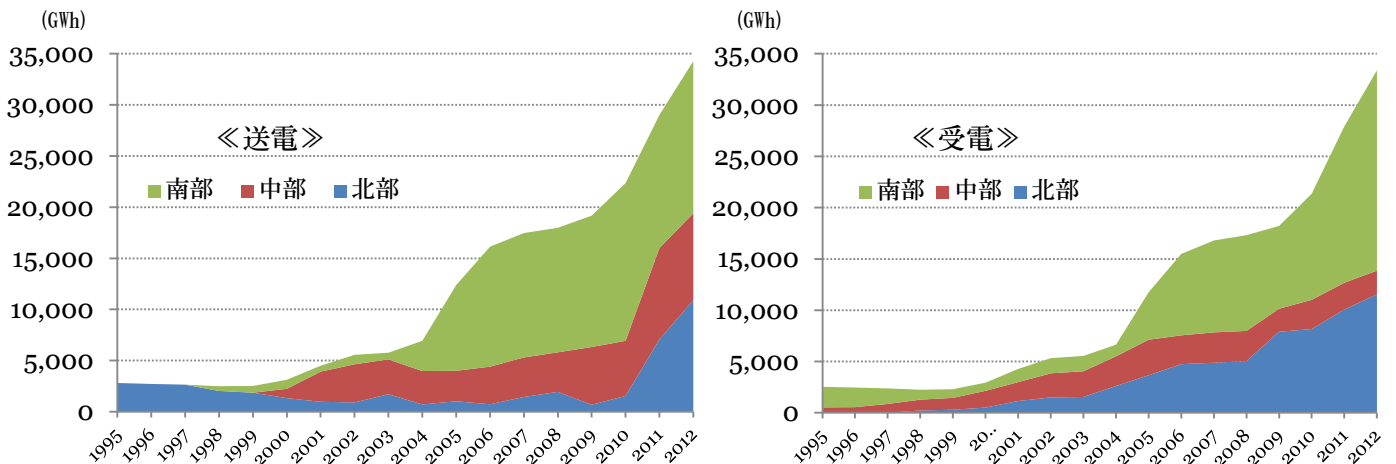


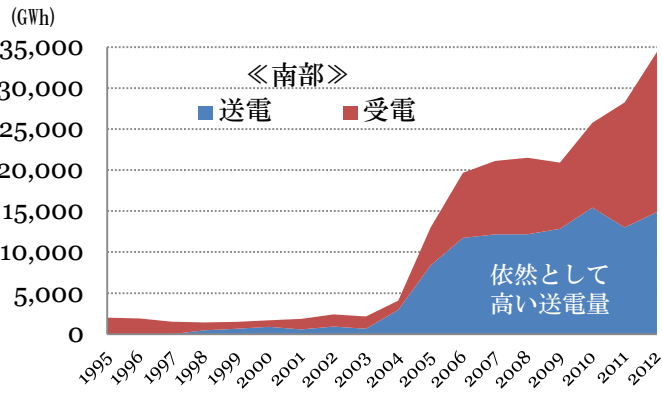
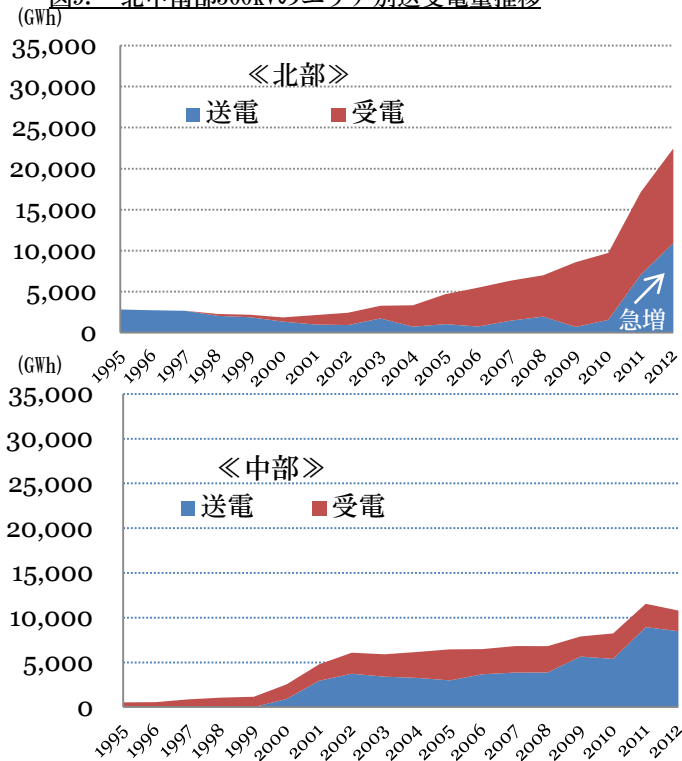
図8. 500kV送電線への地域別送電・受電状況



10. 500kV送電線の送受電状況②

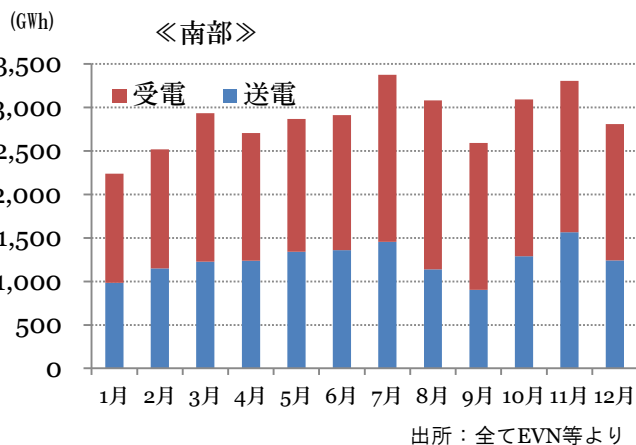
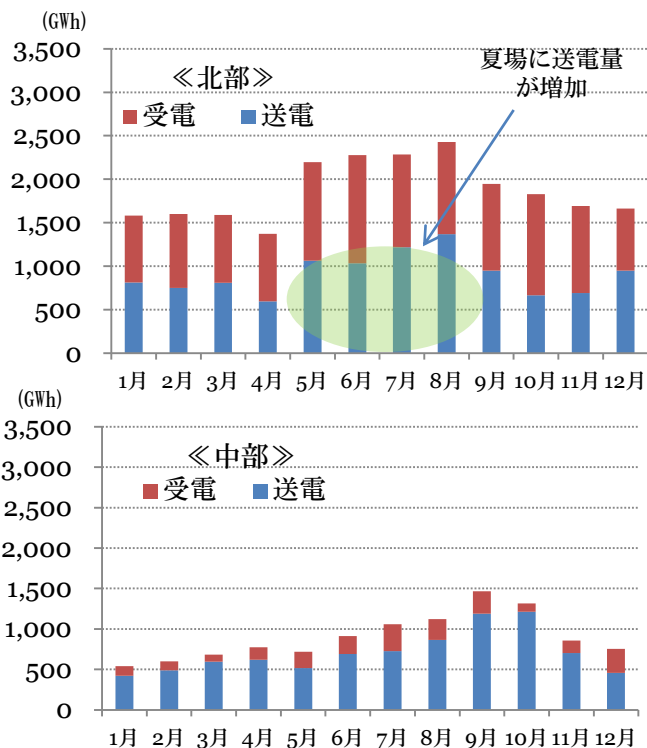
ソナラ発電所の運転開始以後、北部からの送電量が増えているが、依然として南部のガス火力による送電に依存している状況である。各地域での安定した電源の開発が求められている。

