



Proceedings of Second International Conference

*OPERATIONAL EXPERIENCE AND PRACTICE OF THE
EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS*

MOSCOW – JUNE 2003

Keynote Address by

N. Keith Tovey
(Н. Кейт Тоуви)

*Energy Science Director of CRed
Carbon Reduction Project.*

*University of East Anglia
Norwich, NR4 7TJ UK*

*Университет Ист-Англии,
Норидж NR4 7TJ Великобритания*

The changing face of the Electricity Markets in the UK

Published by:

EuroSibEnergo, Ulistsya Bakunynskaya 4/6 Moscow

ЕВРОСИБЭНЕРГО, ул. бакунинская 4/6 МОСКВА

The changing face of the Electricity Markets in the UK

N. Keith Tovey

Energy Science Director, Low Carbon Innovation Centre
School of Environmental Sciences, University of East Anglia, Norwich NR4 7TJ UK
Email: k.tovey@uea.ac.uk

ABSTRACT

Historically, the Electricity Generation and Supply Industry in the UK has been very different between Scotland, on the one hand, and England and Wales on the other. Two significant changes have taken place in the last 13 years in England and Wales. In 1990, the sole Generator of Electricity in England and Wales was privatised into four separate companies while the separate Regional Supply Companies were also privatised focussing their business primarily in their own geographic area. Only the Generating Companies bid into an Electricity Pool and they effectively set the price paid by the Supplier, and in turn the price paid by the consumer. Throughout the 1990s, first large consumers, then intermediate consumers, and finally all consumers could choose their supplier irrespective of the traditional regional area of business. Since late 1998, prices to the consumer have fallen between 10 and 20%.

In 2001, the New Electricity trading Arrangements came into force, and this involves both bilateral trading agreements and both generating and demand side bidding. In recent years wholesale prices of electricity have fallen by 40%. However, not all these price changes have been reflected in changes to the prices paid by consumers. In recent months the substantial fall in wholesale prices has reversed and there has been a small rise in these prices. This paper reviews the changes that have taken place in the last 15 years and focuses on some of the more important consequences of these changes. It is based on personal observations, reviews of UK Government documents such as OFGEM (2000), and analysis of UK Statistics (e.g. DTI, 2002).

INTRODUCTION

The total UK demand for electricity remained almost constant at approximately 245 TWh per year for the decade from 1972 to 1982 (DTI, 2002). However, over the last two decades there has been a steady growth in electricity demand at 2.2% per annum and the consumption in 2001 had risen to 367 TWh a figure which was 50% larger than that in 1970. The demand in Scotland has increased less rapidly at 0.7% per annum and now stands at 32 TWh per annum. Generation and Supply of electricity has always been different in Scotland from England and Wales. Before privatisation on 1st April 1990, there was a single Generating Company (Central Electricity Generating Board: CEGB) in England and Wales who generated and transmitted electricity but did not sell electricity to consumers. Instead the CEGB sold the electricity to 12 regional Electricity Boards who distributed and supplied electricity to consumers only within their region. In Scotland there were two vertically integrated companies – the North of Scotland Hydro Board, and the South of Scotland Electricity Board. Each of these two companies both generated electricity and supplied electricity to consumers in their respective areas. The situation prior to privatisation is summarised in Fig. 1.

Historically there has always been a surplus of generation capacity in Scotland which is transferred via inter-connectors to England and Wales. In 1990 8% of the electricity generated in Scotland was transferred to England and Wales, but this rose to 25% of the electricity generated by 2000 (Scottish Executive (2003)). Until recently there has been no grid connection to Northern Ireland, although a 2000 MW DC link to France has been in operation since the mid 1980's. Currently, a further inter-connector to Norway rated at 1320 MW is being developed while a third inter-connector to the Netherlands, also of 1320 MW, is under consideration.

Within England and Wales, there are also significant power flows from north to south as shown in Fig. 2. Most of the coal generation in England and Wales is located in the north on the coal fields, while

the few remaining oil stations are located around the coast adjacent to oil refineries, and are mostly in the south.. The nuclear stations are located on the coast and distributed evenly around the country, while the new gas stations are situated mostly across the country, although there are some clusters of such stations.

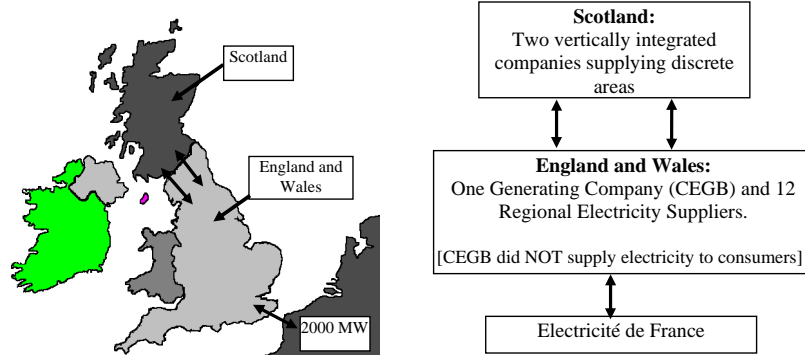


Fig. 1 Summary of Electricity Supply in UK before privatisation

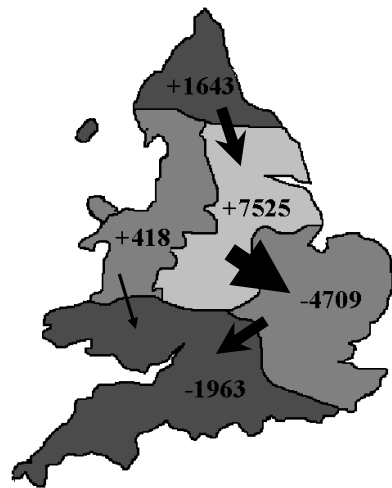


Fig. 2 Power Flows in England and Wales at 18:00 on 12th February 2003. Data from www.bmreports.com

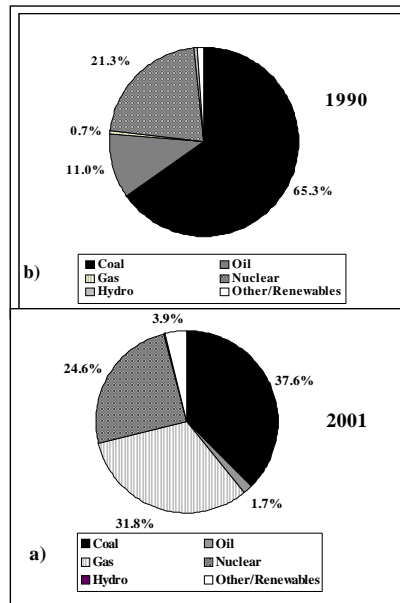


Fig. 3. Fuel mix for Electricity Generation in the UK. (a) 1990, (b) 2001 Data from Digest of UK Energy Statistics DTI (2002)..

Since 1990 there has been a significant switch in the fuel mix for electricity generation as shown in Fig. 3. The main changes that have taken place include a general rise in nuclear capability for the first half of the decade, a substantial rise from almost zero in 1990 in the use of gas in combined cycle gas turbines, and a consequential fall in the amount of coal used (DTI, 2002). Oil has fallen from 11% to under 2% in the same period. In the future, the nuclear component is set to fall as the ageing stations are

closed, and by 2025, it is likely that the nuclear capability will be under 1200 MW unless new stations are built. In Scotland the fuel mix has always been different with just under 54% of electricity generated from non fossil fuels. The current nuclear generation in Scotland is around 44% while hydro produces around 10% (Scottish Executive, 2003).

Unlike Russia, there is very little combined heat and power (CHP), and none is associated with the major electricity companies. There are however, many small institutional (CHP) schemes in Universities, Hospitals etc, mostly with capacities less than 10 MW with an average size of just 650 kW. It is very unlikely that a large city wide schemes will be built in the UK. Further also unlike Russia, there are no central heating facilities for towns and cities – each building generally has its own heating supply.

Before privatisation decisions as to which generating sets to run were based on the marginal cost merit order which largely reflected the fuel costs as labour charges were largely fixed whether generation took place or not. Some generators were run out of merit order where system constraints dictated. Thus Didcot A was frequently run even though the fuel costs were higher as this coal fired station is unusually situated in the south and so fuel transportation costs are high. On the other hand, it is the south where the main demand lies.

On the supply side, the Area Boards sold electricity to consumers only in their region and charges to consumers varied according to the varying distribution charges from the Grid Supply Points in each region, and also the mix of consumer demand between industrial and domestic consumers.

On the 1st April 1990, the Electricity Supply Industry in the UK was privatised, and at the time, this represented the most extensive privatisation anywhere in the world. In England and Wales, the Central Electricity Generating Board was effectively split into four components. Generation from fossil fuels was divided between two Companies PowerGen and National Power: the nuclear stations remained in State control for the initial phase, while the relatively few hydro stations were divided between PowerGen, National Power and the Nuclear Electric. The transmission arm of the CEGB was privatised into a separate company – the National Grid Company who were responsible for the transmission of electricity over the super grid lines at 275 kV and 400 kV to the Grid Supply Points. The 12 Area Boards were privatised as complete identities and became known as the Regional Electricity Companies (RECs). The RECs retained the responsibility of distribution of the electricity from the Grid Supply Point to the customer over their regional network at 132kV and lower voltages.

PRIVATISATION AND THE POOL

Following privatisation the main mechanism which dictated the wholesale price of electricity was the Electricity Pool. The actual composition of the companies involved varied during the 1990s following mergers, demergers, and take-overs, but the illustration in Fig. 4 demonstrates the position in the late 1990s. Like the situation prior to privatisation the situation in Scotland was different. There the Scottish Nuclear Power Company sold electricity via the two vertically integrated Scottish Companies – Scottish Power and Scottish Hydro directly to the consumer.

In the mid 1990s in England and Wales, Nuclear Electric was separated into Magnox Electric which remained in State control and took over responsibility for the older Magnox, gas-cooled reactors. Nuclear Electric was privatised and took on the responsibility for the Advanced Gas Cooled Reactors (AGR), and the single pressurised water reactor (PWR). Subsequently, Nuclear Electric and Scottish Nuclear became part of British Energy. Of the two main fossil fuel generators at privatisation, only PowerGen remains with National Power demerging into two successor companies (International Power and Innogy). Further, following irregularities, the Regulator required both National Power and PowerGen to dispose of some of their generating capacity which was subsequently purchased by Eastern. In addition there were three other players in the market:- Electricité de France, an increasing number of Independent Generators, and also large Industry.

All generators with a capacity of more than 100 MW were required to trade through the POOL, although it was possible to strike contracts with a supplier of electricity to partly cushion the fluctuations

in the Pool Price. The POOL itself was run by the System Operator (the National Grid Company) who published projections of the likely demand for each half hour of demand of each day. Each generating company then had to bid into the pool by 15:00 on the preceding day with both a price and quantity of electricity they were prepared to provide for each half hour period of each day. The companies would normally bid in separate prices for each generating set reflecting the different costs of supplying electricity. These costs for a particular generating set would also vary depending on how warm the set was, i.e. how long it was since it was last generating.

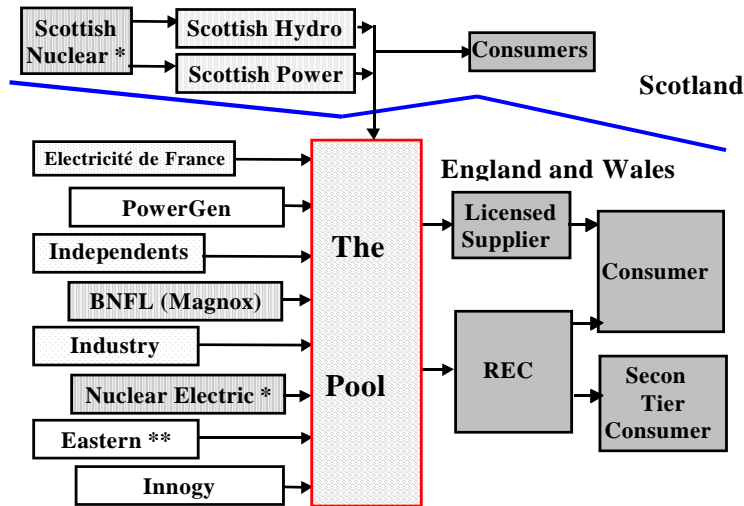


Fig. 4. A Schematic of the POOL in the UK in the late 1990s.

The number of major generators increased rapidly after privatisation as shown in Fig. 5. In 1990, in addition to the CEGB and the two Scottish Generators, there was the Northern Ireland Electricity which only generated and supplied electricity in Northern Ireland, and two small Government owned companies (BNFL and UKAEA) both supplying nuclear power.

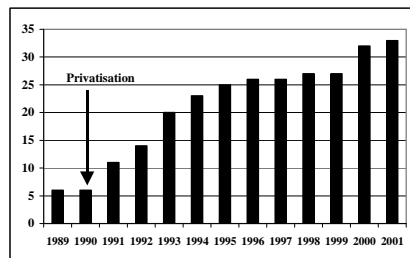


Fig. 5. The growth in the number of major electricity generators since Privatisation. During the 1990s there were many mergers demergers of companies, and many new independent companies entered the market. Data from DTI (2001).

The Bidding into the Pool took place by the generators only, without any bidding from the Demand Side Suppliers. The Regional Electricity Companies purchased electricity from the POOL to supply to their customers. A schematic of the bidding process is shown in Fig. 6.

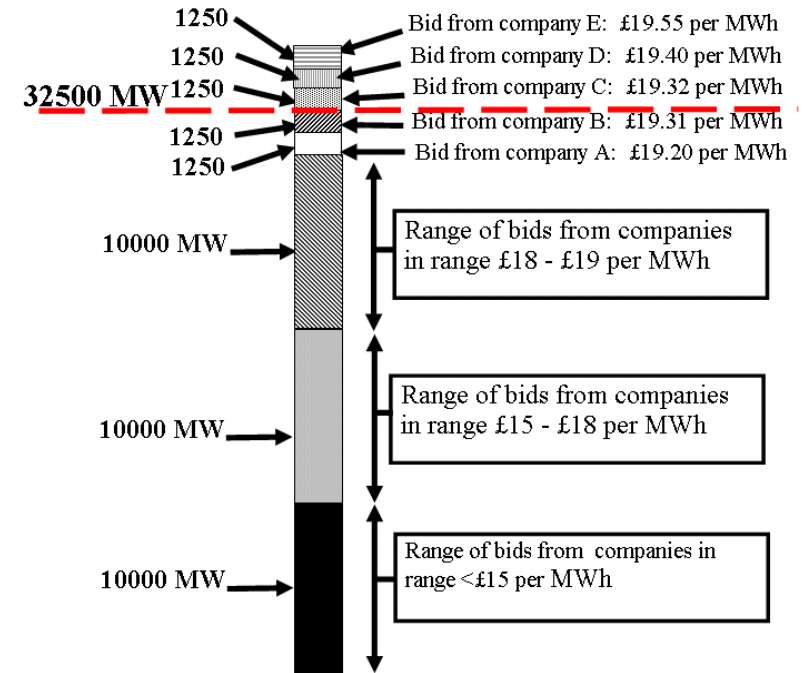


Fig.6. A simplified summary of the bidding process. The projected level set by the National Grid Company is 32500 MW. All companies with bids up to and including Company B at £19.31 per MWh are successful and the volume of electricity just amounts to the projected demand. All companies who were successful were paid the price of the highest successful bid irrespective of what their actual bid was. In this case it is £19.31 and this price is known as the System Marginal Price.

The bids received from the generating companies were stacked with the cheapest first and bids were progressively added until the volume of electricity involved matched the demand projected by the National Grid Company. In Fig. 6 there is shown an aggregate of 10000 MW from a number of companies which bid at prices less than £15 per MWh. This is followed by another group of companies who bid in the range between £15 and £18 per MWh, and a third group who bid between £18 and £19 per MWh. At this point, the total electricity from the bids at prices less than £19 is 30000 MW, or 2500 MW short of the predicted demand.

The next cheapest bid is at £19.20 for 1250 MW by Company A, followed by Company B at £19:31 also for 1250 MW. In reality, each company would submit several separate bids, one for each generating set, but the principle remains the same. With the electricity from these two additional companies, the predicted demand is thus met and provisionally companies C, D, and E would not be asked to generate even though Company C had a bid price just 1p higher than Company B. The highest bid which is successful (i.e. £19.31 from Company B) then set the System Marginal Price (SMP) which was the paid to all generators irrespective of the actual price they bid. So Company A would be paid £19.31 even though their bid was £19.20 as would all the companies who bid at prices below £19. In theory, and this did happen in practice, a bid price for a generating set could be set at £0, which would

mean it would definitely be called upon to generate and would be paid at a rate significantly above £0 anyway. Clearly if all bids were at £0 then all generators would have to generate electricity for free!

To ensure system security, there was also a capacity charge where selected stations were requested to have generating sets available. Thus Company C in the example would almost certainly be required to have its generating set(s) available. These stations would be paid just the capacity charge whereas those which actually generated were paid both the capacity charge and the amount generated. The total price paid to these latter generators was the Pool Input Price (per MWh) or PIP given by:

$$PIP = SMP + LOLP * (VOLL - SMP)$$

Where LOLP is the loss of load probability and VOLL is the value of the lost load.

The Loss of Load Probability represents a statistical likelihood that the demand will not be met. In summer when there is significant surplus capacity, this factor was low or zero. However, in winter or other times when a shortage may occur, this could become significant. The Value of the Lost Load was set by the regulator and was typically around £2400.

From time to time, it was necessary to request that a station generate even when its bid did not fall below the System Marginal Price. This situation would occur, if the cost of generation in the South, for example, was such that none of the generating stations in that region had successful bids. Transmission constraints North – South will limit the capacity of power flows, and thus is was sometimes necessary to “CONSTRAIN ON” a station in this region. Conversely, there would also be a “CONSTRAINED OFF” station which would be requested not to generate. The prices paid to the constrained on or off stations were their actual bid prices.

The need for some stations to be constrained on or off as described incurred additional costs so that the Pool Output Price (or POP) reflected this i.e.

$$POP = PIP + uplift$$

where the uplift represents the additional charges cause by the constraints causing non-optimal dispatch of electricity. At periods of low demand, the uplift was a low figure and often zero, but at other times it could be a noticeable component of the charge to consumers.

SOME ISSUE AND PROBLEMS REGARDING THE OPERATION OF THE POOL.

In the early days of operation of the POOL, there were few generators (Fig. 5) and there was evidence of price manipulation in the bidding. Thus it was possible to artificially increase the Loss of Load Probability factor by temporarily taking generating sets out of service. This had the effect of raising the LOLP factor and consequently the capacity charge. On other occasions there was evidence that some of the more marginal plants were bidding high in an attempt to raise the System Marginal Price. The System Regulator (OFFER – Office of Electricity Regulation), identified such anomalies and required both PowerGen and National Power to dispose of some of their generating capability to ensure that more players entered the market. These stations were purchased by Eastern Group. Regular checks were made to identify which generating sets were setting the marginal price, and it was by this means, the Regulator identified when anomalies were occurring.

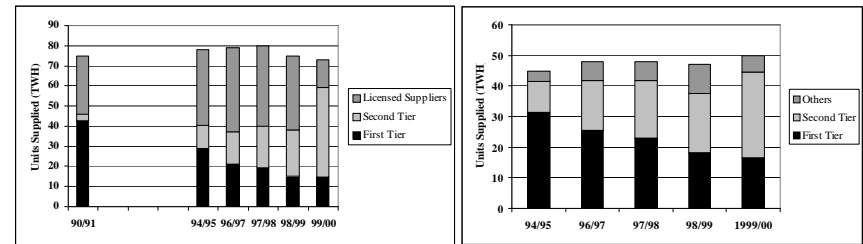
A weakness of the POOL was the lack of demand side bidding, and it was for this reason that the Electricity Market eventually evolved into the New Electricity Trading Arrangements (NETA) on 27th March 2001. Recognising the important link between Gas and Electricity, the two separate Regulators were merged into OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) in the late 1990s.

THE SUPPLY OF ELECTRICITY AFTER PRIVATISATION UNTIL 1998

After privatisation, there was also the opportunity for Licensed Suppliers to enter the market and for the RECs to supply to selected consumers outside their own area. From the 1st April 1990, any

consumer with a load of 1 MW or more could purchase electricity from any REC or Licensed Supplier. When a REC supplied electricity to a consumer outside its area, this was known as a Second Tier REC to distinguish from First Tier REC where the local REC was the supplier. In 1994, the threshold limit was reduced to 100 kW, while since September 1998 it has been possible for all consumers to choose who their suppliers is. Some of the suppliers have identified niche markets. Thus some companies aim to supply electricity from renewable resources and charge a premium for this.

For the > 1MW market the Second Tier component began modestly but has now grown to dominate the market (Fig. 7a). For the 100kW – 1MW market, the Second Tier Market started with a larger initial percentage, but this too has grown significantly over the last 5 – 6 years. (Fig. 7b).



a) b) Fig. 7 Development of Second Tier Market in the UK. (a) > 1 MW Market; (b) 100 kW – 1MW market. Data taken from DTI (2001).

Price changes for the domestic customers (which did not benefit from competition at the time) was regulated by the formula:

$$RPI - X + E + F,$$

where RPI represents the Retail Price Index (i.e. a measure of the inflation from one year to the next), X was a factor set by the regulator which initially was 5 – 8%, but reduced progressively, E was the efficiency factor which companies were permitted to charge provided the income so received was transferred into an Energy Saving Trust for conservation measures. F represented the fossil fuel levy, which was initially set at over 10%, but reduced to around 2% by the late 1990s and then was phased out fully. This levy was initially (until 1998) used to subsidise nuclear power, but the reduced levy in later years was used to promote renewable energy resources. As a result of the F factor, the prices of electricity immediately after privatisation rose slightly, but by Deregulation in 1998, prices were cheaper to the domestic customer in real terms despite the imposition despite the addition of VAT (Value added Tax) in 1994.

DEREGULATION OF ELECTRICITY SUPPLY

The Electricity Supply in the UK was deregulated for all 20 million domestic customers over a period of nine months from 5th September 1998. After Deregulation, all customers had the choice as to from whom they could purchase the electricity. The following example illustrates the changes as experienced by the author. In mid 1998 he was paying 7.48 p per kWh for his electricity. In April 2003, the price was 5.62p. However, this magnitude of reduction was only achieved by those customers who changed suppliers. Those who were reluctant to change, or could not be bothered to change, have seen only limited savings.

Within an consumers bill there are effectively three component parts, but the separate information is not indicated on the bills sent to customers, and this lack of transparency as to the composition of charges is probably a defect in the UK system. Although some also argue that most domestic customers are not interested in anything but the total price. These three components are:-

- i). an actual charge for the units used,
- ii). a charge for use of the distribution network of the local REC. This charge will be the same for all customers within one regional area. The charge is also the same for all electricity suppliers.,
- iii). a charge for the meter reading.

It is important to recognise that in the UK, there is a difference in the terms “Transmission” and “Distribution”. Transmission is the responsibility of the National Grid Company and these charges are made uniformly across all consumers. Transmission occurs over the super grid at voltages of 275 kV and 400 kV to the Grid Supply Point where the distribution then becomes the responsibility of the local REC. This latter (distribution) does incur differential charges across the country. However, the uniform charges for transmission effectively mean that customers in the North are subsidising customers in the South by around £20 million pounds a year. This is a matter of concern from the Regulator, but the issue remains unresolved.

A large number of tariffs are available and many companies are targeting a niche market. Thus some companies supply electricity with a relatively high fixed charge and a lower unit rate, while others supply electricity with no fixed charge and a relatively higher rate. Clearly the latter tariff favours the low consumer while the former favours the larger consumer. Thus in any one area, there is generally no one single company which is best for all consumers.

THE NEW ELECTRICITY TRADING ARRANGEMENTS

The New Electricity Trading Arrangements (NETA) came into force on 27th March 2001 and represented a major change in the way electricity was traded in England and Wales. As previously Scotland remained separate.

Under the new arrangements, and unlike the POOL mechanism, most electricity is traded outside the NETA Balancing Mechanism, and both generating and demand side bidding takes place, effectively prevents some of the problems arising in the POOL. Deliberate manipulation of prices is now very much less likely. NETA favours those generators and suppliers who can guarantee specific levels of generation or supply in advance. It also favours those generators and suppliers who can guarantee agreed flexibility in output / demand at short notice. Conversely, those generators or suppliers who cannot guarantee specific levels of generation / demand suffer financially. Situations such as equipment failure etc. can lead to substantial losses for the companies involved. System security is maintained by the balancing Mechanism.

Most of the electricity is traded between generators and suppliers outside the Balancing Mechanism and will involve two or more parties who may trade directly or through a broker. The National Grid Company is not involved in these transactions. Such trades may take place any time in the future, however, ultimately the trading parties will be held to their contract position and if they under or overestimate their generation or demand they will incur financial penalties imposed by the Nation Grid Company as they try to ensure stability in the system. All trading is done for half hour periods in each day, and while trades may take place some time in advance further trading and adjustments will take place up to the period a few hours before the specified half hour period. It is not unusual to see the volume of electricity traded for a particular half hour period take place several times over.

System security is based around Balancing Mechanism Units (BM Units). A BM unit will be typically around 50 MW and could be a single generating set or a collection of smaller generating sets. On the demand side, a BM unit may be a single large consumer or a collection of smaller consumers. A large coal fired power station may have four 500 MW generating sets, and would thus constitute 4 separate BM units.

By 11 am on the previous day, each BM Unit must declare its trade position to the National Grid Company for each half hour period on the following day. Only the volume of the trade is notified (not the price). This is known as the Initial Physical Notification (IPN). The National Grid Company also publishes the updated projected demand for the relevant half hour period which allows the various trading

partners to make adjustments to their position. This final trading takes place until *Gate Closure* by which time all parties must declare their Final Physical Notification (*FPN*). After *Gate Closure* no further adjustment may be made for the specific half hour period, and any company not fulfilling its obligation for that period will be penalised whether they have too much or too little electricity on the system. At the start of NETA, *Gate Closure* was set at 3.5 hours before the start of Real Time, but in July 2002, this period was reduced to 1 hour.

To ensure system stability the System Operator requires the flexibility to adjust the availability of electricity to account for unexpected changes in demand (from weather changes, unexpected events such as popular television programs, unexpected equipment failures, or interruption to the transmission network). This is achieved by inviting the BM units to modify their *FPN* level to either increase or reduce the amount of electricity on the system. To increase the amount of electricity on the system involves an *OFFER* to provide this increase. This may be done by either increasing the generation output or by reducing the demand. Any changes made under such an *OFFER* will result in the relevant BM Unit being paid for the change. Conversely if the amount of electricity on the system is to be reduced, the BM Units can make a *BID*. For a generating BM Unit this will mean a *BID* to reduce generation, whereas for a demand BM Unit this will represent a *BID* to increase demand. Agreements for such *BIDs* will result in the relevant BM Units paying for this modification of level to the *FPN* level. This procedure is summarised in Fig. 8.

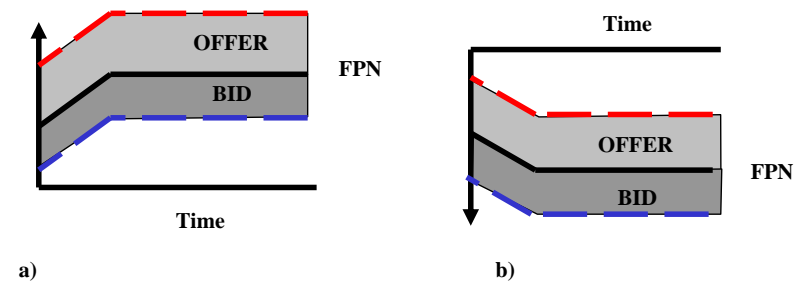


Fig. 8. Schematic representations of *OFFERS* to increase amount of electricity on the system or *BIDs* to reduce amount of electricity on the system. a) situation for a generating set; b) situation for a demand BM unit. Notice to preserve sign convention the direction of increasing demand is plotted downwards.

For the *OFFERS* and *BIDs* both the volume and the price must be submitted to the National Grid Company. It is normal practice for a BM Units to submit a range of *OFFERS* or *BIDs*. Thus for a generating set, an *OFFER* to increase the *FPN* by say 25 MW may be made at a charge of £25 per MWh, but for more than 25 MW, the price of the *OFFER* increases to £30 per MWh. Finally, above 50 MW above *FPN*, the charge may rise to £50 per MWh as shown in Fig. 9. Normally the National Grid Company will accept the cheapest *OFFER* so as to keep prices down, but sometimes system constraints may prevent this.

Once an *OFFER* or *BID* has been agreed between the National Grid Company and the relevant BM Units, it cannot be cancelled. Instead there is provision for *UNDO BIDs* to cancel an *OFFER*, and *UNDO OFFERS* to cancel a *BID*. This is illustrated in Fig. 10 where it is noticed that *any UNDO OFFER* or *UNDO BID* will not be at the same as the original *BID* or *OFFER* and thus this will be a net benefit to the BM Unit concerned and a penalty on the National Grid Company. In this way there is a control on the operation of the System Operator which was not present in the POOL.

The *OFFERS* and corresponding *UNDO BIDs* and the *BIDs* and *UNDO OFFERS* are normally submitted in pairs and agreed as *BID – OFFER* Acceptances or *BOAs*.

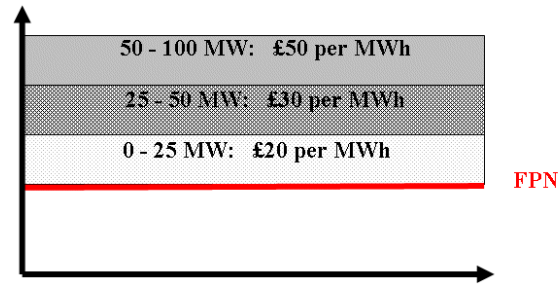


Fig. 9. Example of varying *OFFERs*



Fig. 10. Examples of *BID / OFFER* Pairs

IMPLICATIONS FOR BEING OUT OF BALANCE

Those BM Units which are out of balance from their agreed *FPN* plus any modification under a *BID – OFFER* Acceptance will be charged an amount which will depend on the weighted average additional cost that the System Operator must pay to compensate for this out of balance. If a BM Unit has too much electricity on the system, then they will be charged at the System SELL Price [i.e. a generator is generating too much, or the demand BM unit is consuming too little]. Conversely if the generating unit is producing too little, or the demand BM Unit is consuming too much, these BM Units will be charged at the System BUY Price. This system BUY Price has traditionally always been higher than the system SELL price so there has been a tendency for BM Units to err on the side of having too much electricity on the system.

Fig. 11 shows the System BUY and SELL Prices for February 12th 2003. It will be noticed that the System BUY Price is much more volatile than the System SELL Price. On occasions the System BUY Price has reached over £300 per MWh (30p per kWh). Over the first year of operation of NETA, the average System BUY Price fell from an average of £100 per MWh in April 2001 to around £30 per MWh in March 2002. At the same time the System SELL Price has risen from around £5 per MWh to £12 per MWh (OFGEM, 2002). This demonstrates that as the players in the market have become more mature, there has been a convergence of the two prices.

During the 1990s there was a substantial investment in new combined cycle gas turbine generation (see Fig. 3) and consequently there is now considerable over-capacity of generation. The consequence of this has been that the true costs of generation have been exposed to full market forces and several companies have experienced difficulties. Thus in September 2002, British Energy (the company which owns the Advanced Gas Cooled Reactors and the Pressurised Water Reactor) experienced difficulties and required Government assistance to continue trading. Equally, TXU became insolvent and other companies such as AES have also experienced acute difficulties. Those companies which have become vertically integrated have to some extent been cushioned, but even they have found it necessary to mothball relative new (<8 years old) generating plant.

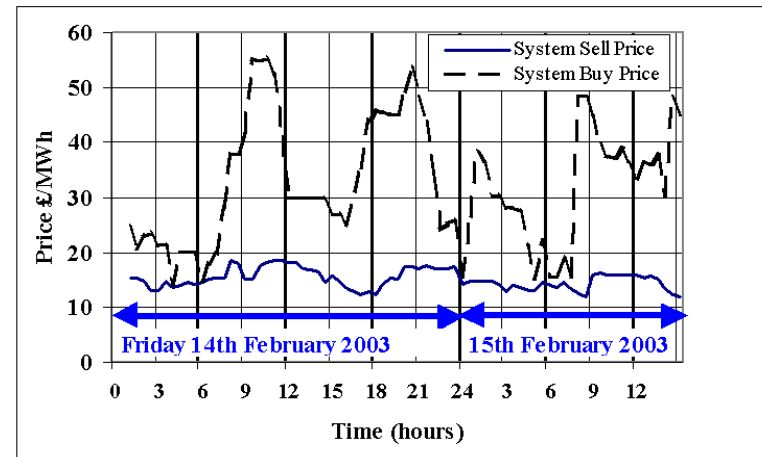


Fig. 11 System SELL and BUY Prices on 12th February 2003. Data based on ELEXON (2003)

SOME SOCIAL AND ENVIRONMENTAL CONSEQUENCES of the POOL and NETA

Some of the other consequences of initially the POOL and more recently NETA have been the seeking out of other fuel sources in the case of coal fired generators. Thus it is now cheaper to import coal from Russia and Poland for some power stations (e.g. Fiddler's Ferry) than to transport more costly deep-mined coal across the country. This imported coal has a much lower sulphur content and a consequence is that the electro-static precipitators do not work under these conditions and additional sulphur must now be injected into the effluent gas stream. Another consequence of privatisation has been a reduction in the labour force in many stations (e.g. 650 prior to privatisation at Fiddlers ferry; now 250) for the same output.

Since 1998, the wholesale price of electricity has fallen by 40%, and half of this can be attributed to NETA. However, though there were falls in the prices paid by consumers immediately after deregulation in 1998, the full effects of the further reduction in wholesale prices arising from NETA have yet to filter through to the customers. In recent months there has been a small rise in the average prices from NETA arising largely from an increase in gas prices. In addition, there has been a requirement since April 1st 2002 for a specific proportion of electricity to be generated from new renewable sources. This proportion is set to increase steadily up to 10.4% by 2010. Currently there is insufficient renewable generation available to satisfy these requirements, and consequently suppliers must pay the so-called buy-out charge if they fail to obtain sufficient renewable energy. The buy-out price was set at 3p per kWh in 2002, and this has recently been increased by the rate of inflation to 3.051p. These two factors will mean that the full reductions seen in the wholesale price are unlikely to be seen by the consumers, and indeed as the Renewable Obligation is set to increase, the consequence of the buy-out may cause the prices to consumer to rise and any further price reductions from NETA may be limited.

A consequence of the substantial over-capacity of generation at the present time is that there is no incentive for further investment in traditional generation plant, and this is thus biasing future generation towards a gas based generation industry. While the UK has been in the unique position of being only one of two countries of the G7 to be self sufficient in energy (the other country is Canada), this situation will change dramatically. Within 20 years the UK will become reliant on much of its fuel for electricity generation from countries like Russia and the Middle East unless a change in policy arises. Thus left to market forces, the UK will face a very different energy market from that which it has enjoyed previously and there are consequently questions about the sustainability of such policies. The recent Government White Paper on Energy (February 2003), does little to address these issues.

The UK, unlike Russia, has almost no large scale combined heat and power schemes. Such schemes in Russia may have advantages under a system such as NETA particularly if they operate using pass out turbines (intermediate take off and condensing turbines). Such schemes could benefit in Balancing Mechanism Trading from the flexibility they enjoy by varying the proportion of heat and electricity produced for short periods of time. As indicated earlier, the size of the CHP unit in the UK is small, and the advent of NETA has had a disastrous effect on the viability of such schemes. It is estimated (OFGEM, 2002), that there has been a fall of 61% in the amount generated by such schemes which is having a negative effect on the UK's attempt to comply with Kyoto agreements to cut carbon dioxide emissions.

THE FUTURE

Currently plans are being made to extend the concept of NETA to include Scotland. This will be made under what is known as BETTA (British Electricity Transmission and Trading Arrangements). At present a target date of October 2004 has been set for implementation. Only after that date will Scottish Consumers fully benefit from the changes and the advantages currently enjoyed by consumers in England and Wales

CONCLUSIONS

The privatisation of the UK Electricity Markets has seen many changes over the last 13 years. Two different methods of trading have been used. Some of the key points of note are:-

1. Wholesale prices of electricity have fallen by around 40%, with 20% coming as a result of NETA.
2. The difference between the system BUY and SELL prices under NETA has narrowed considerably as the market has matured.
3. Electricity prices to the consumer have fallen following deregulation, but the full effect of reduction in wholesale prices following the NETA have yet to be seen even two years after its inception.
4. In a POOL system, with only generation side bidding, there is a need for strong regulation to ensure that parties trade fairly – this is generally of less consequence with trading model such as NETA.
5. NETA more closely reflects the true prices of generation and will identify issues such as over-capacity and can cause financial difficulties for companies particularly exposed to the wrong generation mix. Those companies which are vertically integrated suffer less.
6. The over-capacity issue now apparent from NETA is not sending the correct market force signals for a stable energy policy for 20 years hence.
7. Small scale Combined Heat and Power generators in the UK have suffered significantly since the introduction of NETA. The same is true about renewable generators, although to some extent they benefit from the Renewable Obligation.
8. The labour force for generating the same output has fallen to around 40% the level prior to privatisation in many generating stations.

REFERENCES

- DTI (2001). UK Energy Sector Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/energy_indicators/index.shtml.
- DTI (2002). Digest of UK Energy Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/dukes/index.shtml.
- ELEXON (2003). The NETA Web Site. (data abstracted from 12th February 2003). www.bmreports.com.
- OFGEM (2000) An overview of the New Electricity Trading Arrangements v1.0. Department of trade and Industry UK – also on the Web at www.ofgem.gov.uk/elarch/retadocs/Overview_NETA_V1_0.pdf.
- OFGEM (2002). The review of the first year of NETA – a review document. Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), UK. – also on the Web at: www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/1231_24july02v1.pdf
- Scottish Executive (2003). Key Scottish Environment Statistics: www.scotland.gov.uk/library3/environment/sesg-03.asp.
- UK Government (2003). The Energy White Paper. Our Energy Future – creating a low carbon economy. UK Stationary Office. – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/whitepaper/ourenergyfuture.pdf.



Proceedings of Third International Conference

OPERATIONAL EXPERIENCE AND PRACTICE OF THE EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS

MOSCOW – MAY 2004

Keynote Address by

N. Keith Tovey
(Н. Кейт Тоуви)

*Energy Science Director of CRed
Carbon Reduction Project.*

*University of East Anglia
Norwich, NR4 7TJ UK*

*Университет Ист-Англии,
Норидж NR4 7TJ Великобритания*

Recent Changes in the Electricity Markets in the UK

Последние изменения на электрических рынках Великобритании

Published by:

EuroSibEnergy, Ulistsya Bakunynskaya 4/6 Moscow
ЕВРОСИБЭНЕРГО, ул. бакунинская 4/6 МОСКВА

Recent Changes in the Electricity Markets in the UK

N. Keith Tovey

Energy Science Director, Low Carbon Innovation Centre
 School of Environmental Sciences, University of East Anglia, Norwich NR4 7TJ UK
 Telephone: +44 – (0)1603 - 592553
 Email: k.tovey@uea.ac.uk

ABSTRACT

In 1990 the Electricity Generation and Supply Industry in the UK was privatised and there followed a period of 11 years when only the Generating Companies bid into an Electricity Pool. The generators effectively set the price paid by the Supplier, and in turn the price paid by the consumer. During this period there was the need for a strong regulator to ensure price fixing did not take place. Deregulation of the supply side of electricity followed in stages and by late 1999 all consumers in England and Wales could purchase their electricity from any Supply Company, not just the regional supply company which had held a monopoly until that time.