図9. 北中南部500kVのエリア別送受電量推移



出所：全てEVN等より

図10. 2012年の北中南部500kVのエリア別送受電量推移



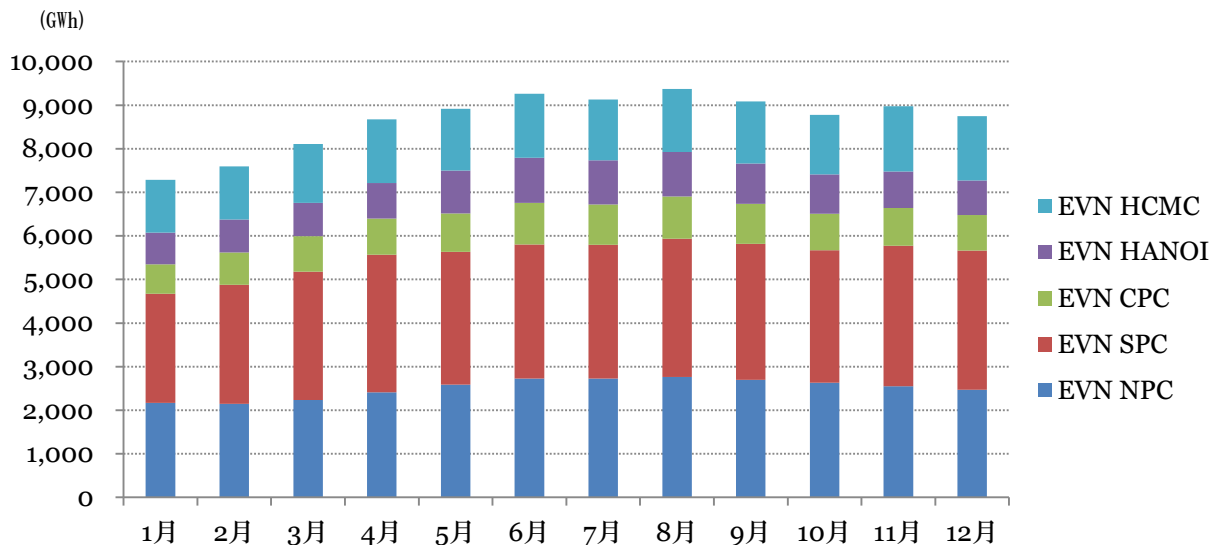
出所：全てEVN等より

11. 各配電会社への給電量

ベトナムではEVN傘下の各地域別配電会社を通じて電気が供給される。北部(NPC)、中部(CPC)、南部(SPC)、ハノイ市(HANOI)、ホーチミン市(HCMC)とエリア別に5つの配電会社があり、その傘下にさらに地域別(省、各地区)の配電会社がある。

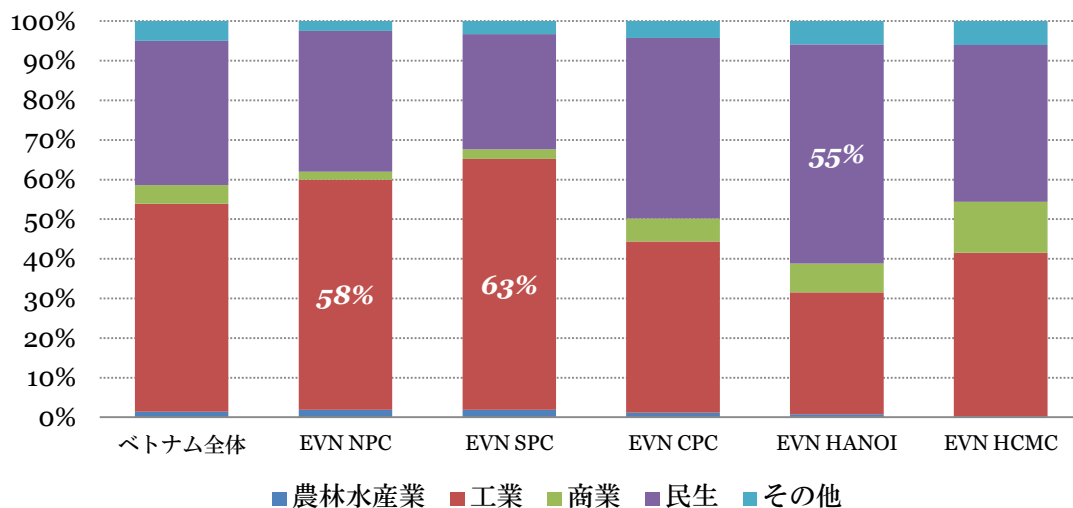
NPCやSPCでは工業分野への給電が約60%前後と多く、HANOIは民生分野の占める割合が約55%と高い。ベトナム全体では、工業用が50%以上を占めている。