Following privatisation, there was a period of general stability in the companies involved in generation and supply, but since 1995 there has been increasing activity with mergers and demergers. Some of these structural changes have seen companies specialising in one aspect of generation, distribution or supply, while others have seen vertical integration of companies. In 2001, the New Electricity Trading Arrangements (NETA) came into force, which involves both bilateral trading agreements and both generating and demand side bidding into the Balancing Mechanism Market which ensures security of supply. In the first year of trading the wholesale prices fell by 20%, which was on top of a 20% fall in the latter years of the Pool System. However, in the last 9 months since the middle of 2003, the prices have risen sharply in response to changing gas prices, and are now higher than at the onset of NETA.

Other changes in Electricity Supply have taken, or are currently taking, place which are also having an impact on the tariffs now paid. In particular the introduction of the Renewables Obligation and the recently announced Carbon Emission Trading are likely to impact on the future prices of electricity. This paper reviews these recent changes and expands on the general review of the last 20 years given in a similar paper last year (Tovey, 2003).

INTRODUCTION

For the last two decades, the total UK demand for electricity has been rising at 1.8% per annum, and in the last few years this rate has increased to over 2%. The net demand for the whole UK stands at 370 TWh per year (DTI, 2003). Of this figure, just under 50 TWh was generated in Scotland (Scottish Executive, 2003) with just under 20% transferred south of the border to England and Wales. Historically, the structure of the electricity supply industry in Scotland has always been different from that in England and Wales. In Scotland, both before privatisation on 1st April 1990 and since that time, there have been two vertically integrated companies, which have covered all aspects of electricity from generation, through transmission and distribution, to supply of electricity to customers. Initially, the companies were State Monopolies, covering specific regions of Scotland, and since that time there have been two privatised companies – Scottish Power and Scottish Hydro-Electric. The latter is now part of the Scottish and Southern Group.

Before privatisation there was a single Generating Company (Central Electricity Generating Board: CEGB) in England and Wales which generated and transmitted electricity but did not sell electricity to consumers. Instead the CEGB sold the electricity to 12 regional Electricity Boards who distributed and supplied electricity to consumers only within their region. The situation prior to privatisation is summarised in Fig. 1 while details of the different Regional Electricity Boards are shown in Fig. 2.

Historically there has always been a surplus of generation capacity in Scotland, which is transferred via inter-connectors to England and Wales. In 1990 8% of the electricity generated in Scotland was transferred to England and Wales, but this rose to 25% by 2000 (Scottish Executive, 2003). Until recently there has been no grid connection to Northern Ireland, although a 2000 MW DC link to France has been in operation since the mid 1980's. Currently, further inter-connectors to Norway rated at 1320 MW and to the Netherlands, also of 1320 MW, are under consideration.

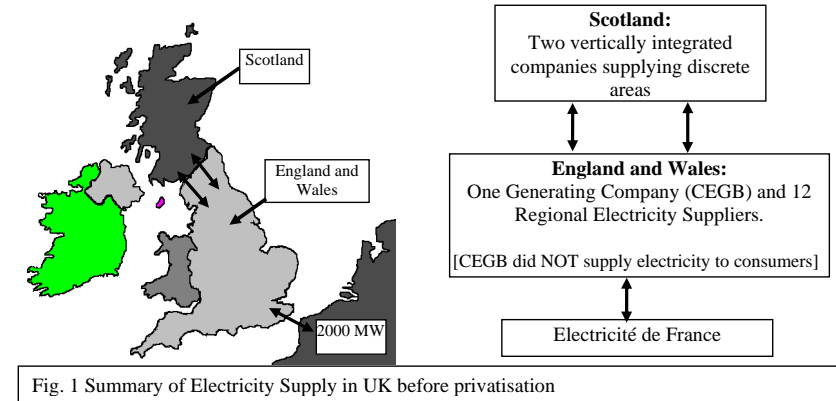


Fig. 1 Summary of Electricity Supply in UK before privatisation

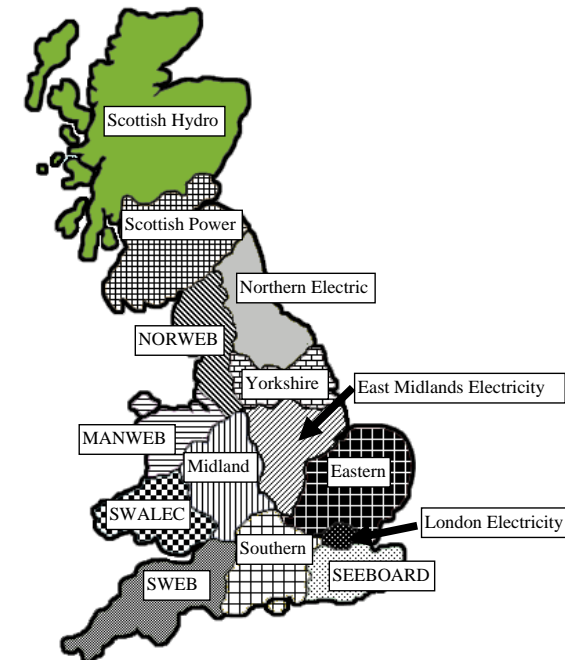


Fig. 2. The Regional Electricity Companies (REC) at the time of privatisation in 1990. Both Scottish Power and Scottish Hydro were vertically integrated with generation and supply. In England and Wales, the companies only supplied electricity, none generated electricity.

While there are normally major flows of electricity from Scotland to England and Wales, there are also significant flows of power south of the border. This is because the majority of the generation is in the north and most of the demand is in the south. Since 1990, when coal represented 65% of the generating capacity with oil at 11%, nuclear at 21% and gas less than 1%, the proportion of fuels used has changed significantly as shown in Table 1. While the total nuclear generation in the UK is just over 20%, in Scotland it is over 40%. With 10% hydro generation in Scotland only 50% of electricity generation comes from fossil fuels.

Table 1. Fuel used in the generation of Electricity in the UK

	1990 (at privatisation)	2001 (at start of NETA)	2002	2003
Coal	62.9%	37.4%	35.4%	38.1%
Oil	10.6%	1.7%	1.5%	1.9%
Gas	0.7%	31.5%	33.6%	31.6%
Nuclear	20.5%	24.5%	24.3%	23.7%
Hydro	0.6%	0.4%	0.5%	0.3%
Other Renewables	1.1%	2.3%	2.5%	2.7%
Other Fuels		1.2%	1.3%	1.5%
Imports (France)	3.8%	1.1%	0.9%	0.2%

After a prolonged period of reduction in the use of coal, there was a significant shift in 2003 with an increase in the amount of coal burnt and a consequential reduction in gas burnt in the generation of electricity. At the same time the proportion of electricity obtained from France has declined and for the first time, the UK was a net exporter of electricity in the third quarter of 2003. The total generation of electricity from renewable resources was 3%, well short of the UK Government target of 4.3% for 2003.

During the 1990's, the UK was one of very few countries which saw a substantial drop in emissions from carbon dioxide. This was almost entirely due to the change in fuel mix for the generation of electricity. In the last few years, this trend has reversed and though emissions are still well below 1990 levels, the rises call into doubt the UK's ability to meet its target reductions by 2010. Indeed in 2003, a rise of 5% occurred in the electricity supply industry. The UK National Allocation Plan published at the end of April 2004, will have severe impacts of the Electricity Supply Industry. The Plan allocates a 16.4% reduction in emission for this industry from 2002 levels, the largest reduction of any industry in the UK.

In the UK, unlike Russia, there is very little centralised combined heat and power (CHP), and none is associated with the major electricity companies. There is no infrastructure to deal with city-wide schemes for heat supply, nor is there any likelihood that large city wide schemes will now be built in the UK. There are, however, many small institutional CHP schemes in Universities, Hospitals etc, but these mostly have capacities less than 10 MW, with an average size of just 650 kW. Unlike Russia, there are no central heating facilities for towns and cities – each building generally has its own heating supply.

Unlike all other countries, the nuclear generation is provided by reactor types unique to the United Kingdom. With the exception of one pressurised water reactor (PWR), the nuclear reactors are all gas cooled and are either of the older MAGNOX variety or the new Advanced Gas Cooled Reactor (AGR). The MAGNOX reactors are now approaching 40 years in age, and most of these will be closed within the next 5 years. Currently there are no plans to build new nuclear reactors in the UK.

In the UK, the transmission and distribution of electricity are considered separately. In England and Wales, normally only transmission of electricity at a voltage of 275 kV or above is considered as transmission. Distribution represents the supply of electricity at voltages of 132 kV and below, and this is the responsibility of the relevant Distribution Network Operator (DNO). In the first five or so years of privatisation, the responsibility for distribution was identical to the Regional Electricity Company as shown in Fig. 2. (i.e. the REC and DNO were one and the same). Transmission was the responsibility of the System Operator, the National Grid Company. In Scotland, the two vertically integrated companies

had the responsibility for both transmission and distribution, and the demarcation between transmission and distribution occurred at a voltage of 132 kV (rather than the 275kV in England and Wales).

PRIVATISATION AND THE POOL

The method by which the generating side of the Electricity Industry in the UK was privatised and the operation of the Electricity Pool, including some of the unusual aspects of the determination of the System Marginal Price (SMP) were described in detail by Tovey (2003). These aspects are summarised briefly here and in Fig. 3. The Pool only operated in England and Wales; two vertically integrated companies continued operation in Scotland.

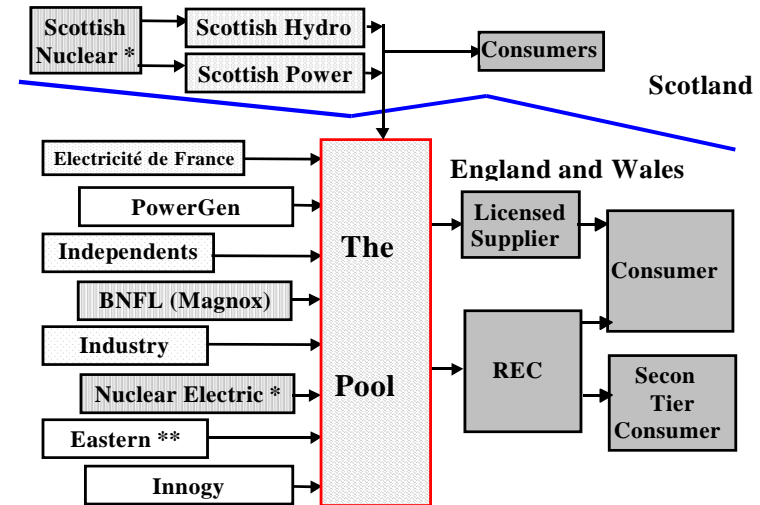


Fig. 3. A Schematic of the POOL in the UK in the late 1990s. The actual list of generators varied from year to year, the situation represents the position in about 1998.

In England and Wales a Pool system operated in which generator side bidding took place. While this was a major step forward, and ahead of deregulation in most other countries, there were deficiencies. Though many new independent generators entered the market, the original triopoly of PowerGen, National Power, and Nuclear Electric dominated the bidding, and there was evidence of price fixing. This caused the Regulator (initially OFFER, and later OFGEM) to step in and effectively fine the companies by requiring them to dispose of some of their generating capacity. As a result further players entered the market (Fig. 3). There were no effective controls, other than those imposed by the Regulator, on the System Operator (the National Grid Company) and thus there was no incentive to minimise costs through the optimum dispatch of electricity. The lack of demand side bidding into the Pool System was also another major weakness. As a result of these deficiencies, the New Electricity Trading Arrangements were introduced on 27th March 2001. Once again, these only applied to England and Wales, although there are discussions at an advanced stage with a view to including Scotland in an extended version of NETA in the so called British Transmission and Trading Arrangements (BETTA).

During much of the 1990's there were two separate Regulators: OFFER (Office of Electricity Regulation) and OFGAS (Office of Gas Regulation). Recognising the important link between Gas and Electricity, the two separate Regulators were merged into OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) in June 1999. At the same time, it was appreciated that there could be a conflict of interest between the duties of the Regulator and its responsibility in consumer protection. As a result a new

body, ENERGYWATCH, was established as a result of the Utilities Act in 2000. Both OFGEM and ENERGYWATCH work closely together and their respective roles are defined in the “Memorandum of Understanding”. In 2002 the electricity system operator, National Grid Company (NGC), merged with the corresponding gas operator (TRANSCO) to form National Grid Transco (NGT).

While the distribution charges varied from one region of England and Wales to another, the transmission charges were shared uniformly across the transmission network. This meant that customers in the north were effectively subsidising those in the south, while generators in the south were subsidising those in the north.

THE SUPPLY SIDE OF ELECTRICITY AFTER PRIVATISATION.

There have been two distinct stages in the supply of electricity since privatisation in 1990. Though large consumers (>1MW) were able to choose any licensed supplier from 1990, and medium consumers (> 100kW) from 1994, it was not until 1999 that domestic consumers could choose their supplier. Though a few changes in the structure of the supply companies took place before 1999, there have been substantial changes since that time. Some of the more notable changes which took place in the early years of privatisation were (i) the acquisition of East Midland Electricity by the generator PowerGen, (ii) the take over of supply in the Merseyside and North Wales area (MANWEB) by Scottish Power; (iii) the merger of Scottish Hydro-Electric and Southern Electricity into the Scottish and Southern Group; (iv) the demerger of the generator National Power into International Power and Innogy, with the latter taking on responsibility of supply in the Midlands Electricity Area under the name of nPower. Finally in the NORWEB area there was an amalgamation of all utilities into the company United Utilities. The situation over ownership in the mid to late 1990s is shown in Fig 4, which should be compared with Fig. 2. It should be noted that the geographical areas remain the same.

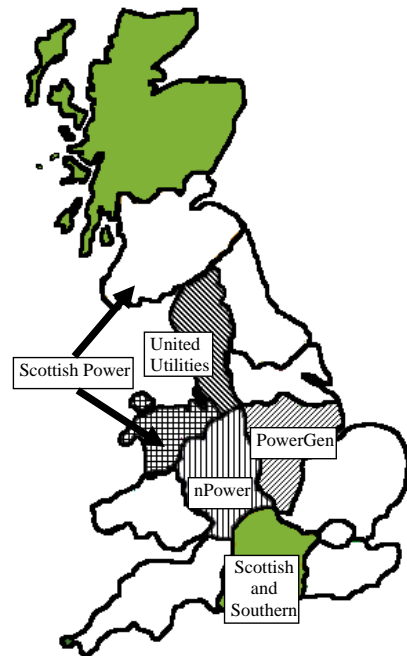


Fig. 4. Changes in the Distribution Companies during the 1990s. The white areas represent areas with no change.

Prior to Deregulation in 1999 the price charged for the domestic customers (which did not benefit from competition at the time) was regulated by the formula:

$$RPI - X + E + F,$$

where

RPI represents the Retail Price Index (i.e. a measure of the inflation from one year to the next),

X was a factor set by the regulator which initially was 5 – 8%, but reduced progressively,

E was the efficiency factor which companies were permitted to charge provided the income so received was transferred into an Energy Saving Trust for conservation measures.

F represented the fossil fuel levy, which was initially set at over 10%, but reduced to around 2% by the late 1990s and then was phased out fully. This levy was initially (until 1998) used to subsidise nuclear power, but the reduced levy in later years was used to promote renewable energy resources. As a result of the F factor, the prices of electricity immediately after privatisation rose slightly, but by Deregulation in 1998, prices were cheaper to the domestic customer in real terms despite the imposition despite the addition of VAT (Value added Tax) in 1994.

Since deregulation, the above formula was progressively relaxed during a transition period.

DEREGULATION OF ELECTRICITY SUPPLY

The Electricity Supply in the UK was deregulated for all 20 million domestic customers over a period of nine months from 5th September 1998. After Deregulation, all customers had the choice as to from whom they could purchase the electricity. In many cases, the alternative suppliers were other Regional Electricity Companies, although there emerged an increasing number of independent companies for whom there was no historic geographical base. Many of these new companies have suffered in an increasingly competitive market and some have gone into receivership such as the recent case of Atlantic Electricity and Gas.

Switching suppliers in the early years did result in significant savings. For example, the following illustrates the changes as experienced by the author. In mid 1998 he was paying 7.48 p per kWh for his electricity (about 3.7 roubles). In April 2003, the price was 5.62p (about 2.8 roubles). However, this magnitude of reduction was only achieved by those customers who changed suppliers. Those who were reluctant to change, or could not be bothered to change, have seen only limited savings. In late 2003 and early 2004, many suppliers have increased their prices in response to significantly increased gas prices, but the unit price is still well below those paid in 1998.

A large number of tariffs are available and many companies are targeting a niche market. Thus some companies supply electricity with a relatively high fixed charge and a lower unit rate, while others supply electricity with no fixed charge and a relatively higher rate. Clearly the latter tariff favours the low consumer while the former favours the larger consumer. Thus in any one area, there is generally no one single company which is best for all consumers. Some tariffs are termed “Green Tariffs” as these are designed to promote renewable electricity. In many cases these tariffs are at a slightly higher price than the normal standard tariff. Some companies encourage payment by the internet by having reduced tariffs, while some of the newer non-geographic companies only trade over the internet.

Within a consumers bill there are effectively three component parts, but the separate information is not indicated on the bills sent to customers. This lack of transparency as to the composition of charges is probably a defect in the UK system. Although some also argue that most domestic customers are not interested in anything but the total price. These three components are:-

- i) an actual charge for the units used,
- ii) a charge for use of the local distribution network. This charge will be the same for all customers within one regional area. The charge is also the same for all electricity suppliers in that area,
- iii) a charge for the meter reading.

Until deregulation, all three of the components were charges by the local Regional Electricity Company, but in the last 5 years there have been substantial changes. Thus there has been the emergence of specialist meter reading companies with one company, Siemens Metering representing 50% of the total Meter Reading Market.

In the last few years there has been a significant change in ownership in many of the supply companies. Increasingly there has been involvement from overseas companies from France, Germany, and the United States. One of the earlier such changes was the take over of the Eastern group with its supply base in the East of England by the American firm TXU. During the privatisation period, the Eastern Group had become more vertically integrated with the purchase of several coal fired power stations from PowerGen and National Power. However, most of these stations were amongst the oldest such stations and consequently the least efficient. With the onset of the New Electricity Trading Arrangements (NETA – see below), and an increasingly competitive market, the wholesale price of electricity fell to 40% below the 1998 level. This caused significant trading difficulties to many generators, and partly for this reason TXU ceased trading. While its supply business was taken over by PowerGen, as was one coal fired station, the distribution network operations were taken over by the London Electricity Group, who by that time had become part of Electricité de France.

Other mergers and take-overs took place in the supply industry with Electricité de France becoming the parent company of both SEEBOARD and SWEB in addition to London Electricity. PowerGen further increased its supply geographical base by taking over the supply business of United Utilities (formerly NORWEB). At the same time, nPower (the supplier in the Midlands Area), took over the geographical supply base in the former Yorkshire and Northern Electricity areas, while Scottish and Southern (formed originally from the merger of Scottish Hydro and Southern Electricity) also became responsible for SWALEC (the company in South Wales). The current situation in 2004 is represented by Fig. 5.

While distribution charges have always taken account of regional differences, differential transmission charges are also now in place as indicated below. However, the transmission charge for demand is the same throughout any one of the geographic areas, which remain the same as they were prior to privatisation. It should be noted that though there is a dominant company in each area, all the groups have customers in most of the different regions. Usually it is found that customers who are with companies other than their geographic company pay less than those who have tariffs with their local company.