図11. 2012年各配電会社への月別給電量



出所：EVN等より

図12. 2012年各配電会社の分野別給電量



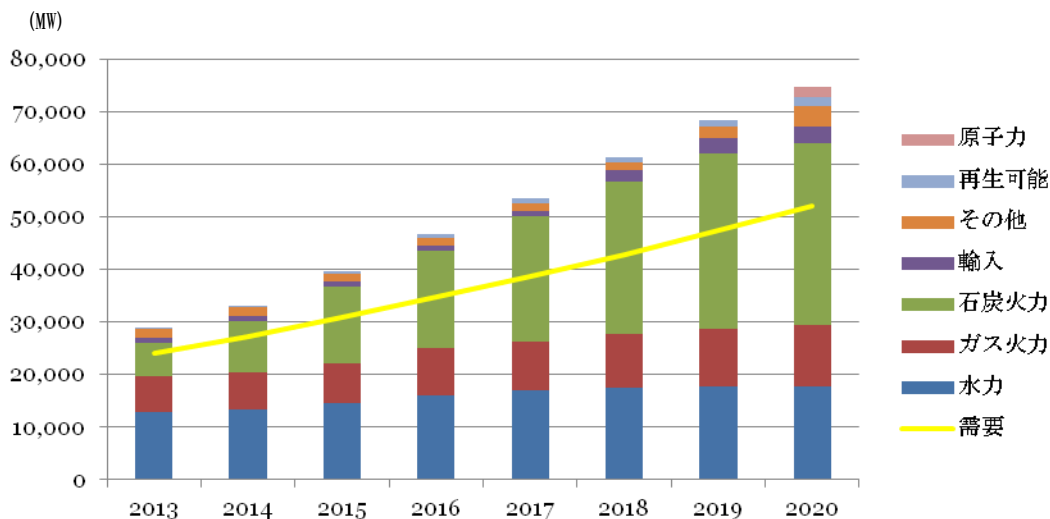
出所：EVN等より

12. 2013年以降の電源開発

今後の計画では大型の石炭火力発電所が順次運転を開始し、2030年には石炭火力発電所が発電容量全体の約半分を占める予定である。現在は北部クアンニン省で採掘される国内炭を燃料としているため、北部に石炭火力発電所が集中しているが、2015年以降は、南部でも輸入炭を用いた石炭火力発電所の運転開始を予定している。そのため、発電所の建設とともに港湾の整備も必要になる。

PDP7では、発電設備容量を2020年には75,000MW、2030年には146,800MWにする予定である。2012年末の発電設備容量26,836MWに対し、2020年は約2.8倍、2030年には約5.4倍という壮大な計画である。さらに、2020年に南部ニトゥアン省において原子力発電所の運転開始を予定している。

図13. 2013年以降の電源開発推移



出所：PDP7, EVN等より

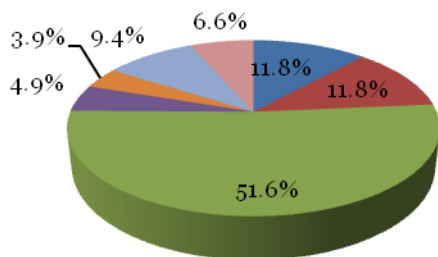


図14. 2030年末発電設備容量
146,800MW

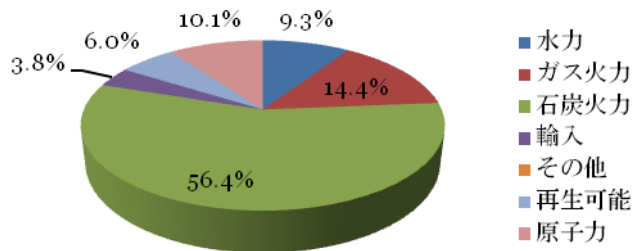


図15. 2030年発電実績
695,000GWh

出所：PDP7より

13. PDP7における2015年までの電源開発計画

| Plant Name | Type | MW | Province |
|--------------------|-------|-------|-------------|
| COD 2013 | | | |
| Dak Rinh #1,2 | Hydro | 125 | Quang Ngai |
| Nam Na 2 | Hydro | 66 | Lai Chau |
| Sre Pok 4A | Hydro | 64 | Dak Lak |
| Vung Ang I #2 | Coal | 600 | Ha Tinh |
| Mao Khe #1,2 | Coal | 440 | Quang Ninh |
| Hai Phong II #1 | Coal | 300 | Hai Phong |
| Nghi Son I #1 | Coal | 300 | Thanh Hoa |
| An Khanh I #2 | Coal | 50 | Thai Nguyen |
| COD 2014 | | | |
| Thuong Kontum #1,2 | Hydro | 220 | Kon Tum |
| Nam Mo (Laos) | Hydro | 95 | Laos |
| Nam Na 3 | Hydro | 84 | Lai Chau |
| Yen Son | Hydro | 70 | Tuyen Quang |
| Dak Re | Hydro | 60 | Quang Ngai |
| Vinh Tan II #1,2 | Coal | 1,200 | Binh Thuan |
| Thai Binh II #1 | Coal | 600 | Thai Binh |
| Duyen Hai I #1 | Coal | 600 | Tra Vinh |
| O Mon I #2 | Coal | 330 | Can Tho |
| Hai Phong 2#2 | Coal | 300 | Hai Phong |
| Nghi Son I #2 | Coal | 300 | Thanh Hoa |
| Quang Ninh II #1 | Coal | 300 | Quang Ninh |
| COD 2015 | | | |
| Huoi Quang #1,2 | Hydro | 520 | Lai Chau |
| Se Ka man 1 (Laos) | Hydro | 290 | Laos |
| Dong Nai 5 | Hydro | 145 | Lam Dong |
| Dong Nai 6 | Hydro | 135 | Lam Dong |
| Mong Duong II #1,2 | Coal | 1,200 | Quang Ninh |
| Thai Binh II #2 | Coal | 600 | Thai Binh |
| Duyen Hai III #1 | Coal | 600 | Tra Vinh |
| Long Phu I #1 | Coal | 600 | Soc Trang |
| Duyen Hai I #2 | Coal | 600 | Tra Vinh |
| Cong Thanh #1,2 | Coal | 600 | Thanh Hoa |
| Quang Ninh II #2 | Coal | 300 | Quang Ninh |
| Luc Nam #1 | Coal | 50 | Bac Giang |
| O Mon III | Gas | 750 | Can Tho |

出所：PDP7
50MW以上の発電所を
そのままを記載

14. 2013～2020年の電力需給見通し（エリア別）

今後の電力需要も引き続き前年比10%以上の伸びが予想されるが、PDP7では毎年約14%の伸びに基づいて電源開発を計画しており、スケジュール通りに運転を開始すれば安定供給が見込まれる。

その一方、ベトナムの国土は南北約2,300kmに及ぶため、送電ロスの問題もあり南北で電力を融通しあうのは効率的ではない。北部、中部、南部各エリアごとの設備容量と需要を比較すると、2013～2015年にかけては南部で電力不足が発生する可能性がある。