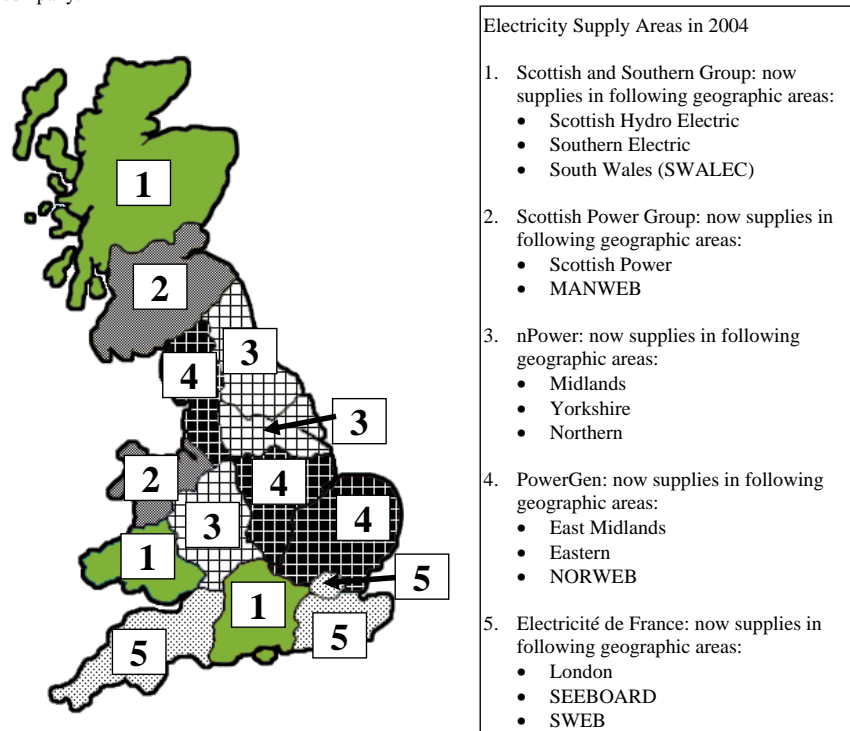


Fig. 5. The situation in 2004 with regard to geographic supply areas. This figure should be compared with figures 2 and 4 to see changes in the last 14 years. The companies in areas 1 and 2 are UK owned while the parent companies for areas 3 and 4 are both German owned, and the parent company for areas 5 is French.

Some of the recently formed non-geographically based companies have been taken over by the geographically based companies. In a few cases this has been because of financial difficulties experienced by these companies – for instance, Atlantic Electricity and Power recently went into receivership and its operations were taken over by the Scottish and Southern Group.

CHANGES IN DISTRIBUTION NETWORK OPERATION

A further significant change has also taken place in respect of the distribution of electricity as shown in Fig. 6. Whereas it was the norm for the regional supply company to also be the Distributed Network Operator (DNO) until the late 1990s, it is clear that in many areas supply companies are concentrating on core business and disposing of the network operations. It is noteworthy that now only seven of the fourteen areas have the same company for both supply and distribution. Some companies like PowerGen are the network operator in one of their areas, but not in others.

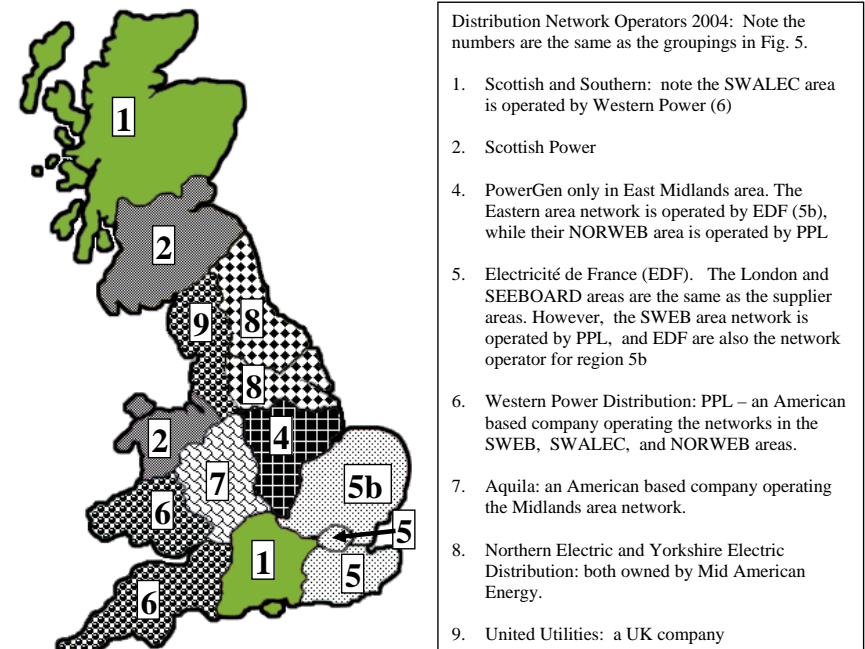


Fig. 6. The Distribution Network Operators (2004). Note the significant changes compared to Figs. 2, 4, and 5. Only 50% of the areas now have the same geographic supplier and network operator.

THE NEW ELECTRICITY TRADING ARRANGEMENTS

The New Electricity Trading Arrangements (NETA) came into force on 27th March 2001 and represented a major change in the way electricity was traded in England and Wales but not Scotland. Tovey, (2003) gave an in depth review of the operation of NETA, while much technical information about specific operational detail may be found in a series of papers from the Regulator (e.g. OFGEM, 2000). The following is a brief summary of how NETA works.

Under the new arrangements, and unlike the POOL mechanism, most electricity is traded outside the NETA Balancing Mechanism. Both generating and demand side bidding takes place and this effectively prevents some of the price fixing problems which arose in the POOL. NETA favours those generators and suppliers who can guarantee specific levels of generation or supply in advance. It also favours those generators and suppliers who can guarantee agreed flexibility in output / demand at short notice. Conversely, those generators or suppliers who cannot guarantee specific levels of generation /

demand suffer financially. Situations such as equipment failure etc. can lead to substantial losses for the companies involved. System Security is maintained by the Balancing Mechanism. On the other hand the majority of electricity (> 95%) is traded outside this Balancing Mechanism through bilateral agreements or trades through a broker. The System Operator (National Grid Transco. NGT) is not involved in these transactions but it is a requirement that the volume of trade (not the price) is notified to NGT. Trading may be done for any time period in the future and it is not unusual to see the volume of electricity traded for a particular half hour period take place several times over.

Trading takes place in half-hour blocks for each day of the year for each Balancing Mechanism (BM) unit. A generation BM unit will typically be a single generating set in a power station. Small generating sets can be consolidated into a single BM unit. On the demand side, a BM unit might be a single large customer or a collection of smaller customers. The final trading position of each BM unit must be declared by 1 hour before the start of the actual half hour period in question. Prior to June 12th 2002, this period was 3.5 hours. This cut-off time is known as "Gate Closure". Thus Gate Closure for the half hour period from 12:30 – 13:00 will be at 11:30. The final trading position is known as the Final Physical Notification (FPN).

If a generator or supplier deviate from the agreed FPN level, they will be charged by the System Operator for this imbalance. If a generator produces more than the agreed amount of electricity, or a supplier has a demand less than the agreed amount, then the imbalance is charged at the System Sell Price. If the generator fall short in his commitment, or a supplier has too much demand, then they are charged at the System Buy Price. In the early days of operation of NETA, the system Buy Price was high and reached over £100 per MWh while the System Sell Price was relatively low. In the three years since NETA began the two prices have converged as shown in Fig. 7. Since the System Buy Price is normally noticeably higher than the System Sell Price, most generators and suppliers tend to err on the side of having too much electricity on the system.

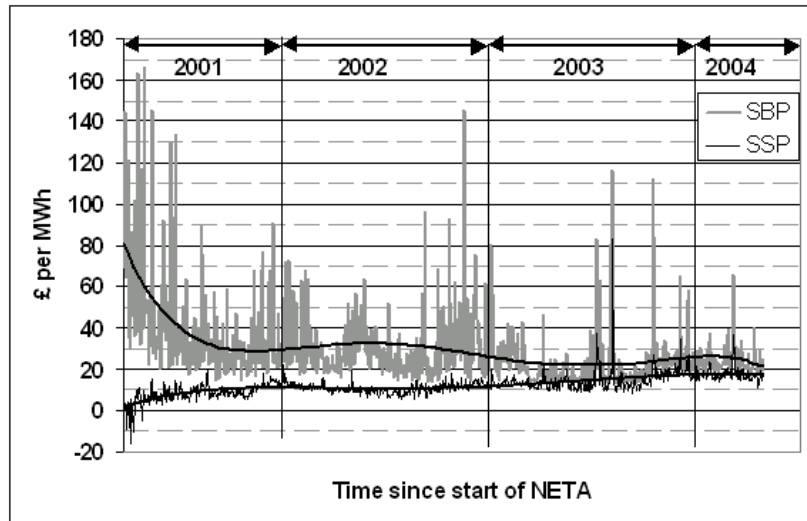


Fig. 7. The average daily System Buy Price (SBP) and System Sell Prices (SSP) since the start of NETA. There has been significant convergence of the two prices, although there are still days when the two prices differ significantly. The last data points on the right refer to 3rd May 2004. Data from Elexon (2004).

To ensure system stability, the System Operator requires the flexibility to adjust the availability of electricity to account for unexpected changes in demand (from weather changes, unexpected events such

as popular television programs, unexpected equipment failures, or interruption to the transmission network). This is achieved by inviting the BM units to modify their FPN level to either increase or reduce the amount of electricity on the system. To increase the amount of electricity on the system involves an OFFER to provide this increase. This may be done by either increasing the generation output or by reducing the demand. Any changes made under such an OFFER will result in the relevant BM Unit being paid for the change. Conversely if the amount of electricity on the system is to be reduced, the BM Units can make a BID. For a generating BM Unit this will mean a BID to reduce generation, whereas for a demand BM Unit this will represent a BID to increase demand. Agreements for such BIDs will result in the relevant BM Units paying for this modification of level to the FPN level.

In many cases, a generator or supplier may BID or OFFER different prices for ranges of deviation from FPN. Thus a BID to deviate by say 25 MW might be £30 per MWh, but a deviation between 25 and 50MW might be £40 per MWh. Normally the National Grid Transco will accept the cheapest OFFER or BID so as to keep prices down, but sometimes system constraints may prevent this. There is no obligation for a BM unit to participate in the Balancing Mechanism, but some companies specialise in providing BM Services and can make 25% or more by this means. Details of how these BIDs and OFFERs work (including graphical explanations) may be found in Tovey (2003).

Once an OFFER or BID has been agreed between the National Grid Company and the relevant BM Units, it cannot be cancelled. Instead there is provision for UNDO BIDs to cancel an OFFER, and UNDO OFFERs to cancel a BID. This is illustrated in Fig. 10 where it is noticed that any UNDO OFFER or UNDO BID will not be at the same as the original BID or OFFER and thus this will be a net benefit to the BM Unit concerned and a penalty on National Grid Transco. In this way there is a control on the operation of the System Operator which was not present in the POOL.

The OFFERs and corresponding UNDO BIDs and the BIDs and UNDO OFFERs, are normally submitted in pairs and agreed as BID – OFFER Acceptances or BOAs (Fig. 8).

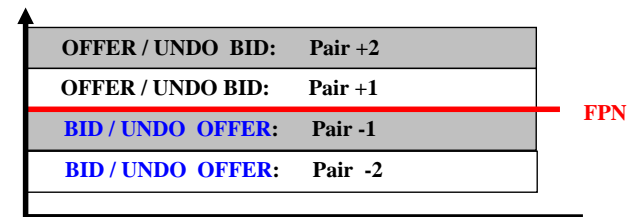


Fig. 8. Examples of BID / OFFER Pairs

IMPACT of NEW ELECTRICITY TRADING ARRANGEMENTS on COMPANIES

During the 1990s there was a substantial investment in new combined cycle gas turbine generation (see Table 1) and consequently there is now considerable over-capacity of generation. The consequence of this has been that the true costs of generation have been exposed to full market forces and several companies have experienced difficulties. At the onset of NETA, the wholesale prices for electricity were already 20% below the levels in 1998, and a further 20% fall occurred in the first year of NETA (Fig.9). Prices remained at low levels for the next 12 months (Fig. 9). As a result, in September 2002, British Energy (the company which operates the more modern nuclear stations (i.e. the Advanced Gas Cooled Reactors and the Pressurised Water Reactor) experienced difficulties and required Government assistance to continue trading. Equally, TXU became insolvent and other companies such as AES (a generating company) have also experienced acute difficulties. Those companies which have become vertically integrated have to some extent been cushioned, but even they have found it necessary to mothball relatively new (<8 years old) generating plant.

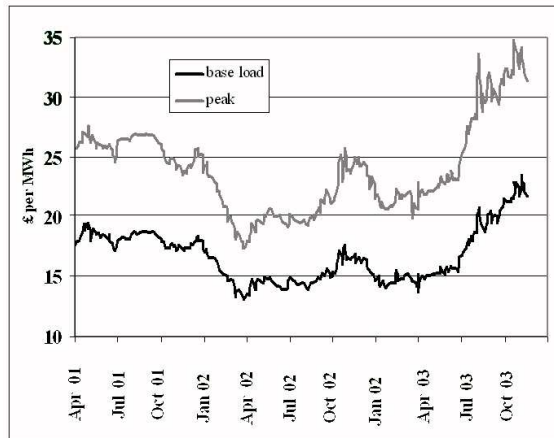


Fig. 9. Wholesale prices of electricity since the start of NETA. The rise in late 2003 reflected the changes in the price of gas.

In the summer of 2003, National Grid Transco expressed concern over the magnitude of the capacity reserve for the winter of 2003-2004. This had fallen to 16%, well below the normal level of 20 – 24%, and experience in the past has indicated that when this falls below 20%, problems occur in guaranteeing supply. Following this warning, and the rise in wholesale prices, several mothballed plants were recommissioned and the level of reserve now stands at just over 20%. It is clear that market signals alone are not sufficient to ensure adequate capacity.

THE FUTURE OF NETA – MOVING TOWARDS A BETTA SYSTEM.

While consumers in England and Wales have benefited from Deregulation, the markets in Scotland have yet to benefit fully. Discussions have been held for a number of years to extend the basic mechanisms of NETA into Scotland as the British Electricity Transmission and Trading Arrangements (BETTA). These discussions are now at an advanced stage and it is hoped that a system covering England, Wales and Scotland will be implemented in the spring of 2005 with the role of the System Operator becoming the GB wide System Operator. Several important reasons for the delay may be cited, including:

- (i) the differences in definition of the boundary between transmission and distribution as noted above,
- (ii) the incorporation of the England Scotland Inter-connectors into the system – the charges for the use of these facilities is different from normal transmission,
- (iii) the need to address issues related to renewable power generation, particularly as much future development will be at the peripheral margins, and there are EU directives in place to minimise the impact of excessive transmission charges on renewables.

FUTURE CHANGES LIKELY TO AFFECT THE UK ELECTRICITY MARKET.

In addition to the introduction of BETTA next year, there are two separate aspects which are likely to affect the Electricity Markets in the UK. These are the Renewables Obligation and Carbon Emission Trading. The Renewables Obligation was introduced on 1st April 2002 and attempts to increase the proportion of UK electricity generated from renewable energy sources in the next decade or so. More recently the Carbon Emission Trading Nation Allocation Plans have been published. These have the intention of developing a Carbon Trading Market in the EU, initially for the three year period 2005 – 2007, but later in a second phase for the period 2008 – 2012.

The Renewable Obligation is described in full in DTI (2001), and reinforced in the Energy White Paper (UK Government, 2003). It sets targets for the proportion of electricity that each supplier must provide in each year. The target percentage increases each year up to 2010. Recently it has been announced that the target will continue to rise to 15% by 2015 with an expectation that further targets at higher levels covering the period beyond 2015 will be announced. The target values are shown in Table 2 while information on which renewable technologies qualify is provided in Table 3.

TABLE 2. The Renewable Obligation Targets (DTI 2004)

Period	Estimated Total Electricity Available (TWh)	Electricity from Licensed Suppliers (TWh)	Renewable Obligation Target (%)	Renewable Obligation (TWh)
2002/03	358.2	313.6	3.0	9.4
2003/04	360.6	316.2	4.3	13.5
2004/05	363.1	318.7	4.9	15.6
2005/06	365.6	320.6	5.5	17.7
2006/07	368.5	321.4	6.7	21.5
2007/08	371.4	322.2	7.9	25.4
2008/09	374.3	323.0	9.1	29.4
2009/10	377.3	323.8	9.7	31.5
2010/11	380.3	324.3	10.4	33.6

The differences between the Total Electricity Available and that sold includes the auto-generation of electricity and losses in the system. The increase in demand for electricity is running at a much higher rate than the Government figures above and by 2003 had already exceeded the estimated available electricity for the year 2005/06

TABLE 3. Eligible Renewable Sources for the Renewables Obligation.

Source	Yes	Source	Yes
Landfill Gas	yes	Sewage Gas	Yes
Onshore Wind	yes	Offshore Wind	Yes
Geothermal	Yes	Tidal and Tidal Stream	Yes
Wave	Yes	Photovoltaics	Yes
Energy Crops	Yes	Forestry and agricultural waste	Yes
Energy from Waste	Only non-fossil derived energy will be eligible. Incineration of mixed waste will not be eligible. Energy from non-fossil derived element of mixed waste will be eligible if advanced technologies are used		
Cofiring of biomass	Eligible until 31 st March 2011 for up to 25% of obligation. At least 75% of biomass to be energy crops from 1 st April 2006.		
Hydro < 20MW	Eligible		
Hydro > 20MW	Only stations commissioned after 1 st April 2002.		

The total renewable percentage in 2003, including ineligible large scale hydro, was around 3%, well below the target level of 4.3%. To ensure that suppliers conform to the targets there is a procedure of Renewable Obligation Certificates (ROCs) which suppliers must hold or are otherwise fined for any shortfall. The Renewable Obligation Certificates can themselves be traded and currently are trading at a premium of 50% or more over their face value. Not only that, but there are several other incentives for those holding Renewable Obligation Certificates. The procedure is illustrated in Fig. 10.

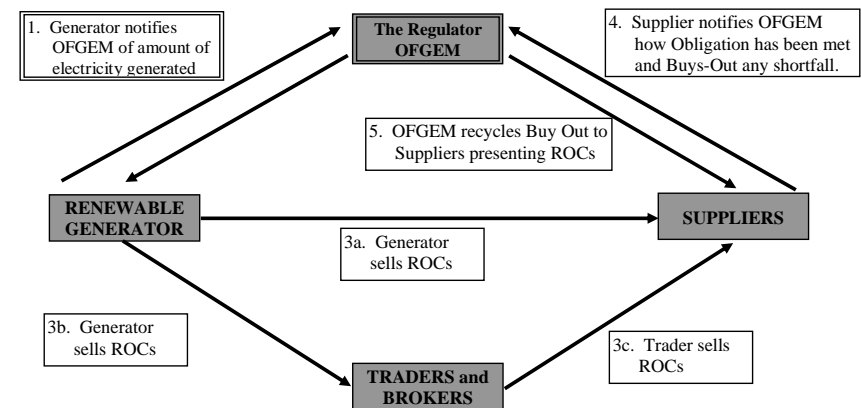


Fig. 10 Schematic of allocation, trading and redemption of Renewable Obligation Certificates

In the first stage, the Renewable Generator, sends proof of his generation in terms of MWh output to OFGEM who allocate ROCs in proportion to the output. The generator may then either sell the electricity along with the ROCs to a supplier (stage 3a). Alternatively the generator may trade his ROCs into a Trading Pool. Periodically, auctions are held in which suppliers who have a shortfall in the number of ROCs can purchase additional certificates. At the end of the relevant period the supplier then transfers his ROCs to OFGEM, and if he fails to comply with the required target percentage, pays the Buy-Out price to OFGEM. Finally in the last stage, OFGEM recycle the Buy-Out income to the suppliers in proportion to the number of certificates originally held.

Because the Buy-Out fines are recycled, the value of the ROCs actually held will be above their face value whenever there is a shortfall in the amount of renewable electricity generated, such as at the present time. The Buy-Out price was originally set by OFGEM at £ 30 per MWh in April 2002. This is being increased in line with inflation such that it was £30.51 per MWh in April 2003, and recently (April 2004) it was raised again to £31.39 per MWh. As a result of the current shortfall in certificates, they are currently trading at prices ranging from £45 - £48 per MWh. The value of renewable generation is significantly above the current wholesale NETA price of around £20 per MWh. The components of the value are:

The NETA wholesale price	£20 - £22
Face Value of ROC (April 2004)	£31.39
Exemption from the Climatic Change Levy	£4.30
Embedded benefits (reducing transmission/distribution charges)	£1.50
Benefits from recycled Buy-Outs	£12 - £18
Less the imbalance risk under NETA	-£2
Net benefit	£56 - £75

At these prices some of the renewable technologies such as onshore wind are very cost effective. Others such as photovoltaics are still far from cost effective, although capital grants are available for schemes such as these.