図16. 2013年以降の電力需要予測と電源容量

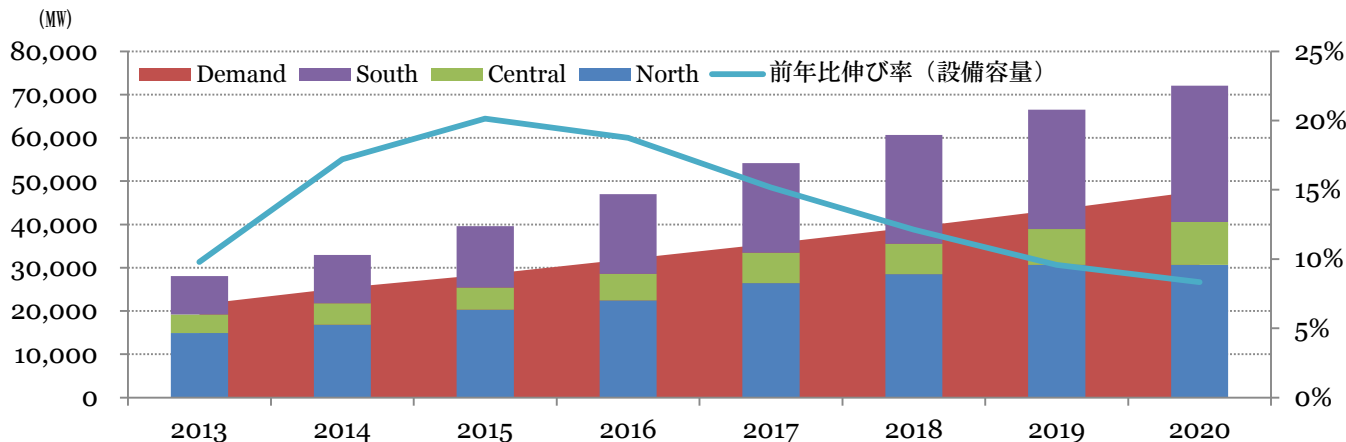


図17. 北部・中部・南部での電力需要予測と電源容量

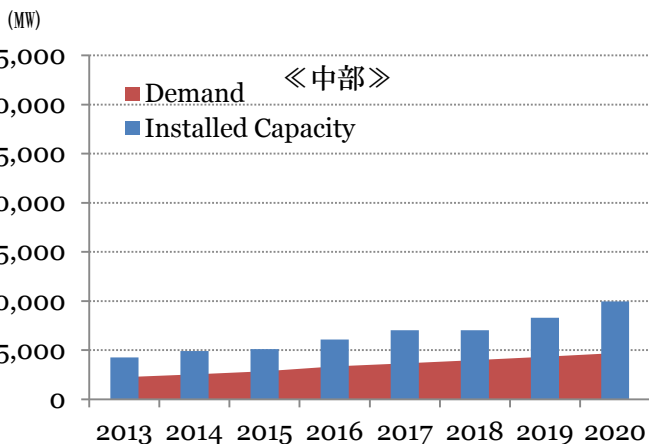
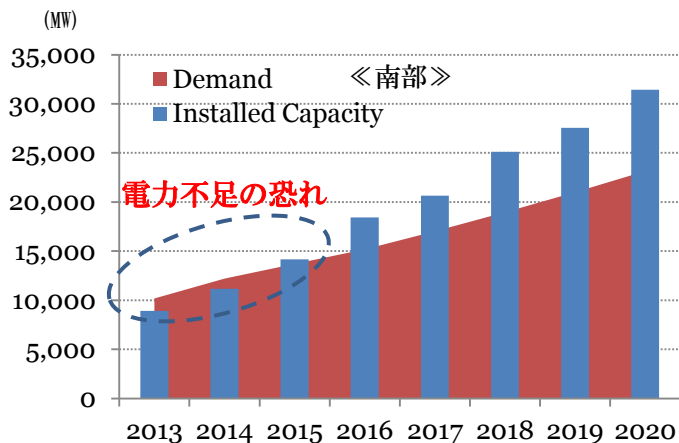
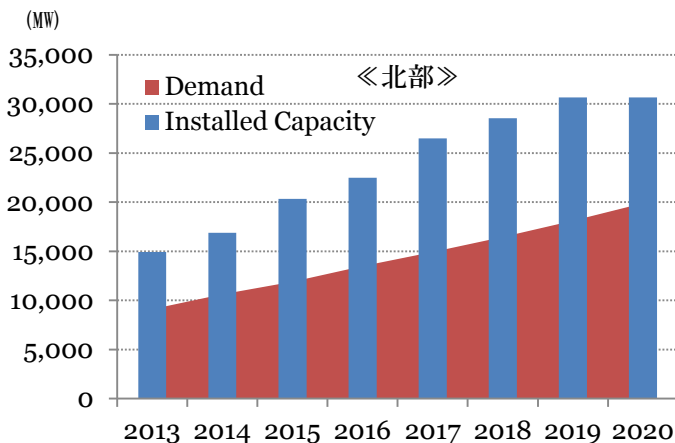


表6. EVN全体の送電ロスの割合

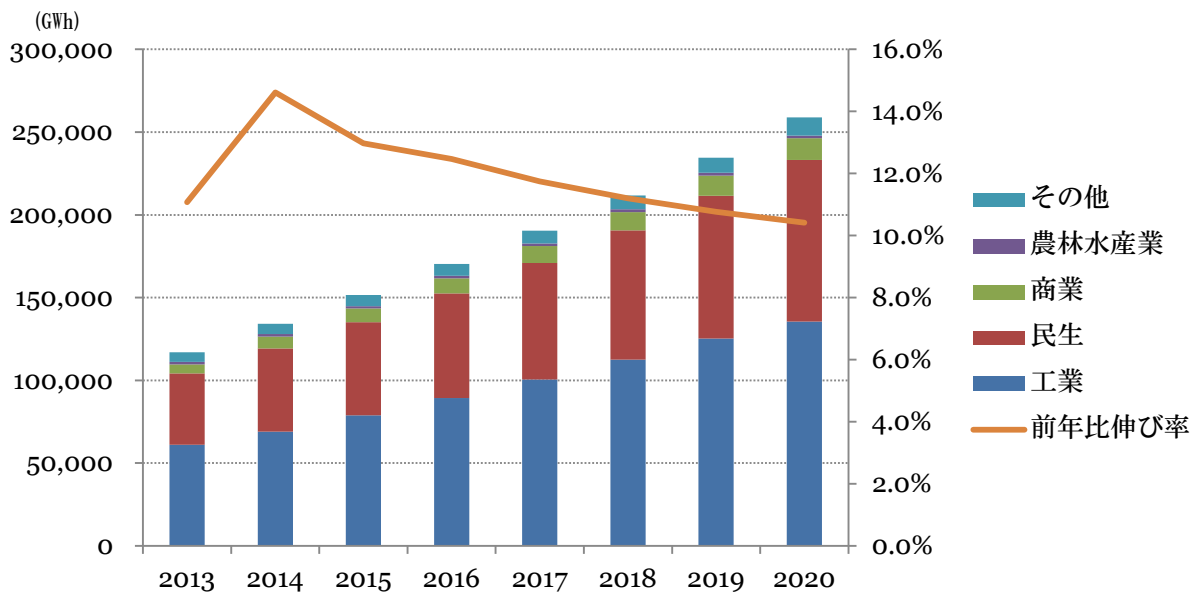
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|----------|------|-------|------|------|
| 送電ロス (%) | 9.57 | 10.25 | 9.23 | 9.20 |