At the end of April 2004, the UK Government announced the carbon emission allocations as required by the European Union commitment to reduce carbon dioxide emissions. Unlike countries such as Italy which have allocated emission levels 8% above 2000 levels, the UK has established a cut of 15.2%, with the electricity generation sector taking a cut of 16.3%. The basis of the UK allocation was to take the actual emissions in the five year period (1998 – 2002) discounting the year with the lowest emission. The actual allocations for each year 2005 – 2007 were then allocated as a percentage below the historic level – this percentage varies from sector to sector. The UK has also decided to have exactly the same allocation in each of the three years. While these allocations have been made, there is still a period of consultation where some adjustment in individual installation or individual sector allocations may be made. Some potential anomalies exist where generating stations with exactly the same capacity and fuel have currently been given different allocations. There is concern that the historic baseline may disguise historic inefficiency and reward such plants at the expense of those who have already invested in more efficient technology.

If the carbon allocation had been solely within the UK, there would have been a significant shortfall in the allocations. There would need to be significant purchase of allocations at the Buy-Out price of 40 Euros per tonne, which in turn would result in not insignificant price rises, particularly in the electricity sector. Currently trading on the European market is at price much lower than this ceiling largely as a result of the very generous allocations by countries such as Italy. Once all National Allocation Plans have been received, the European Commission will review the plans and may require a tightening of allocations in some countries. It is too early to assess the likely impact of these emission trading arrangements which are due to come into force on 1st January 2005. It is almost certain that there will be rises in the price of electricity which will inevitably be passed on to the consumer.

CONCLUSIONS

The privatisation of the UK Electricity Markets have seen many changes over the last 14 years, and there continue to be further changes. Some of the key points are summarised as:

9. While wholesale prices of electricity fell by 20% in the latter years of operation of the POOL, and a further 20% in the first year of operation of NETA, whole sale prices have now risen and are comparable with those at the onset of NETA.
10. The difference between the system BUY and SELL prices associated with the Balancing Mechanism under NETA has narrowed considerably as the market has matured.
11. The recent rises in wholesale prices have followed the trend in gas prices and these have encouraged the re-commissioning of mothballed generating sets. The consequence of this is that there is an improved security margin of capacity (at over 20% compared to 16% 12 months ago).
12. There continues to be significant activity in the structure of companies. The number of geographically based companies has reduced from 14 at privatisation in 1990 to 5 in 2004. All these companies now control two or three different areas.
13. Discussions on the implementation of the British Electricity Transmission and Trading Arrangements are now at an advanced stage and are planned for implementation in the spring of 2005. This will include Scotland within an effective extension of NETA. One of the critical area of discussion has been the different ways in which transmission and distribution have been viewed in Scotland as opposed to England and Wales.
14. The Renewable Obligation is providing an incentive for generation of electricity from renewable resources. At the same time a trading market has been established with the Renewable Obligation Certificates, which are currently trading at a premium of 50% over their face value, reflecting the significant shortfall in the actual renewable generation as opposed to the set targets.
15. The recently announced National Allocation Plans for Carbon Emission Trading could cause significant rises in the cost of electricity.

REFERENCES

- DEFRA (2004). EU Emissions Trading Scheme: UK National Allocation Plan 2005 – 2007.– Department for Environment Food and Rural Affairs, DEFRA, London. Also on the WEB at www.defra.gov.uk/corporate/consult/euetsnap-stagethree/nap.pdf
- DTI (2001). New and Renewable Energy: Prospects for the 21st Century, Department of Trade and Industry, London. Also at http://www2.env.uea.ac.uk/gmmc/energy/env2e02/pdf/renew_obligation_2001.pdf
- DTI (2003). UK Energy Sector Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/energy_indicators/index.shtml.
- DTI (2003). Digest of UK Energy Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/dukes/index.shtml.
- DTI (2004). Yearly Renewable Obligation Targets – on the DTI WEB site at: www.dti.gov.uk/energy/renewables/policy/yearly_targets.shtml
- ELEXON (2004). The NETA Web Site. (data abstracted on 3rd May 2004). www.bmreports.com.
- OFGEM (2000) An overview of the New Electricity Trading Arrangements v1.0. Department of trade and Industry UK – also on the Web at www.ofgem.gov.uk/elarch/retadocs/Overview_NETA_V1_0.pdf.
- Scottish Executive (2003). Key Scottish Environment Statistics: www.scotland.gov.uk/library5/environment/kse03-01.asp#2
- Tovey, N.K. (2003). The Changing Face of the Electricity Supply Industry in the UK. Paper presented at the 2nd International Conference on Experience and Practice of Electricity Markets, Moscow, June 2003. Available on the WEB at: http://www2.env.uea.ac.uk/gmmc/neta/nktovey_moscow.doc
- UK Government (2003). The Energy White Paper. Our Energy Future – creating a low carbon economy. UK Stationary Office. – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/whitepaper/ourenergyfuture.pdf.

Последние изменения на электрических рынках Великобритании

Кейт Товви

Директор по энергетике, Low Carbon Innovation Centre
Факультет наук об окружающей среде, Университет Восточной Англии, Норидж NR4 7TJ
Великобритания.
Телефон: +44 – (0)1603 - 592553
Email: k.tovey@uea.ac.uk

РЕЗЮМЕ

В 1990 году британская электроэнергетика (генерация и энергоснабжение) была приватизирована, и в течение следующих 11 лет доступ к энергетическому пулу был открыт только для генерирующих компаний. Генерирующие компании фактически устанавливали цены на электроэнергию для энергоснабжающих организаций, а, следовательно, и для конечных потребителей. В этот период существовала значительная потребность в сильном регулирующем органе, способном предотвратить ценовые сговоры. Уменьшение государственного регулирования в сфере энергоснабжения происходило постепенно, и к концу 1999 все потребители в Англии и Уэльсе получили возможность приобретать электроэнергию у любого поставщика, а не только у бывших региональных монополистов.

За приватизацией наступил период общей стабильности в генерации и электроснабжении, но, начиная с 1995 года, в отрасли наблюдается постоянный рост числа сделок по слиянию, поглощению и разделению компаний. Некоторые компании решили отказаться от непрофильных активов и сосредоточить свои усилия только в одной области, другие же избрали путь вертикальной интеграции. В 2001 вступил в силу новый порядок торговли электроэнергией (НПТЭ), предусматривающий использование двусторонних торговых соглашений и балансировку ценовых предложений покупателей и поставщиков, которая гарантирует надежность поставок. В последние годы существования пула оптовые цены упали на 20 %, такое же падение цен произошло за первый год работы балансирующего механизма. Впрочем, в последние 9 месяцев (начиная с середины 2003 года), цены резко выросли под влиянием растущих цен на газ, и теперь превышают цены на момент введения НПТЭ.

Другие изменения в структуре энергоснабжения также повлияли на величину тарифов или скажутся на ней в ближайшее время. В частности, можно ожидать, что недавно принятые Обязательства по использованию возобновляемых источников энергии и обнародованные планы квотирования углеродных выбросов вскоре отразятся на уровне цен. В данном докладе рассматриваются последние изменения на рынке электроэнергии, а также приводится расширенный вариант прошлогоднего обзора состояния отрасли в последние 20 лет (Товви, 2003).

ВВЕДЕНИЕ

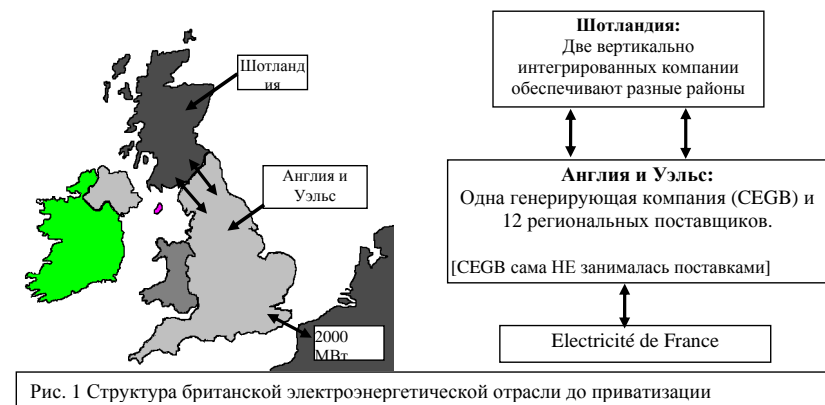
За последние 20 лет средний ежегодный рост спроса на электроэнергию в Великобритании составил 1,8%, а в начале этого десятилетия он уверенно держится на уровне свыше 2%. Чистый спрос на электроэнергию в Великобритании составляет 370 ТВт·ч в год (DTI¹, 2003). Менее 50 из этих 370 ТВт·ч вырабатывается в Шотландии (Scottish Executive, 2003), и менее 20% передается на юг, в Шотландию и Уэльс.

¹ Министерство торговли и промышленности Великобритании

Электроэнергетическая отрасль Шотландии всегда отличалась по своей структуре от энергетики Уэльса и Англии. В Шотландии, как до приватизации отрасли 1 апреля 1990 года, так после нее, существовало две вертикально интегрированных компании, предоставлявших весь ряд услуг от генерации и высоковольтной передачи до энергоснабжения конечных потребителей. Сначала эти компании были государственными монополиями, разграниченными по географическому признаку; после приватизации они получили названия Scottish Power и Scottish Hydro-Electric. Последняя сейчас входит в Scottish and Southern Group.

До приватизации в Уэльсе и Англии существовала одна генерирующая компания (Центральное электроэнергетическое управление, CEGB); сбыт электроэнергии конечным потребителям производился через 12 региональных электрических управлений по территориальному признаку. Рис. 1 иллюстрирует положение отрасли до приватизации, данные по различным электрическим управлениям приведены на рис. 2.

В Шотландии всегда существовал избыток генерирующих мощностей, вырабатывавших электроэнергию для Уэльса и Англии. В 1990 году 8% произведенного в Шотландии электричества было передано в Англию и Уэльс, к 2000 эта доля выросла до 25% (Scottish Executive, 2003). Сетевое соединение с Северной Ирландией было налажено совсем недавно, но 2 ГВт французский канал постоянного тока используется с середины 80-х. Сейчас обсуждается возможность создания объединяющей линии с Норвегией (с пропускной способностью в 1320 МВт) и с Голландией (также 1320 МВт).



Англия и Уэльс не только получают электроэнергию из Шотландии, но и передают ее на юг. Это связано с тем, что большинство генерирующих мощностей расположено на севере страны, а большинство потребителей – на юге. Как следует из таблицы 1, структура топливопотребления за последние 14 лет значительно изменилась. На долю АЭС в целом по Великобритании приходится чуть более 20% выработки, но в Шотландии этот показатель превышает 40%. В Шотландии, где 10% выработки приходится на ГЭС, только 50% электричества вырабатывается при использовании ископаемых видов топлива.

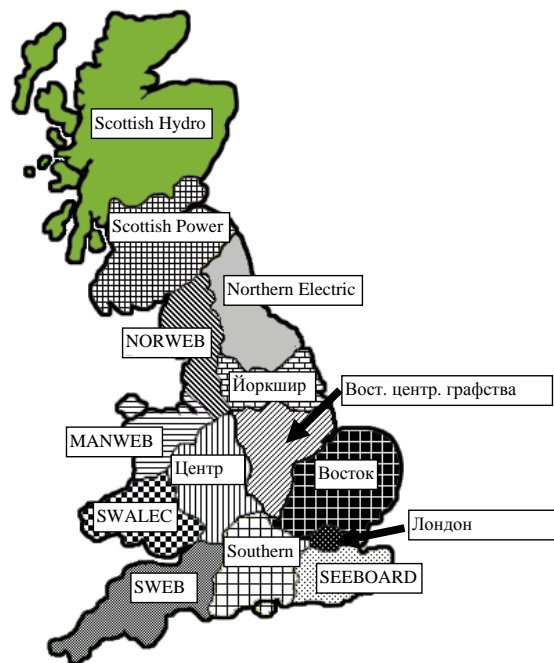


Рис. 2. Региональные электроэнергетические компании (РЭК) на момент приватизации в 1990 году. Scottish Power и Scottish Hydro вертикально интегрированы и занимаются как генерацией, так и распределением. В Англии и Уэльсе компании занимаются только поставкой, но не генерацией.

Таблица 1. Структура британского топливного баланса

	1990 (приватизация)	2001 (введены НПТЭ)	2002	2003
Уголь	62.9%	37.4%	35.4%	38.1%
Мазут	10.6%	1.7%	1.5%	1.9%
Газ	0.7%	31.5%	33.6%	31.6%
АЭС	20.5%	24.5%	24.3%	23.7%
ГЭС	0.6%	0.4%	0.5%	0.3%
Прочие возобновляемые источники	1.1%	2.3%	2.5%	2.7%
Прочее топливо		1.2%	1.3%	1.5%
Импорт (Франция)	3.8%	1.1%	0.9%	0.2%

В 2003 году продолжительный спад в потреблении угля сменился ростом (за счет сокращения расхода газа). Параллельно произошло сокращение импорта электричества из Франции, и в третьем квартале 2003 Великобритания впервые добилась положительного сальдо во внешнеторговом энергетическом балансе. На долю возобновляемых ресурсов пришлось 3% общего объема выработанной электроэнергии, что заметно ниже поставленной британским правительством цели в 4,3%.

В 90-е годы Великобритания стала одной из немногих стран, значительно сокративших выбросы углекислого газа. Это связано в первую очередь с изменением структуры потребления топлива в электроэнергетике. В последние несколько лет, впрочем, наблюдается обратная тенденция, и хотя сейчас объемы углекислого газа заметно ниже уровня 1990-го года, страна с большой вероятностью не сможет выполнить свою 20-летнюю программу по сокращению вредных выбросов. Так в 2003 был отмечен 5-процентный прирост углекислых выбросов в электроэнергетике. Национальный план квотирования углеродных выбросов, опубликованный в апреле 2004 года, окажет значительное влияние на отрасль. Согласно плану, в 2004 суммарный объем выбросов в электроэнергетике не должен превышать 83,6% от уровня 2002 года – это самое резкое сокращение нормативов в Великобритании.

В отличие от России, в Великобритании очень немного теплоэлектростанций, и ни одна из них не принадлежит крупнейшим энергетическим компаниям. Не существует инфраструктуры для обеспечения систем теплоснабжения мегаполисов, также нет оснований полагать, что в Великобритании появятся подобные системы. Впрочем, существует множество мелких теплоэлектростанций в университетах, больницах и т.д., средняя мощность которых составляет 650 кВт (максимальная мощность – 10 МВт). В отличие от России, у нас нет центрального отопления в городах – теплоснабжением дома обеспечиваются в индивидуальном порядке.

В британской атомной электроэнергетике используется особый вид реакторов. За исключением одного реактора, охлаждаемого водой под давлением, все остальные реакторы – газоохлаждаемые и относятся либо к старому типу MAGNOX, либо к современным реакторам с газовым охлаждением (AGR). Реакторам MAGNOX уже почти 40 лет, и многие из них будут заглушены в ближайшие 5 лет. На данный момент строительство новых ядерных реакторов в Великобритании не планируется.

В Великобритании передача и распределение электроэнергии рассматриваются по отдельности. В Англии и Уэльсе высоковольтной передачей считается передача электричества под напряжением не менее 275 кВ. Под распределением понимается передача электроэнергии при напряжении в 132 кВ или ниже, производимая операторами распределительных сетей (ОРС). В первой половине 90-х ответственность за распределение входила в функции региональных электроэнергетических компаний (см. рис. 2), т.е. РЭК и ОРС фактически были неразделимы. За магистральную передачу электроэнергии отвечала системный оператор – сетевая компания National Grid. В Шотландии две вертикально интегрированных компании занимались как магистральной передачей, так и распределением электроэнергии, граница между которыми проходила по напряжению в 132 кВ (а не 275 кВ, как в Уэльсе и Англии).

ВЛИЯНИЕ ПРИВАТИЗАЦИИ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПУЛ

Схема приватизации британских генерирующих активов и механизм работы электроэнергетического пула, включая нестандартные инструменты определения предельной системной цены, были подробно рассмотрены в работе Кейта Тоуви (2003). Основные выкладки приведены кратко ниже и на рис. 3. Сфера деятельности энергетического пула охватывала Уэльс и Англию, а в Шотландии сохранилась старая схема работы двух компаний.

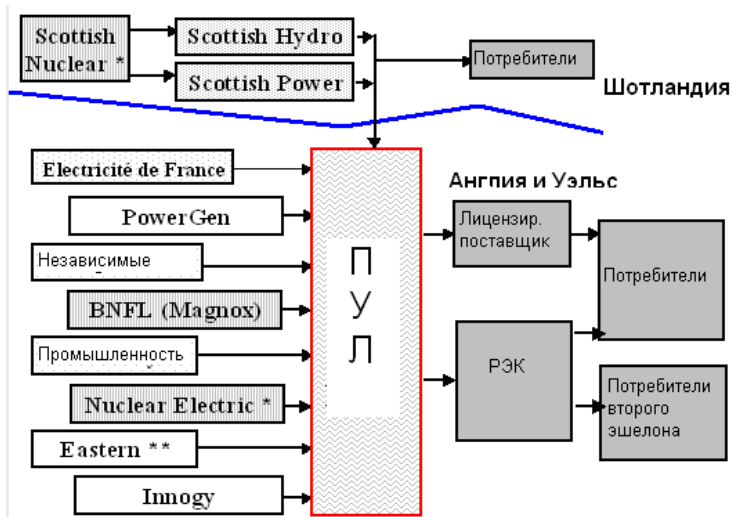


Рис. 3. Схема работы британского пула в конце 90-х. Список генерирующих компаний менялся, приведенный список соответствует положению на 1998 год.

В рамках пула цены на электроэнергию определялись рыночным механизмом торгов среди поставщиков, который, хотя и обеспечивал большую независимость рынка, чем в других странах, имел свои недостатки. Несмотря на появление новых независимых генерирующих компаний, большая тройка (PowerGen, National Power и Nuclear Electric) диктовала свои условия на рынке и давала поводы для подозрений о ценовом сговоре. Регулирующему органу (сначала Службе по регулированию электроэнергетики, а затем OFGEM) пришлось вмешаться и обязать эти три компании продать часть их генерирующих активов, что привело к появлению дополнительных игроков (см. рис. 3). Работа системного оператора (National Grid) контролировалась недостаточно жестко, и отсутствовали стимулы к сокращению издержек путем улучшения диспетчеризации. Другим серьезным недостатком системы было отсутствие возможности предложения цены со стороны покупателей. Для устранения этих недостатков 27 марта 2001 года на территории Англии и Уэльса был введен новый порядок торговли электроэнергией (NETA). Сейчас ведутся переговоры о возможности распространения расширенной версии NETA под названием BETTA на Шотландию.

На протяжении 90-х в стране существовало два регулирующих органа: OFFER (Служба по регулированию электроэнергетики) и OFGAS (Служба по газовому регулированию). В июне 1999 года было решено, что газовый и электрический рынки очень тесно связаны, и два этих органа были слиты в один – OFGEM (Служба по газовому и электроэнергетическому рынкам). Тогда же стало понятно, что регулирующий орган в своей работе не застрахован от конфликтов интересов, и в 2000 была учреждена новая организация – ENERGYWATCH. Сейчас ENERGYWATCH плотно сотрудничает с OFGEM, руководствуясь заключенным ранее протоколом о намерениях. В 2002 году произошло объединение системного оператора (National Grid) с газовым оператором (TRANSCO); новая организация получила название National Grid Transco (NGT).

В Уэльсе и Англии наблюдалось заметные региональные различия в тарифах на распределение электроэнергии, но ставки на высоковольтную передачу были едиными. Это означало, что потребители на севере страны субсидировали потребителей на юге, а южные генерирующие компании субсидировали своих северных конкурентов.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОСЛЕ ПРИВАТИЗАЦИИ

Последние 14 лет можно разбить на два основных этапа. Хотя крупные потребители (>1 МВт) могли выбирать поставщиков с 1990 года, а компании среднего размера (> 100 кВт) – с 1994, население получило возможность такого выбора только в 1999 году. Начиная с 1999, в структуре предложения произошли значительные изменения. Здесь, впрочем, следует отметить несколько важных событий первых послереформенных лет: (i) приобретение генерирующей компанией PowerGen электрической компании East Midlands Electricity; (ii) захват компанией Scottish Power рынков Северного Уэльса и Мерсисайда (на карте обозначены как MANWEB); (iii) образование Scottish and Southern Group путем слияния Scottish Hydro-Electric и Southern Electricity; (iv) разделение генерирующей компании National Power на International Power и Innogy (последняя, приняв название nPower, взяла на себя энергоснабжение центральных графств). Кроме того, произошло слияние всех электроэнергетических компаний на северо-западе страны (объединенная компания получила название United Utilities). На рис. 4 представлена карта генерирующих компаний по состоянию на вторую половину 90-х (ср. с рис. 2). Следует отметить, что географическое разделение регионов за это время не изменилось.

До дерегулирования 1999 года цены на электричество для бытовых потребителей (которые не могли тогда воспользоваться благами конкуренции) рассчитывались по формуле:

$$RPI - X + E + F,$$

где

- RPI – индекс потребительских цен (т.е. мера инфляции за год),
- X – фактор, задаваемый регулирующим органом (изначально 5–8 %, постепенно сокращается),
- E – фактор эффективности, который компания может изменить в том случае, если прибыль, получаемая от этого изменения, направляется на хранение в Фонд энергосбережения.
- F – налог на использование ископаемых видов топлива (изначально составлял 10%, но к концу 90-х был постепенно снижен до 2%, а затем и полностью отменен). До 1998 эти налоговые поступления использовались для поддержки атомной энергетики, а потом – для стимулирования использования возобновляемых источников энергии. Под влиянием этого фактора цены на электроэнергию сразу после приватизации несколько выросли, но к 1998 году тарифы для населения, даже с учетом НДС, введенного в 1994, в реальном выражении были ниже, чем в 1990.

После дерегулирования отрасли эта формула была постепенно упрощена.

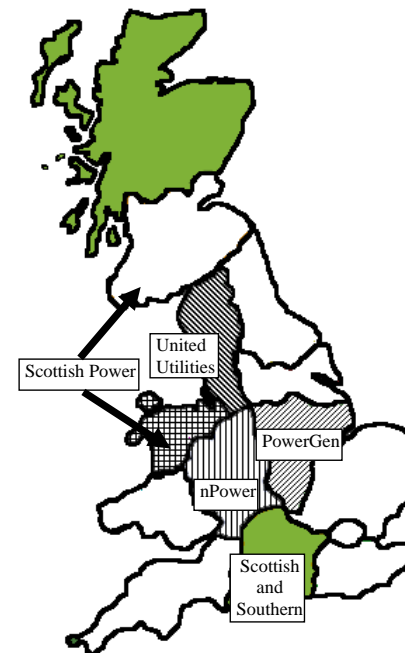


Рис. 4. Изменения в распределительных компаниях в 90-е годы. Белым показаны те регионы, в которых не произошло изменений.

РАЗРЕГУЛИРОВАНИЕ РЫНКА ГЕНЕРАЦИИ И ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Дерегулирование розничного рынка энергоснабжения (объемом в 20 млн домохозяйств) в Великобритании было начато 5 сентября 1998 года и закончено за 9 месяцев. В результате реформы все потребители получили право выбирать поставщиков электроэнергии. Во многих случаях с местными электрическими компаниями конкурировали электрические компании из

соседних регионов, также появились и новые, независимые, игроки, не имеющие жесткой географической базы. Некоторые из этих компаний не выдержали конкурентной борьбы и, как Atlantic Electricity and Gas, оказались на грани банкротства.

Раньше смена поставщиков позволяла экономить значительные средства. Приведу пример из собственной практики: в середине 1998 года автор этого доклада платил 7,48 пенсов (3,7 рубля) за кВт-ч, в апреле 2003 – 5,62 пенса (около 2,8 рубля). Однако такое сокращение расходов коснулось только тех потребителей, кто переходил от одного поставщика к другому, для остальных же экономия была намного меньше. В конце 2003 – начале 2004 гг. многие поставщики подняли цены в ответ на резкое увеличение стоимости газа, однако и сейчас цены останутся намного ниже уровня 1998 года.

Существует большое количество разнообразных тарифов, и многие компании пытаются закрепиться на рыночных нишах. Так, некоторые компании поставляют электричество по сравнительно высоким постоянным ставкам и заниженным покиловаттным тарифам, другие компании повышают свой тариф, но отказываются от фиксированных ставок. Понятно, что последний тариф предназначен для мелких потребителей, а первый – для крупных. Поэтому ни в одном районе нельзя выделить компанию, которая бы подходила всем потребителям. Некоторые тарифы называются «зелеными», так как способствуют увеличению производства электроэнергии из возобновляемых источников; во многих случаях эти тарифы несколько выше стандартных. Некоторые компании предлагают скидки при оплате через интернет, а некоторые вообще отказались от традиционных форм оплаты счетов.

Тарифы зависят от трех факторов, которые, впрочем, не представляются раздельно в счетах, высланных клиентам. По-видимому, это отсутствие прозрачности счетов можно полагать недостатком существующей системы, хотя некоторые исследователи полагают, что большинству бытовых потребителей интересна только конечная цена. Эти три фактора:

- iv) Тариф за электроэнергию (генерацию),
- v) Плата за использование местной распределительной сети. Эта плата будет одинаковой для всех клиентов всех поставщиков электроэнергии в регионе,
- vi) Плата за счетчик.

До реформы рынка все три суммы взымались местной энергетической компанией, но в последние 5 лет произошли серьезные изменения. Так, появились компании, специализирующиеся на приборах коммерческого учета, в первую очередь, компания Siemens Metering, которой принадлежит 50% этого рынка.

В последние несколько лет также произошли изменения в отраслевой структуре собственности. Все большую активность проявляют зарубежные игроки, в особенности, из Франции, Германии и США. Один из ранних примеров – поглощение группы Eastern, мощности которой сосредоточены на востоке Англии, американской компанией TXU. В ходе приватизации Eastern провела вертикальную интеграцию, купив у PowerGen и National Power несколько угольных электростанций, которые, к слову, были очень старыми и низкоэффективными. После введения NETA и ужесточения конкурентной борьбы оптовые цены на электричество упали почти на 40% от уровня 1998 года, и многие генерирующие компании, в частности, TXU, свернули свои сбытовые операции. Генерирующие активы TXU были выкуплены PowerGen вместе с одной из угольных станций, а распределительные сети – London Electricity Group, к этому времени вошедшей в Electricité de France.

Electricité de France также поглотила компании SEEBOARD и SWEB, а PowerGen – United Utilities (бывшую NORWEB). Одновременно с этим, nPower поглотила энергетическую компанию в Йоркшире и северных английских графствах, а Scottish and Southern (созданная на основе Scottish Hydro и Southern Electricity) приобрела SWALEC (компанию в Южном Уэльсе). Ситуация на 2004 год представлена на рис. 5.

Если тарифы за распределительные услуги всегда варьировались в зависимости от региона, то тарифы за высоковольтную передачу приобрели региональную специфику совсем недавно.

Впрочем, внутри регионов тарифы за высоковольтную передачу электроэнергии не меняются (как и само зонирование). Следует отметить, что в каждом регионе есть свой монополист, хотя почти все энергетические компании представлены в большинстве регионов. Обычно тарифы других компаний выгоднее тарифа локального лидера.

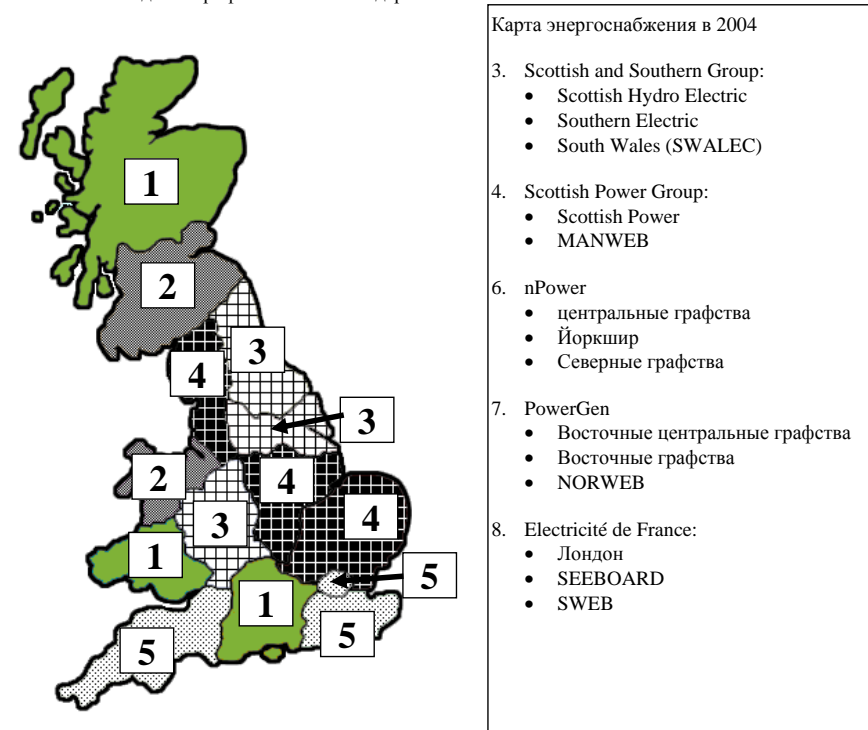
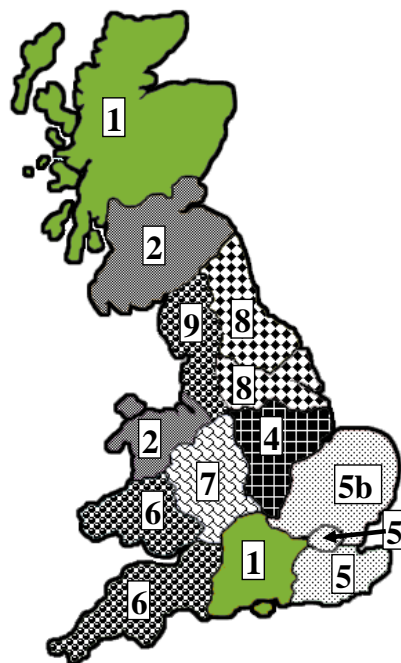


Рис. 5. Данная иллюстрация совместно с рис. 2 и 4 демонстрирует изменения в структуре британской электроэнергетики в последние 14 лет. Компании в зонах 1 и 2 принадлежат британским фирмам, 3 и 4 – немецким, 5 – французской.

Некоторые из недавно созданных компаний были поглощены старыми компаниями, образованными по географическому принципу. В нескольких случаях это было связано с финансовыми трудностями новых компаний – например, такая судьба постигла Atlantic Electricity and Power.

ИЗМЕНЕНИЯ В РАБОТЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Как видно на рис. 6, произошли серьезные изменения и в сфере распределения электроэнергии. Если до конца 90-х большинство региональных электрических компаний также выполняли функции операторов распределительных сетей, то сейчас многие компании сосредотачивают свои усилия на генерации и отказываются от сетевых активов. Только в 7 из 14 регионов высоковольтной передачей и распределением электроэнергии занимаются одни и те же компании. Некоторые компании, в частности PowerGen, выполняют функции сетевого оператора лишь в отдельных районах.



- Операторы распределительной сети в 2004:
Обозначения совпадают с обозначениями на рис. 5.
3. Scottish and Southern: в регионе SWALEC в роли оператора выступает Western Power (6)
 4. Scottish Power
 10. PowerGen только в восточных центральных графствах. Оператор в восточных графствах – EDF (5b), в регионе NORWEB – PPL
 11. Electricité de France (EDF). Оператор в Лондоне и регионе SEEBOARD, а также 5b. Оператором в регионе SWEB выступает PPL.
 12. Western Power Distribution: PPL – американская компания, занимающаяся распределением электроэнергии в регионах SWEB, SWALEC и NORWEB.
 13. Aquila: американская компания, работающая в центральных графствах.
 14. Northern Electric и Yorkshire Electric Distribution: обе принадлежат Mid American Energy.
 15. United Utilities: британская компания.

Рис. 6. Операторы распределительной сети (2004). Обратите внимание на отличия от рис. 2, 4 и 5. Только в 50% районов генератор и сетевой оператор совпадают.

НОВЫЙ ПОРЯДОК ТОРГОВЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ

Новый порядок торговли электроэнергией (NETA) вступил в силу 27 марта 2001 года и внес кардинальные изменения в энергосбытовую практику в Англии и Уэльсе (но не в Шотландии). Подробный анализ механизма работы NETA можно найти в работе Тоуви (2003) и официальных документах регулирующих органов (например, OFGEM, 2000). Ниже приводится краткое описание схемы работы NETA.

В отличие от старой, пуловой, системы, в соответствии с NETA большинство сделок с электроэнергией заключается за пределами балансирующего механизма. Ценовые предложения поступают как от поставщиков, так и от клиентов, что устраняет возможность ценового сговора, существовавшую в старой системе. Новый порядок особенно выгоден тем генерирующим компаниям и поставщикам, которые могут гарантировать определенный уровень поставок, а также тем, кто может гарантировать гибкую политику в отношении изменений выработки/спроса в последний момент. И наоборот, те поставщики, которые не могут гарантировать определенный уровень выработки, оказываются в финансово менее выгодном положении. Сбои оборудования могут привести к серьезным потерям. Безопасность системы поддерживается за счет механизма балансировки, хотя более 95% электроэнергии продается за рамками балансирующего механизма посредством двусторонних сделок или договоров, заключаемых через брокеров. Системный оператор (National Grid Transco) в этих сделках не участвует, но компании обязаны извещать его о масштабе сделок (в МВт-ч, но не в денежном исчислении). Ограничения по срокам отсутствуют, поэтому зачастую один и тот же объем электроэнергии несколько раз продается на полчаса вперед.

Торговые операции ведутся получасовыми заявками по каждому дню по каждому элементу БМ (балансирующего механизма). Обычно, элемент БМ – это блок электростанции или несколько небольших блоков. Элементом БМ со стороны спроса будет один крупный потребитель или группа мелких клиентов. Окончательная торговая позиция по элементу БМ должна объявляться за час до начала указанного получасового интервала. До 12 июня 2002 получасовые заявки подавались за 3,5 часа до указанного в заявке времени. Так, для получаса между 12:30 и 13:00 этот промежуток времени начнется в 11:30. Окончательную торговую позицию также называют окончательным уведомлением (*FPN*).

Если генерирующая компания или поставщик отклоняется от оговоренной торговой позиции, она оплачивает дисбаланс системному оператору. Если генерирующая компания вырабатывает больше оговоренного объема электроэнергии или спрос не достигает оговоренных значений, дисбаланс рассчитывается по системной цене продажи. Если, наоборот, генерирующая компания не обеспечивает оговоренной выработки или поставщик сталкивается со слишком высоким спросом, дисбаланс рассчитывается по системной цене покупки. В первое время действия NETA цена покупки была высокой (более 100 ф.ст. за 1 МВт-ч), а цена продажи – относительно небольшой. Как показано на рис. 7, за последние три года эти цены заметно сблизились. Поскольку системная цена покупки ощутимо выше цены продажи, большинство генерирующих компаний и поставщиков предпочитают поставлять больше электроэнергии (а не меньше).



Рис. 7. Средняя дневная системная цена покупки (SBP) и цена продажи (SSP): динамика с момента введения NETA. Цены заметно сблизились, хотя до сих пор бывают дни, когда разрыв между ними чрезвычайно велик. Последние данные на графике относятся к 3 мая 2004. Источник: Elexon (2004).

Системный оператор, целью которого является поддержание стабильности системы, должен быть достаточно гибким, чтобы своевременно реагировать на неожиданные изменения в спросе (вызванные погодными условиями, техническими сбоями, повреждениями сети и популярными телепередачами). Это достигается за счет изменения элементами БМ своих окончательных позиций: так, для увеличения объема электроэнергии в системе требуется приказ *OFFER* (помимо увеличения выработки возможно и уменьшение спроса). Любые изменения в соответствии с этим приказом будут оплачены участвующему элементу БМ. Аналогично, для сокращения объема

электроэнергии в системе требуется заявка **BID**: для генерирующего элемента БМ это будет заявка о сокращении выработки, а для потребляющего элемента БМ – заявка об увеличении спроса. В этом случае небалансы оплачиваются элементами БМ.

Во многих случаях поставщик или генерирующая компания может предлагать различные цены за отклонение от **FPN**. Так, он может предложить цену в £30 фунтов за каждый МВт-ч отклонения при отклонении не более 25 МВт-ч и £40 за каждый МВт-ч отклонения между 25 и 50 МВт-ч. Обычно Национальная сетевая компания (НСК) принимает минимальные цены покупателя/продавца, чтобы удержать цены на низком уровне, но иногда это невозможно в силу системных ограничений. Ничто не обязывает энергетические компании участвовать в балансирующем механизме, но некоторые компании специализируются на предоставлении именно этих услуг и получают более 25% своих прибылей от БМ. Детальный анализ этих заявок на покупку и продажу (с иллюстрациями) можно найти в работе Тоуви (2003).

Когда заявка на продажу или покупку утверждается НСК, отменить ее уже нельзя. Вместо этого предусмотрена возможность размещения заявки об отмене покупки (**UNDO BID**) для аннулирования заявки о продаже, и наоборот. Как видно на рис. 8, ни одна заявка об отмене покупки или продажи не будет на одном уровне с исходной заявкой, и следовательно, будет означать чистую прибыль для элемента БМ и пеню для National Grid Transco. Такая система, в отличие от старой, обеспечивает определенный контроль за работой системного оператора.

Заявки на продажу и соответствующие им заявки об отмене покупки, как и заявки на покупку и соответствующие им заявки об отмене продажи обычно подаются попарно и оформляются как акцепты (рис. 8).

OFFER / UNDO BID:	Пара +2	
OFFER / UNDO BID:	Пара +1	
BID / UNDO OFFER:	Пара -1	FPN
BID / UNDO OFFER:	Пара -2	

Рис. 8. Примеры пар **BID / OFFER**

ВЛИЯНИЕ НОВОГО ПОРЯДКА ТОРГОВЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ

В 90-е годы были произведены значительные инвестиции в парогазовые установки (см. Таблицу 1), что обеспечило нынешний избыток генерирующих мощностей. Для некоторых компаний это также означало финансовые трудности и столкновение с грубыми рыночными механизмами. На момент введения **NETA**, оптовые цены на электроэнергию уже были на 20% ниже, чем в 1998 году, а первый год действия **NETA** они упали еще на 20% (рис. 9). Весь следующий год цены держались на сравнительно низком уровне, что в сентябре 2002 вынудило British Energy, которой принадлежат современные атомные электростанции (оснащенные реакторами с газовым охлаждением и реактором с охлаждением водой под давлением), обратиться за экстренной помощью к британскому правительству. TXU обанкротилась, и другие игроки, в частности, генерирующая компания AES, столкнулись с серьезными трудностями. В этой ситуации легче пришлось компаниям, проведшим вертикальную интеграцию, но все ж одной из них пришлось законсервировать достаточно новую (<8 лет) электростанцию.



Рис. 9. Оптовые цены на электроэнергию с введения **NETA**. Подъем в конце 2003 года отражает рост цен на газ.

Летом 2003 года National Grid Transco выразила свои опасения насчет недостаточности резервов мощности на зиму 2003/04. Резервы сократились до 16%, что намного меньше стандартных 20-24%; известно, что при резервах ниже 20% возникают трудности с гарантированием поставок. После этого предупреждения и роста оптовых цен несколько электростанций было расконсервировано, и сейчас резерв мощности чуть превышает 20%. Нет сомнений в том, что для обеспечения необходимой мощности недостаточно одних только рыночных импульсов.