出所：全てEVN等より

15. 2013～2020年の電力需給見通し（分野別）

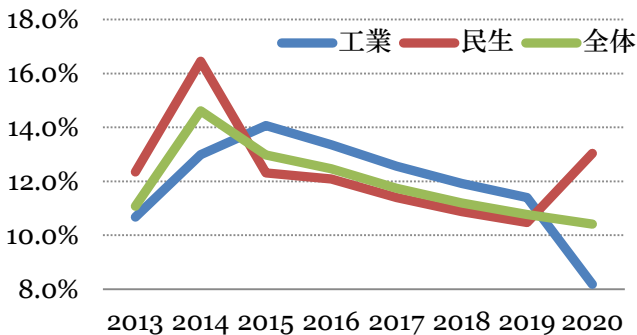
経済成長が続くと同時に、生活水準も向上し、工業だけでなく民生分野の電力消費の伸びも見込まれる。特に、都市部では主要家電の普及が進み、エアコンの普及率は6年間で8%から26.2%と高い伸びを示している。民生分野は国民生活に直接影響する分野でもあるため、電力の安定供給が望まれる。

図18. 2013年以降の電力消費予測（分野別）



出所：EVN等

図19. 2013年以降の分野別電力消費伸び率



出所：EVN等

表7. 都市、地方での主要家電世帯普及率

| | 2004 | | 2006 | | 2008 | | 2010 | |
|------|------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|
| | 都市 | 地方 | 都市 | 地方 | 都市 | 地方 | 都市 | 地方 |
| 冷蔵庫 | 45.8 | 6.8 | 53.9 | 11.2 | 64.1 | 19.6 | 63.8 | 29.2 |
| P C | 16.5 | 1.3 | 21.3 | 2.6 | 28.9 | 4.8 | 38.2 | 7.6 |
| TV | 94.9 | 61.4 | 102.1 | 74.3 | 108.6 | 85.7 | 97.6 | 80.7 |
| エアコン | 8.0 | 0.3 | 12.0 | 0.5 | 17.3 | 1.0 | 26.2 | 2.1 |
| 温水器 | 18.0 | 1.1 | 22.5 | 2.0 | 26.6 | 3.8 | 28.9 | 6.5 |

出所：GSO

16. 電力料金について①

2011年6月より、電気料金を最大で年4回改定可能になった(首相決定24/2011/QD-TTg)。PDP7では2020年までに電力価格を8~9UScents/kwhへ引き上げることを明記している。電気料金引き上げは国民の負担増に直結するが、IPPなどの投資を呼び込むために必要不可欠である。そのような状況で、2012年は2回電力料金の値上げが行われた。EVNの財務状況も踏まえると、2013年も電力料金引き上げは不可避と思われる。

表8. 2012年の電力料金改定

| | 改定適用日 | 改定後平均料金(1kwh) | 引き上げ幅 | 通達 |
|---|-------------|-----------------|-------|----------------|
| 1 | 2012年7月1日 | 1,369VND(VAT除く) | 5% | 17/2012/TT-BCT |
| 2 | 2012年12月22日 | 1,437VND(VAT除く) | 5% | 38/2012/TT-BCT |

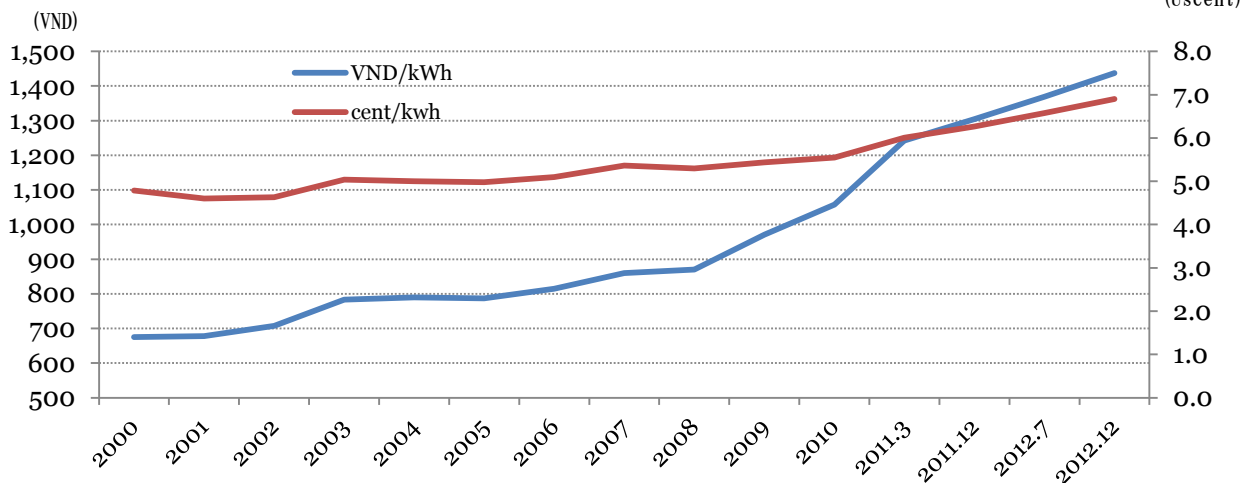
表9. 電力料金改定の手続き

出所：政府資料に基づき作成

| | 手続き |
|-------------|---|
| 5%以下の改定の場合 | EVNよりMOIT(商工省)へ電気料金の改定を提案 ↓ MOITより5営業日以内に返答がなければ改定可能 |
| 5%を超える改定の場合 | EVNよりMOITとMOF(財政省)へ電気料金の改定を提案 ↓ MOFは内容を査定し、MOITへ5営業日以内に意見を提出 ↓ MOITは意見をとりまとめ、5営業日以内に首相へ提出 ↓ 首相より15営業日以内に返答がなければ改定可能 |