БУДУЩЕЕ **NETA** (**NETA**): НА ПУТИ К **BETTA**

Потребители в Англии и Уэльсе уже оценили преимущества дерегулирования, недоступные пока шотландским потребителям. Уже не первый год ведутся переговоры о возможности распространения механизмов **NETA** на Шотландию и введения Британского порядка передачи и торговли электроэнергией (**BETTA**). Можно надеяться, что весной 2005 года Шотландия войдет в систему **NETA**, и соответственно, полномочия единого системного оператора распространятся на всю Великобританию. Впрочем, этот процесс может быть замедлен в силу следующих причин:

- (iv) Отмеченные выше различия в подходе к границе между «высоковольтной передачей» и «распределением»,
- (v) Включение межсистемных сетей между Англией и Шотландией – тарифы за их использование отличаются от обычных тарифов на высоковольтную передачу,
- (vi) Необходимость решения вопросов, связанных с производством электроэнергии из возобновляемых источников, в особенности в связи с недавними директивами ЕС о минимизации влияния чрезмерно высоких тарифов на высоковольтную передачу на возобновляемые ресурсы; здесь также важно то, что в будущем производство электроэнергии переместится на периферию.

ИЗМЕНЕНИЯ, КОТОРЫЕ МОГУТ ЗАТРОНУТЬ БРИТАНСКИЙ РЫНОК

Помимо введения **BETTA** в следующем году, есть еще два фактора, которые не могут не сказаться на британском рынке: торговля квотами углеродных выбросов и Обязательства по использованию возобновляемых источников энергии. Последние были приняты 1 апреля 2002 года с целью увеличения в ближайшие десять лет доли электроэнергии, производимой из возобновляемых источников энергии. Сравнительно недавно были разработаны национальные планы по торговле квотами углеродных выбросов, ставящие своей целью развитие общеевропейского рынка в 2005-2012 гг.

Обязательства по использованию возобновляемых источников энергии подробно описаны в документах Министерства торговли и промышленности (2001) и закреплены в Белой книге по

энергетике 2003 года. В ней приведены объемы электроэнергии, предписанные к производству каждой компании на каждый год вплоть до 2010 (они постоянно увеличиваются). Недавно было объявлено, что целевые значения будут увеличиваться и дальше, и составят 15% к 2015; ближе к этому времени следует ожидать объявления новых плановых показателей. В таблице 2 приведены целевые значения по производству электроэнергии из возобновляемых источников, в таблице 3 – список таких источников.

Таблица 2. Плановые показатели (Министерство торговли и промышленности, 2004)

Период	Общий объем электроэнергии (ТВт-ч)	Электроэнергия от лицензированных поставщиков в (ТВт-ч)	Плановый показатель по выработке (%)	Плановый показатель по выработке (ТВт-ч)
2002/03	358.2	313.6	3.0	9.4
2003/04	360.6	316.2	4.3	13.5
2004/05	363.1	318.7	4.9	15.6
2005/06	365.6	320.6	5.5	17.7
2006/07	368.5	321.4	6.7	21.5
2007/08	371.4	322.2	7.9	25.4
2008/09	374.3	323.0	9.1	29.4
2009/10	377.3	323.8	9.7	31.5
2010/11	380.3	324.3	10.4	33.6

Общий объем выработанной электроэнергии не совпадает с объемом проданной электроэнергии из-за системных потерь и производства для собственных нужд. Рост спроса заметно обгоняет прогнозы правительства: в 2003 фактическое производство уже превысило план 2005/06

Таблица 3. Возобновляемые источники топлива

Источник	Да	Газ сточных вод	Да
Биогаз	Да	Береговой ветер	Да
Морской ветер	Да	Приливные	Да
Геотермальные	Да	Фотогальванические	Да
Волны	Да	Отходы сельского и лесного хозяйства	Да
Энергетические культуры	Да	Отходы неископаемого происхождения. Сжигание смешанных отходов не рассматривается как допустимое. Энергия из неископаемой части смешанных отходов будет считаться удовлетворяющей критериям, если для ее получения использовались современные технологии	Да
Отходы	Да	Допустимо до 31 марта 2011 (может составлять до 25% всего объема). Начиная с 1 апреля 2006 75% биомассы должны составлять энергетические культуры.	Да
Совместное сжигание биомассы	Да	Только станции, сданные в эксплуатацию после 1 апреля 2002	Да
Гидро < 20МВт	Да		
Гидро > 20МВт	Да		

Суммарная доля электроэнергии, полученной из возобновляемых источников топлива, с учетом крупных ГЭС (которые, согласно официальным документам, учитывать нельзя), в 2003 году составила 3% вместо запланированных 4,3%. Для обеспечения соблюдения этих обязательств были разработаны специальные сертификаты за использование возобновляемых источников энергии (СВИЭ, ROC), владельцы которых освобождаются от штрафов. Эти сертификаты являются обращающимися ценными бумагами и сейчас торгуются с наценкой более 50% к номинальной цене. Есть еще несколько стимулов для держателей сертификатов, принцип действия которых рассмотрен на рис. 10.

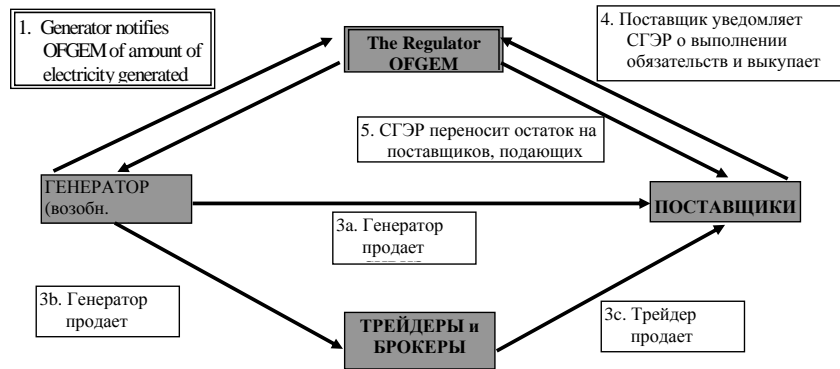


Рис. 10 Схема распределения, движения и погашения сертификатов на использование возобновляемых источников энергии.

На первом этапе генерирующая компания передает OFGEM достоверные данные о своей выработке (в МВт-ч), а OFGEM выдает компании сертификаты в зависимости от объемов выработки. Компания может либо сразу продать сертификаты поставщику вместе с электроэнергией (этап 3а), либо сбывать их трейдерам. Периодически проводятся аукционы, на которых поставщики могут закупить недостающие СВИЭ. В конце соответствующего периода поставщик передает свои сертификаты в OFGEM, и если он не набирает заданной доли выработки, платит штраф в форме выкупной стоимости сертификатов. В завершение этих операций OFGEM возвращает доходы от штрафов поставщикам в соответствии с количеством сертификатов, изначально находившихся в их распоряжении.

Поскольку штрафы возвращаются, фактическая стоимость сертификатов будет выше номинальной во всех случаях, когда наблюдается недопроизводство электроэнергии из возобновляемых источников (как сейчас, например). Выкупная цена была назначена OFGEM на уровне 30 ф.ст. за 1 МВт-ч в апреле 2002 года; с тех пор она росла вместе с инфляцией и составила 30,51 и 31,39 ф.ст. в апреле 2003 и 2004, соответственно. При нынешней нехватке сертификатов они продаются по 45-48 ф.ст за 1 МВт-ч. Ценность такой энергии намного выше текущих оптовых цен на электроэнергию (около 20 ф.ст. за 1 МВт-ч); она складывается из:

Оптовая цена по NETA	£20 - £22
Номинальная стоимость сертификата (апрель 2004)	£31,39
Освобождение от сбора за климатические изменения	£4,30
Дополнительные плюсы (сниженные расходы на передачу)	£1,50
Возврат выкупных средств	£12 - £18
Минус риск дисбалансов по NETA	-£2
Чистая прибыль	£56 - £75

При таких ценах некоторые источники, например, береговой ветер, представляются чрезвычайно эффективными и выгодными. Другие источники, например фотогальванические, остаются неэффективными, но на их развитие можно получить гранты.

В конце апреля 2004 года британское правительство обнародовало план сокращения выбросов углекислого газа в соответствии с директивами ЕС. В отличие от Италии, предусмотревшей 8-процентное увеличение выбросов в 2004 по сравнению с 2000, Великобритания поставила своей целью сокращение выбросов на 15,2%, а в электроэнергетике – и вовсе на 16,3%. Британские расчеты строились на анализе наиболее крупных выбросов углекислого газа в 1998-2002 гг. Квоты выбросов в 2005-2007 гг. задавались отдельно для каждой отрасли (однако внутри отраслей вариаций квот от года к году не предусмотрено). Период обсуждения и согласования квот пока продолжается, и уже обнаружены несоответствия (когда, например, станции одинаковой мощности, использующие одинаковое топливо, получают разные квоты). Есть опасения, что сравнение с прошлыми годами скроет укоровившуюся неэффективность некоторых станций и даст им неоправданные преимущества за счет конкурентов, уже вложивших средства в эффективные технологии.

Если бы квоты на выбросы вводились только в Великобритании, страна бы столкнулась с их резкой нехваткой. Пришлось бы их покупать по 40 евро за тонну, что привело бы к резкому росту цен, особенно в электроэнергетике. Нынешним уровнем цен европейский рынок обязан в первую очередь щедрым квотам таких стран, как Италия. После анализа всех национальных планов по квотированию выбросов Еврокомиссия может обязать отдельные страны ужесточить свои проекты, поэтому пока еще рано оценивать возможное воздействие соглашений о торговле квотами, которые вступят в силу 1 января 2005. Однако очевидно, что рост цен на электроэнергию производители и поставщики переложат на плечи потребителей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За последние 14 лет на британском электроэнергетическом рынке произошли значительные изменения, и процесс трансформации продолжается. Кратко основные события можно изложить так:

16. В последние годы существования пула оптовые цены упали на 20 %, такое же падение цен произошло за первый год работы NETA. Впрочем, в последние 9 месяцев цены резко выросли и теперь превышают цены на момент введения NETA.
17. По мере взросления рынка разрыв между ценами покупки и продажи в рамках балансирующего механизма заметно сократился.
18. Недавний рост оптовых цен последовал за повышением цен на газ и способствовал расконсервации отдельных энергоблоков. Благодаря этому энергетический резерв вырос с 16 % год назад до 20 %.
19. Структура собственности продолжает меняться: количество компаний, имеющих географически сконцентрированные операции, сократилось с 14 в 1990 до 5 в 2004; все эти компании контролируют по несколько районов.
20. Заканчиваются переговоры о подключении Шотландии к Британскому порядку передачи и торговли электроэнергией (расширенная версия NETA) с весны 2005 года. Детально обсуждается вопрос разграничения высоковольтной передачи и распределения.
21. Обязательства по использованию возобновляемых ресурсов стимулируют производство электроэнергии из возобновляемых ресурсов. При этом возник рынок сертификатов за использование возобновляемых ресурсов, торгуемых сейчас с 50-процентной надбавкой к номиналу (что отражает значительный разрыв между фактическими и плановыми показателями).
22. Недавно обнародованный национальный план квотирования выбросов может привести к резкому удорожанию электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА И ИСТОЧНИКИ

- DEFRA (2004). EU Emissions Trading Scheme: UK National Allocation Plan 2005 – 2007.– Department for Environment Food and Rural Affairs, DEFRA, London. Also on the WEB at www.defra.gov.uk/corporate/consult/euctsnap-stagethree/nap.pdf
- DTI (2001). New and Renewable Energy: Prospects for the 21st Century, Department of Trade and Industry, London.
Also at http://www2.env.uea.ac.uk/gmmc/energy/env2e02/pdf/renew_obligation_2001.pdf
- DTI (2003). UK Energy Sector Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/energy_indicators/index.shtml.
- DTI (2003). Digest of UK Energy Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/dukes/index.shtml.
- DTI (2004). Yearly Renewable Obligation Targets – on the DTI WEB site at: www.dti.gov.uk/energy/renewables/policy/yearly_targets.shtml
- ELEXON (2004). The NETA Web Site. (data abstracted on 3rd May 2004). www.bmreports.com.
- OFGEM (2000) An overview of the New Electricity Trading Arrangements v1.0. Department of trade and Industry UK – also on the Web at www.ofgem.gov.uk/elarch/retadocs/Overview_NETA_V1_0.pdf.
- Scottish Executive (2003). Key Scottish Environment Statistics: www.scotland.gov.uk/library5/environment/kses03-01.asp#2
- Tovey, N.K. (2003). The Changing Face of the Electricity Supply Industry in the UK. Paper presented at the 2nd International Conference on Experience and Practice of Electricity Markets, Moscow, June 2003. Available on the WEB at: http://www2.env.uea.ac.uk/gmmc/neta/nktovey_moscow.doc
- UK Government (2003). The Energy White Paper. Our Energy Future – creating a low carbon economy. UK Stationary Office. – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/whitepaper/ourenergyfuture.pdf.



Proceedings of Fourth International Conference

OPERATIONAL EXPERIENCE AND PRACTICE OF THE EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS

MOSCOW – MAY 2005

Keynote Address by

N. Keith Tovey
(Н. Кейт Товуи)

*Energy Science Director of CRed
Carbon Reduction Project.*

*University of East Anglia
Norwich, NR4 7TJ UK*

*Университет Ист-Англии,
Норидж NR4 7TJ Великобритания*

Developments in the Electricity Markets in the UK: The move towards BETTA

Изменения на электрических рынках в Великобритании: переход к БЕТТА

Published by:

EuroSibEnergo, Ulistsya Bakunynskaya 4/6 Moscow

ЕВРОСИБЭНЕРГО, ул. бакунинская 4/6 МОСКВА

Developments in the Electricity Markets in the UK: the move towards BETTA

N. Keith Tovey

Energy Science Director, Low Carbon Innovation Centre
 School of Environmental Sciences, University of East Anglia, Norwich NR4 7TJ UK
 Telephone: +44 – (0)1603 – 592553
 Email: k.tovey@uea.ac.uk

ABSTRACT

In the last 15 years there have been many changes in the Electricity Supply Industry in the UK. The first major change occurred in 1990 with the privatisation of the former nationalised industry. Until April 1st 2005, there were significant differences in the way electricity was generated, transmitted, distributed and supplied in Scotland on the one hand and England and Wales on the other. Since that date, the structure is being progressively integrated into a uniform system covering England and Wales and Scotland. In Scotland, the tradition had always been for vertical integration whereas in England and Wales, generation was always separate from distribution and supply to consumers

At privatisation two vertically integrated companies were formed for Scotland, while in England generation was initially in the hands of three generators (one of which only ran nuclear stations) and 12 regional electricity supply companies. Throughout the 1990s, it was the generators who largely controlled the wholesale prices of electricity as there was no demand side bidding. This was done through an Electricity Pool. In Scotland there was no Pool System. Progressively further generators entered the market in England and Wales, sometimes as completely new entities and sometimes by purchasing generating plant from the fossil fuel generators.

In parallel with the privatisation, deregulation took place and this progressively allowed consumers to purchase electricity from any supplier. Since the middle of 1999 all areas of England and Wales have been deregulated. Also during the 1990s the regulators for the electricity and gas markets, OFFER and OFGAS respectively, were merged into a single regulator – Ofgem (the Office of Gas and Electricity Markets). Subsequently the consumer watchdog functions of the Regulator were transferred to a separate organisation Energy Watch which now provides protection for the consumer.

On 27th March 2001 a significant change took place in England and Wales with the Introduction of the New Electricity Trading Arrangements (NETA). This had a profound way in which the markets operated and saw both generation and demand side bidding setting the wholesale price of electricity. Other developments in the electricity market were the introduction of the Renewables Obligation on 1st April 2002, in the last few months the European Union Emission Trading System, and finally BETTA – the British Electricity Transmission and Trading Arrangements on April 1st 2005.

This paper reviews these recent changes, expands on the general review of the last 20 years given by Tovey (2003, 2004). Those papers also contain a more detailed review of the structure of the electricity companies and a review of the impacts of the Renewables Obligation.

INTRODUCTION

For the last two decades, the total UK demand for electricity has been rising at 1.8% per annum, and in the last few years this rate has increased to over 2% (Fig. 1). The net demand for the whole UK now stands at 381.3 TWh per year (DTI, 2004), an increase of 3.05% on the year before. Of this figure, just under 50 TWh was generated in Scotland (Scottish Executive, 2004) but only two thirds of this was actually consumed in Scotland. 16 TWh of this figure was transferred over inter-connectors to the Northern Ireland Grid (400 MW inter-connector capacity) and the England and Wales Grid (1200 MW inter-connector capacity). Historically, Scotland has also been a net supplier of electricity to England and Wales Electricity Grid.

The structure of the electricity supply industry in Scotland has always been different from that in England and Wales. In Scotland, both before privatisation on 1st April 1990 and since that time, there have been two vertically integrated companies, which have covered all aspects of electricity from generation, through transmission and distribution, to supply of electricity to customers. Initially, the companies were State Monopolies, covering specific regions of Scotland, and since that time there have been two privatised companies – Scottish Power and Scottish Hydro-Electric. The latter is now part of the Scottish and Southern Group. Some significant changes took place in the way electricity is transmitted in Scotland on 1st April 2005.

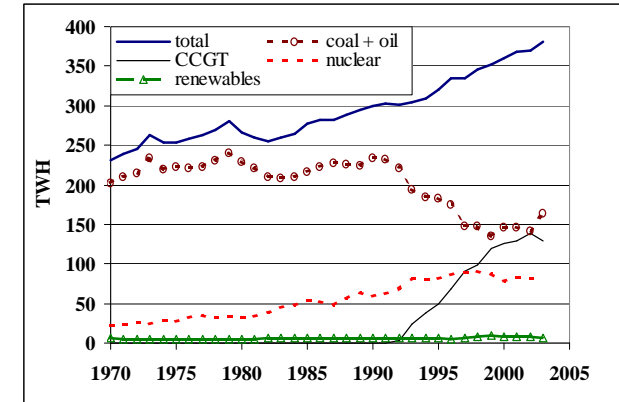


Fig. 1. Electricity generated in the UK 1970 – 2003 showing also the variation in fuel source over the years.

Before privatisation there was a single Generating Company (Central Electricity Generating Board: CEGB) in England and Wales which generated and transmitted electricity but did not sell electricity to consumers. Instead the CEGB sold the electricity to 12 regional Electricity Boards who distributed and supplied electricity to consumers only within their region. The situation prior to privatisation is summarised in Fig. 2 while details of the different Regional Electricity Boards in England, Wales and Scotland are shown in Fig. 3.

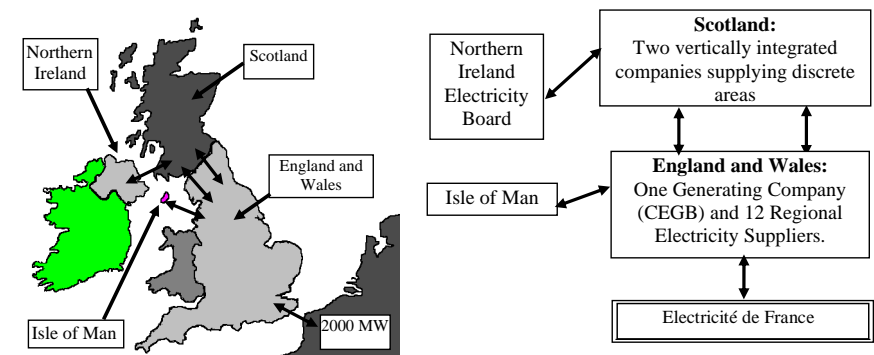


Fig. 2 Summary of Electricity Supply in UK before privatisation

Two other regions of the United Kingdom are connected via inter-connectors, but continue to remain separate in terms of operation. These are Northern Ireland which is connected to the South of Scotland and the Isle of Man which is connected to the England and Wales Grid with a capacity of

40MW. The most northerly group of islands – the Shetlands (not shown in Fig. 2) has an isolated island system, while the Hebrides and Orkney Islands are connected to the Scottish Hydro Network. Currently there is also a 2000 MW inter-connector with the Electricité de France. Further inter-connectors to Norway rated at 1320 MW and to the Netherlands, also of 1320 MW, are under consideration.