図20. 電力料金の推移 (USD建、VND建て)

出所：24/2011/QD-TTgに基づき作成



出所：EVN等

17. 電力料金について②

図21. 工業・建設分野の電力料金推移

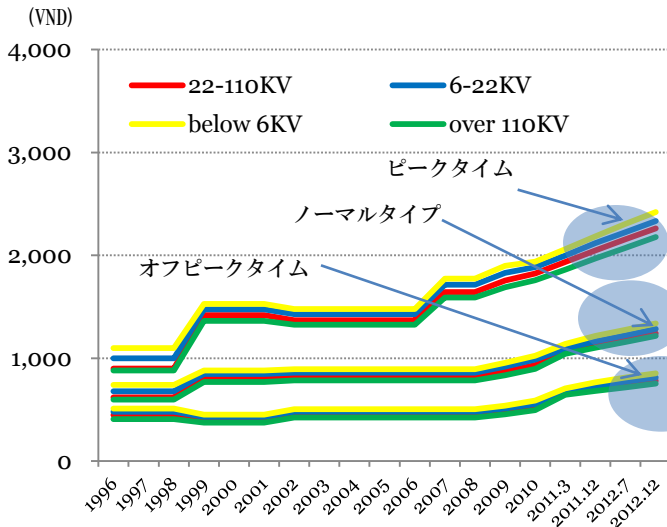


図22. 民生分野の電力料金推移

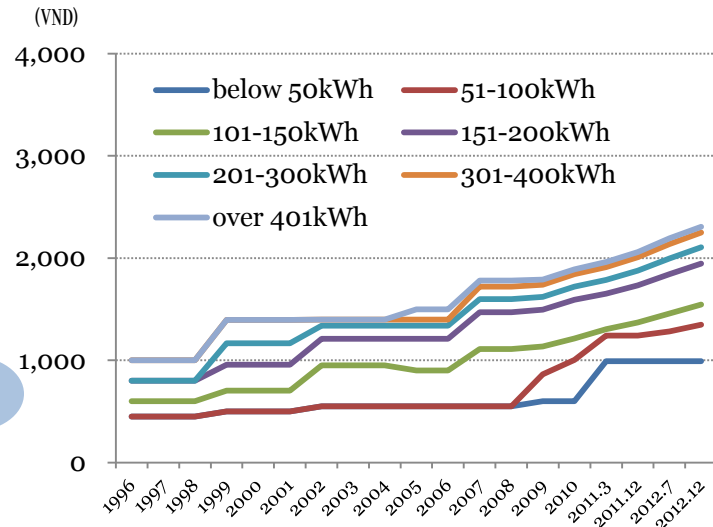
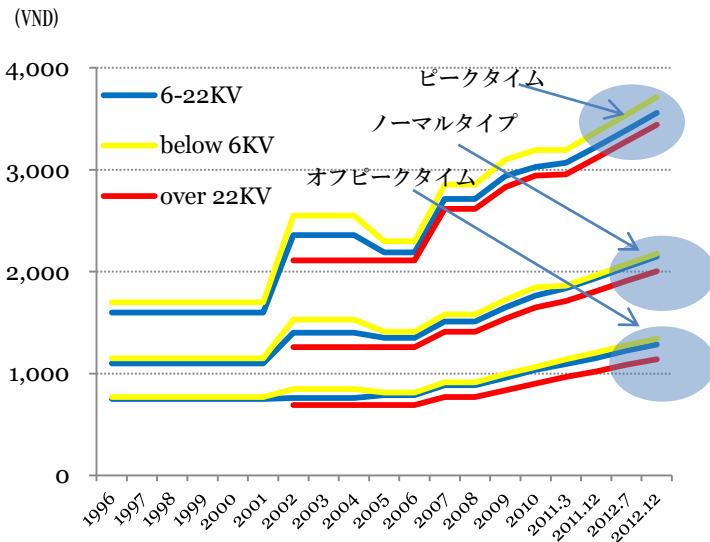


図23. 商業・サービス分野の電力料金推移



18. 電力市場自由化①

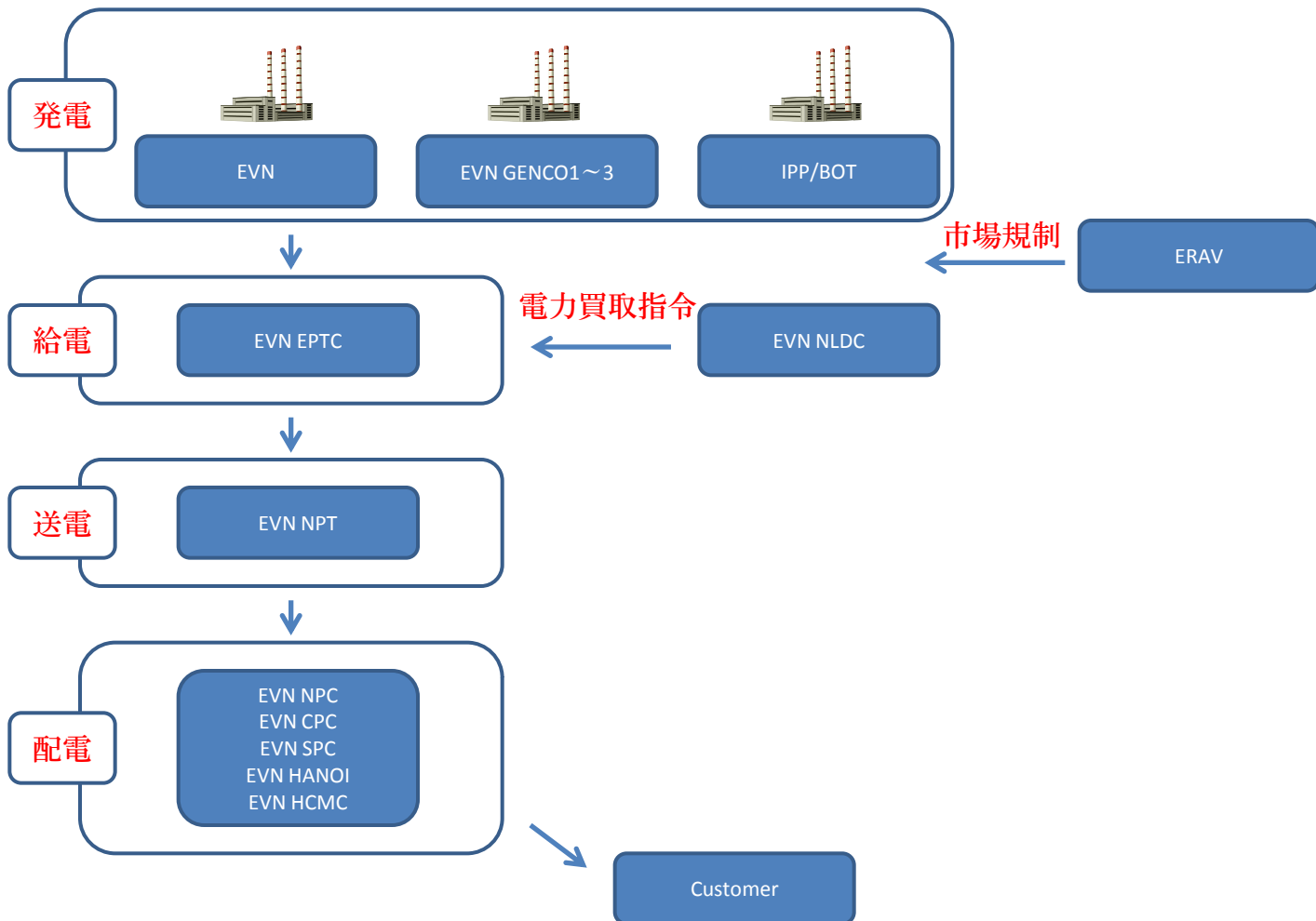
2006年1月、26/2006/QD-TTgにより電力市場改革のロードマップが首相に承認された。発電市場、卸売市場、小売市場が段階的に自由化される。今後、2030年までに現在の約5.4倍の電源を開発予定のため、電力市場自由化により電力価格が適正化されていくことが投資を呼び込むためには必要である。

表10. 電力市場自由化ロードマップ

| | 目的 | 内容 | プレイヤー |
|-----------|----------|----------------|---------------------|
| ～2014 | 発電市場の自由化 | 発電側は入札で卸売業者へ販売 | 発電側：マルチ 購入側：シングル |
| 2015～2022 | 卸売市場の自由化 | 電力卸売業者が複数へ | 発電側：マルチ 購入側：マルチ |
| 2022～ | 小売市場の自由化 | 需給家は配電会社を選択可 | 発電側：マルチ 購入側：マルチ |

出所：26/2006/QD-TTgに基づき作成

図24. 現時点での一般的な電力セクターの体制図



出所：EVN等より

19. 電力市場自由化②

2012年7月より競争的発電市場(VCGM)が本格稼働した。BOTや一部の発電所を除く30MW以上の発電事業者は、原則としてシングルバイヤーであるEVN EPTCへ入札により売電を行う。しかし、現時点で全ての発電所がVCGMへ参加している訳ではない。さらに入札が行われているのも全体の5~10%程度で、残りの90~95%は売電契約(CFD)に基づいて取引されている。VCGMが開始して8カ月だが、現時点で自由化の成果を判断することは難しい。

表11. VCGMへ直接参加している発電所一覧(2013年時点)

| | Plant Name | Type | MW |
|----------------|----------------|-------|------|
| North | | | |
| 1 | Thac Ba | Hydro | 111 |
| 2 | Cua Dat | Hydro | 97 |
| 3 | Pha Lai 1 | Coal | 440 |
| 4 | Pha Lai 2 | Coal | 600 |
| 5 | Uong Bi | Coal | 105 |
| 6 | Ninh Binh | Coal | 100 |
| 7 | Quang Ninh | Coal | 600 |
| 8 | Hai Phong | Coal | 600 |
| 9 | Na Duong | Coal | 111 |
| 10 | Cao Ngan | Coal | 115 |
| 11 | Son Dong | Coal | 220 |
| 12 | Cam Pha | Coal | 670 |
| 13 | Ban Ve | Hydro | 320 |
| Central | | | |
| 14 | Vinh Son | Hydro | 66 |
| 15 | Song Hinh | Hydro | 70 |
| 16 | A Vuong | Hydro | 210 |
| 17 | Krong Hnang | Hydro | 64.6 |
| 18 | Binh Dien | Hydro | 44 |
| 19 | Song Con | Hydro | 63 |
| 20 | Huong Dien | Hydro | 54 |
| 21 | Dakr'tih | Hydro | 144 |
| 22 | A Luoi | Hydro | 170 |
| 23 | Quang Tri | Hydro | 64 |
| 24 | BuonTua Srah | Hydro | 86 |
| 25 | Buon Kuop | Hydro | 280 |
| 26 | Srepok 3 | Hydro | 220 |
| 27 | Srepok 4 | Hydro | 80 |
| 28 | Song Ba Ha | Hydro | 220 |
| 29 | An Khe – Kanak | Hydro | 173 |
| 30 | Dak Mi 4A | Hydro | 148 |
| 31 | Dak Mi 4B | Hydro | 42 |
| 32 | Dak Mi 4C | Hydro | 18 |

| | Plant Name | Type | MW |
|--------------|--------------|-------|---------|
| South | | | |
| 33 | Da Nhim | Hydro | 160 |
| 34 | Ham Thuan | Hydro | 301 |
| 35 | Da Mi | Hydro | 175 |
| 36 | Phu My 1 | Gas | 1,108.6 |
| 37 | Phu My 2.1 | Gas | 893.4 |
| 38 | Phu My 4 | Gas | 452.9 |
| 39 | Nhon Trach 1 | Gas | 450 |
| 40 | Nhon Trach 2 | Gas | 781.2 |
| 41 | Dong Nai 3 | Hydro | 180 |
| 42 | Dong Nai 4 | Hydro | 340 |
| 43 | Thac Mo | Hydro | 150 |
| 44 | Dai Ninh | Hydro | 300 |
| 45 | Bac Binh | Hydro | 33 |

表12. 2013年運転開始後VCGMへ参加予定の発電所一覧

| | Plant Name | Type | MW |
|----|--------------|-------|------|
| 1 | Ban Chat | Hydro | 220 |
| 2 | Hua Na | Hydro | 180 |
| 3 | Khe Bo | Hydro | 100 |
| 4 | Dam'Bri | Hydro | 75 |
| 5 | Ngoi Phat | Hydro | 72 |
| 6 | Dong Nai 2 | Hydro | 70 |
| 7 | Nam Na 2 | Hydro | 66 |
| 8 | Srepok 4A | Hydro | 64 |
| 10 | Ta Thang | Hydro | 60 |
| 11 | Ba Thuoc 1 | Hydro | 60 |
| 12 | Van Chan | Hydro | 57 |
| 13 | Nhan Hac | Hydro | 45 |
| 14 | Song Bac | Hydro | 42 |
| 15 | Nam Cun | Hydro | 40 |
| 16 | Nam Pan 5 | Hydro | 34.5 |
| 17 | Vung Ang I | Coal | 600 |
| 18 | Mao Khe | Coal | 440 |
| 19 | Uong Bi MR 2 | Coal | 330 |
| 20 | Quang Ninh 2 | Coal | 300 |
| 21 | Uong Bi MR 1 | Coal | 300 |
| 22 | Nghi Son I | Coal | 300 |

20. EVN再編の動き

2012年には、EVNの組織改編の動きもみられた。

6月にはEVNの発電部門が3分割され、新たに発電子会社 (EVN GENCO1~3) が新設された。これら3社は、EVNが100%出資する独立採算企業で、北・中・南部の地域毎に分割されるのではなく、発電容量などを勘案し、発電所を地域横断的にまとめて設立された。

11月には、EVNの2012年~2015年までの再編計画が首相に承認された (1782/2012/QD-TTg)。2015年までに、銀行、証券、保険、不動産などの関連企業6社から資金を引き揚げ、発電事業と電力取引事業という、本業に回帰させる内容となっている。

表13. EVN GENCOの主な発電所一覧

| | EVN GENCO1 | | EVN GENCO2 | | EVN GENCO3 | |
|--------------------------------------|-----------------|---------|---------------|--------------|---------------|-------|
| | Plant Name | Type | Plant Name | Type | Plant Name | Type |
| 責任会社 | Uong Bi | Coal | Can Tho | Oil | Phu My 1 | Gas |
| | | | | | Phu My 2.1 | Gas |
| | | | | | Phu My 4 | Gas |
| 設立時に親会社と会計をと もする子会社 | Dai Ninh | Hydro | Quang Tri | Hydro | Buon Kuop | Hydro |
| | Ban Ve | Hydro | An Khe | Hydro | Buon Tua Srah | Hydro |
| | Song Tranh | Hydro | KaNak | Hydro | Srepok 3 | Hydro |
| | Dong Nai 3,4 | Hydro | | | Vinh Tan | Coal |
| 設立時に 100%の定款 資本を所有し ている子会社 | | | Thu Duc | Oil | | |
| | | | Trung Son | Hydro | | |
| 設立時に50% 以上の定款資 本を所有して いる子会社 | Da Nhim | Hydro | Pha Lai 1,2 | Coal | Ba Ria | Gas |
| | Ham Thuan | Hydro | Thac Mo | Hydro | Ninh Binh | Coal |
| | Da Mi | Hydro | Hai Phong | Coal | | |
| | | | Song Ba Ha | Hydro | | |
| | | A Vuong | Hydro | | | |
| 設立時に50% 未満の定款資 本を所有して いる子会社 | Quang Ninh II | Coal | | | Thac Ba | Hydro |
| | Back Binh | Hydro | | | Vinh Son | Hydro |
| | A luoi | Hydro | | | Song Hinh | Hydro |
| | | | | | Se San 3A | Hydro |
| | | | | Nhon Trach 2 | Gas | |
| 今後運転開始 予定の発電所 | Nghi Son 1 | Coal | Song Bung 2,4 | Hydro | Huoi Quang | Hydro |
| | Duyen Hai I,III | Coal | O Mon I,3,4 | Gas | Ban Chat | Hydro |
| | Khe Bo | Hydro | | | Mong Duong | Coal |
| | | | | | Thai Binh | Coal |
| | | | | | Vinh Tan II | Coal |
| | | | | | Tuong kon Tum | Hydro |
| | | | | | Se Kaman 1,3 | Hydro |

出所：政府資料より

21. ソンラ水力発電所

ソンラ水力発電所は、ベトナム電力公社（EVN）が北部ソンラ省ダー川に建設した、最大出力2,400MW（400MW×6台）、最大水位215メートルの東南アジア最大級の水力発電所である。2012年の年間発電量は7,664GWhでベトナム全体の発電量の約6.3%を占める。2005年に建設を開始し、2012年9月に6号機が稼働し、3年前倒しで完成した。タービンはアルストム社製（中国で製造）を使用し、その他変圧器等も中国製を使用している。

現在EVNは、ダー川上流にライチャウ水力発電所を建設中だが、ソンラ水力発電所建設のノウハウを活かし工期を短縮できる見通し。

表14. ソンラ水力発電所完成まで流れ

| 進捗状況 | |
|----------|-------|
| 2005年 | 起工 |
| 2010年12月 | 1号機稼働 |
| 2011年4月 | 2号機稼働 |
| 2011年8月 | 3号機稼働 |
| 2011年12月 | 4号機稼働 |
| 2012年4月 | 5号機稼働 |
| 2012年9月 | 6号機稼働 |
| 2012年12月 | 完成式典 |

表15. ソンラ水力発電所完成早期完成の3つの要因

| 政府指導による施工監理と支援 | RCC（Roller-Compacted Concrete）工法の活用 | 政府によるファイナンス支援 |
|---|--|----------------------------|
| 3ヶ月に一度ホアン・チュン・ハイ副首相が建設現場を訪問。さらに、政府からダム建設のノウハウを持った人材を派遣。 | コンクリートの打継ぎ目処理をせずに次層を打設することもできる同工法を活用することで、作業時間を短縮。 | EVNはベトナムの各銀行から優遇されて融資を受けた。 |

出所：ソンラ水力発電所より聞き取り

図25. ソンラ水力発電所の写真



左上 ソンラ水力発電所全景
 右上 ソンラ水力発電所近景
 左下 ソンラ発電所からダー川を望む
 右下 ソンラ水力発電所内部

ご注意

本資料は、関係機関等からの情報提供およびジェトロ・ハノイ事務所にて得た情報を基に作成したものです。

ジェトロは、当該資料作成には、できる限り正確を期すよう努力しておりますが、その正確性を保証するものではありません。本情報の採否はお客様の判断で行って頂きますようお願い申し上げます。

また万一、不利益を被る事態が生じた場合、ジェトロは責任を負いかねますので、予めご了承下さい。

ジェトロ・ハノイ事務所

発行：2013年3月

作成・データ収集・編集：ジェトロ・ハノイ（野内慎一）

お問い合わせ：ご意見・ご質問等ございましたら下記までお願いいたします。

ジェトロ・ハノイ事務所
TEL : +84-(0)4-3825-0630
FAX : +84-(0)4-3825-0552
E-mail : VHA@jetro.go.jp