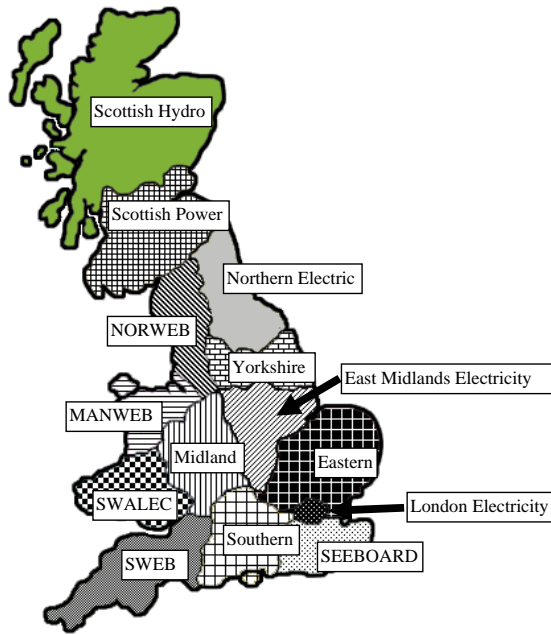


Fig. 3. The Regional Electricity Companies (REC) at the time of privatisation in 1990. Both Scottish Power and Scottish Hydro were vertically integrated with generation and supply. In England and Wales, the companies only supplied electricity, none generated electricity (after Tovey 2004).

FUELS USED IN THE GENERATION OF ELECTRICITY IN THE UK

While there are normally major flows of electricity from Scotland to England and Wales, there are also significant flows of power south of the border. This is because the majority of the generation is in the north and most of the demand is in the south. Since 1990, when coal represented 65% of the generating capacity with oil at 11%, nuclear at 21% and gas less than 1%, the proportion of fuels used has changed significantly as shown in Table. 1. While the total nuclear generation in the UK is just over 20%, in Scotland it is over 40%. With 10% hydro generation in Scotland only 50% of electricity generation comes from fossil fuels.

After a prolonged period of reduction in the use of coal, there was a significant shift in 2003 with an increase in the amount of coal burnt and a consequential reduction in gas burnt in the generation of electricity. The situation changed back towards gas in 2004, but in the first few months of 2005, the continued high prices of gas has once again seen an increase in the coal burn. The proportion of electricity obtained from France declined in 2003 due to the high summer demand in that country and for the first time, the UK was a net exporter of electricity in the third quarter of 2003. The total generation of electricity from renewable resources in 2004 was 3.9%, well short of the UK Government target of 4.9% for the year long period from April 1st 2004.

Table 1. Fuel used in the generation of Electricity in the UK

	1990 (at privatisation)	2001 (at start of NETA)	2002	2003	2004
Coal	62.9%	37.4%	35.4%	38.1%	36.5%
Oil	10.6%	1.7%	1.5%	1.9%	1.1%
Gas (CCGT)	0.7%	31.5%	33.6%	31.6%	34.7%
Nuclear	20.5%	24.5%	24.3%	23.7%	21.1%
Hydro	0.6%	0.4%	0.5%	0.3%	0.5%
Other Renewables		2.3%	2.5%	2.7%	3.4%
Other Fuels	1.1%	1.2%	1.3%	1.5%	1.9%
Imports (France)	3.8%	1.1%	0.9%	0.2%	0.8%

The UK has been one of a very few countries that saw a substantial drop in emissions from carbon dioxide. This was almost entirely due to the change in fuel mix for the generation of electricity. In the last few years, this trend has reversed and though emissions are still well below 1990 levels, the rises call into doubt the UK's ability to meet its target reductions by 2010. Indeed in 2003, a rise of 5% occurred in the electricity supply industry. The UK National Allocation Plan published at the end of April 2004, (DEFRA, 2004) will have severe impacts of the Electricity Supply Industry. The Plan allocates a 16.4% reduction in emission for this industry from 2002 levels, the largest reduction of any industry in the UK.

There is very little centralised combined heat and power (CHP) in the UK (unlike Russia), and no scheme is associated with the major electricity companies. There is no infrastructure to deal with city-wide schemes for heat supply, nor is there any likelihood that large city wide schemes will now be built in the UK. There are, however, many small institutional CHP schemes in Universities, Hospitals etc, but these mostly have capacities less than 10 MW, with an average size of just 650 kW. Unlike Russia, there are no central heating facilities for towns and cities – each building generally has its own heating supply.

Nuclear generation is provided by reactor types unique to the United Kingdom. With the exception of one pressurised water reactor (PWR), the nuclear reactors are all gas cooled. They are either of the older MAGNOX variety or the newer Advanced Gas Cooled Reactor (AGR). The MAGNOX reactors are now approaching 40 years in age, and most of these will be closed within the next 5 years. Currently there are no plans to build new nuclear reactors in the UK. The year 2004 saw a significant drop in the output of the nuclear stations and this is likely to drop further with the scheduled closure of all the Magnox Stations in the next 4 – 5 years.

CHANGES TO THE SUPPLY OF ELECTRICITY TO CONSUMERS

There have been two distinct stages in the supply of electricity since privatisation in 1990. Though large consumers (>1MW) were able to choose any licensed supplier from 1990, and medium consumers (> 100kW) from 1994. The Electricity Supply in the UK was fully deregulated for all 20 million domestic customers over a period of nine months from 5th September 1998. After Deregulation, all customers had the choice as to from whom they could purchase the electricity. In many cases, the alternative suppliers were other Regional Electricity Companies, although there emerged an increasing number of independent companies for whom there was no historic geographical base. Many of these new companies have suffered in an increasingly competitive market and some have gone into receivership, while others have been purchased by one of the larger companies.

Before deregulation prices were regulated by the formula

$$RPI - X + E + F,$$

where

- RPI represents the Retail Price Index (i.e. a measure of the inflation from one year to the next),
- X was a factor set by the regulator which initially was 5 – 8%, but reduced progressively,
- E was the efficiency factor, and
- F represented the fossil fuel levy which was used to promote renewable generation.

Further details on the operation of this formula may be found in Tovey (2004).

While the regulator OFFER (Office for Electricity Regulation) initially took on the responsibility of both regulation and acting as a consumer watchdog, by 1999 it had been merged with the Gas Regulator (OFGAS) to form OFGEM (the Office of Gas and Electricity Markets). In 2000, the functions of the Consumer Watchdog were transferred from the Regulator to a separate body: Energy Watch. Energy Watch is funded by the Department of Trade and Industry costing approximately £13million pounds. This money is obtained from the Regulator from income obtained from licences issued in the Electricity generation and supply industry.

In 1999 it became possible for all customers to purchase their electricity either from one of the regionally based electricity companies or from an increasing number of licensed suppliers. In almost all cases, the local electricity companies tariffs were amongst the most expensive and this was seen as an incentive for consumers to switch supplier. However, many consumers still have not changed and there are still significant savings for the domestic consumer – up to £100 a year that may be made by wise switching of suppliers. At present there is a 28-day rule which means that consumers may not switch more frequently than this period.

Several internet based companies now provide a service for consumers to compare prices between suppliers and also provide an easy method for consumers to change from one supplier to another. As a result of privatisation and deregulation the price of both gas and electricity to the domestic consumer has fallen in real terms. Electricity, despite recent rises is still cheaper than it was (in real terms) in 1970 while for gas, the price is only 70% of the price in 1970 (Fig. 4).

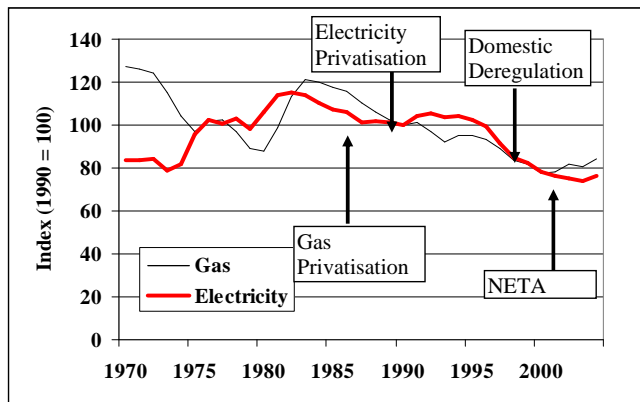


Fig. 4. Changes in the real price of electricity and gas from 1970 to present day (1990 prices are set to index value 100). The key dates in both markets are highlighted. Deregulation had a more profound effect on electricity prices than on gas.

CHANGES IN STRUCTURE OF COMPANIES IN THE ELECTRICITY INDUSTRY

At the onset of privatisation, the supply of electricity was dominated by 14 Regional Electricity Companies (RECs) who also acted as the Distributed Network Operator in their own area. Progressively there was vertical integration with generating companies such as PowerGen (part of E.ON) acquiring East Midlands Electricity and National Power acquiring Midlands Electricity Board. Subsequently there was a take over by over some RECs by others (e.g. MANWEB was acquired by Scottish Power), while in other cases there was a direct merger (e.g. Scottish Hydro and Southern Electricity). Foreign Companies then took control in some areas – e.g. Electricité de France successively acquired London Electricity, SEEBOARD and SWEB.

Further restructuring took place such that there are now just 6 major players in the retail of electricity which have a regional base: nPower (3 regions), PowerGen (3 regions), Electricité de France

(3 regions), Scottish Power (2 regions), and Scottish and Southern (3 regions). In addition British Gas has a substantial presence in the electricity market across the country having entered the area following deregulation. Further details of these changes, many of which have taken place in the last few years are summarised in Tovey (2004).

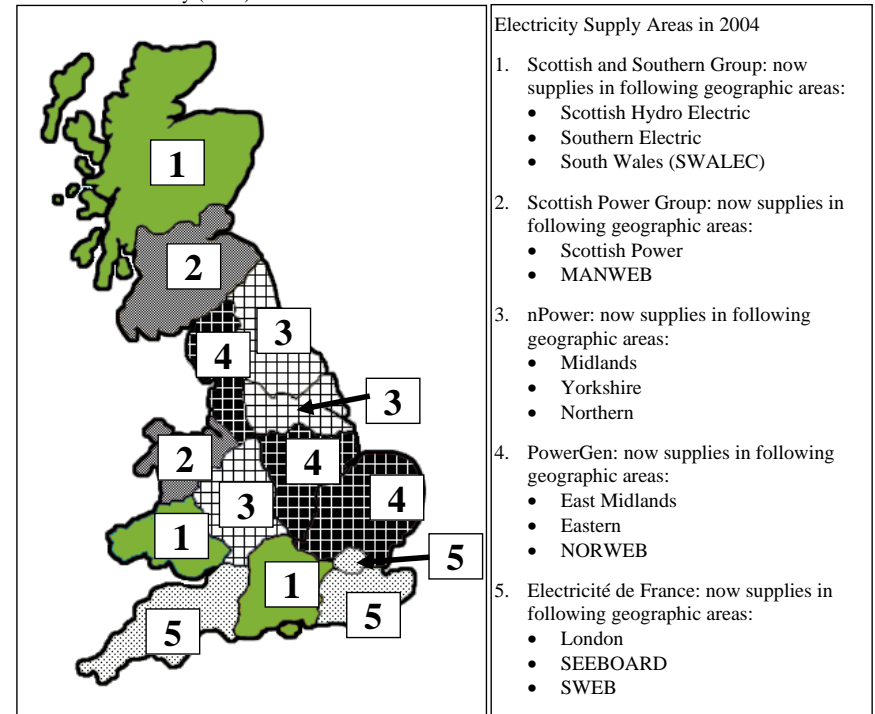


Fig. 5. The situation in 2004 with regard to geographic supply areas. This figure should be compared with Fig. 3 to see changes in the last 14 years. The companies in areas 1 and 2 are UK owned while the parent companies for areas 3 and 4 are both German owned, and the parent company for areas 5 is French. For more details of the changes that have taken place see Tovey (2004).

TRANSMISSION AND DISTRIBUTION OF ELECTRICITY IN THE UK

Until April 1st 2005, the transmission and distribution systems in the UK differed between England and Wales on the one hand and Scotland on the other. In both regions, distribution at lower voltages has been and continues to be the responsibility of the Distribution Network Operator (DNO). Following privatisation the DNO in each of the 14 sub-regions of both England and Wales and Scotland were the responsibility of the REC. In England and Wales, transmission included all voltages of 275 kV and above (i.e. 275 kV and 400 kV), while voltages of 132 kV and below were the responsibility of the DNO. In Scotland, the situation was more complex with generally voltages of 132 kV and above being classed as transmission and lower voltages as distribution. The differences in approach between the two regions of the UK has meant that much work has been necessary to integrate the two systems into the British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA).

Fig. 6 shows the transmission network in the UK as of April 1st 2005. The majority of transmission in England and Wales is at 400 kV with 275 kV being used in the urban areas. In Scotland there is little transmission at 400 kV but a substantial amount at 132 kV. With BETTA, the two inter-connectors will become part of the integrated GB Transmission System.

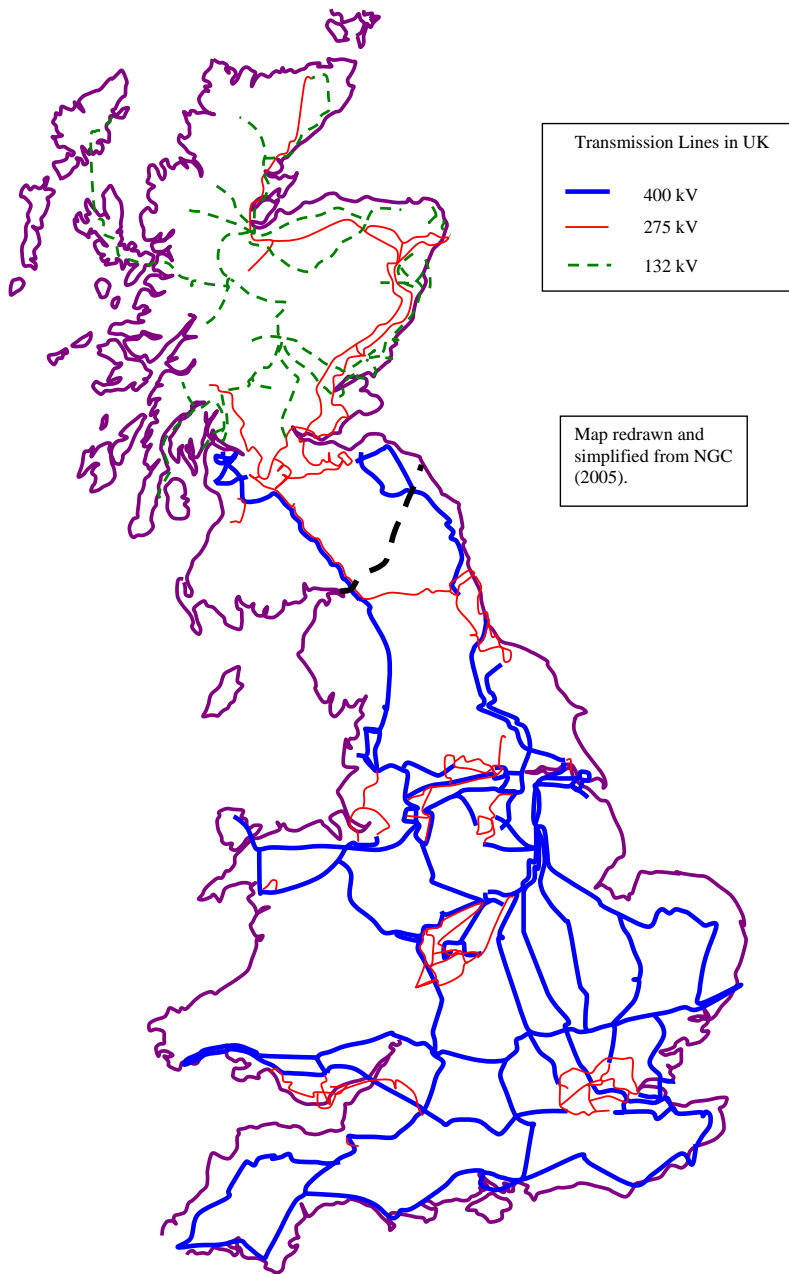
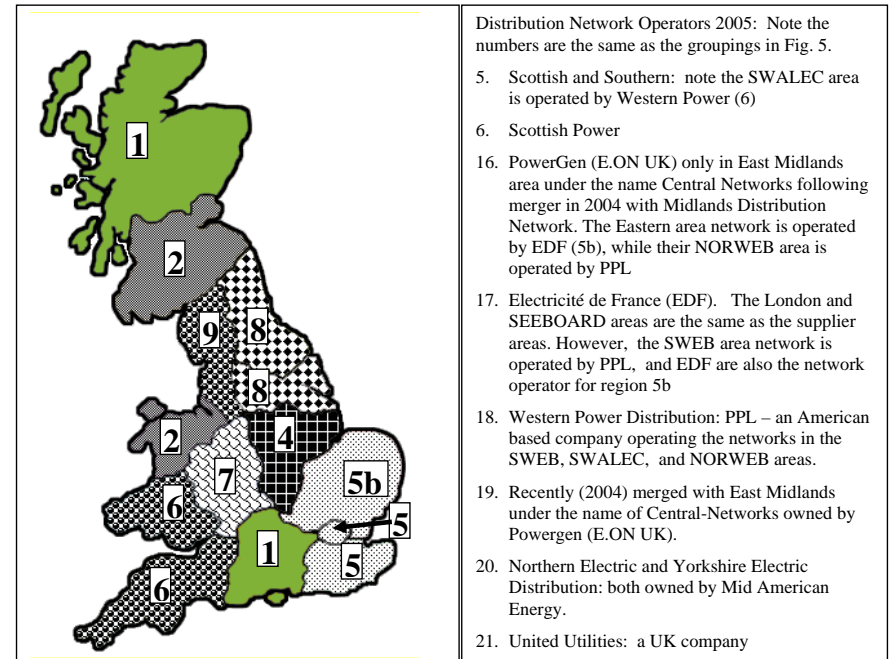


Fig. 6. The Transmission Network in England, Wales and Scotland. The majority of transmission in England and Wales is at 400 kV with 275 kV used in urban areas such as London, the Midlands, Merseyside etc. In Scotland a much of the transmission is at 132 kV.

Major changes in the ownership of the Distribution Network Operation have taken place in the last few years. Many of these changes were discussed in Tovey (2004). In the last year, E.ON (the parent company of PowerGen), acquired the Aquila Network in the Midlands Electricity Area and merged it with its operation in the East Midlands Area under the trading name of Central-Networks (Fig. 7). In only seven of the original 14 areas is the DNO the same company as the Regional Supplier.



- Distribution Network Operators 2005: Note the numbers are the same as the groupings in Fig. 5.
5. Scottish and Southern: note the SWALEC area is operated by Western Power (6)
 6. Scottish Power
 16. PowerGen (E.ON UK) only in East Midlands area under the name Central Networks following merger in 2004 with Midlands Distribution Network. The Eastern area network is operated by EDF (5b), while their NORWEB area is operated by PPL
 17. Electricité de France (EDF). The London and SEEBOARD areas are the same as the supplier areas. However, the SWEB area network is operated by PPL, and EDF are also the network operator for region 5b
 18. Western Power Distribution: PPL – an American based company operating the networks in the SWEB, SWALEC, and NORWEB areas.
 19. Recently (2004) merged with East Midlands under the name of Central-Networks owned by Powergen (E.ON UK).
 20. Northern Electric and Yorkshire Electric Distribution: both owned by Mid American Energy.
 21. United Utilities: a UK company

Fig. 7. The Distribution Network Operators in April 2005. Note the significant changes compared to Figs. 3, and 5. Only 50% of the areas now have the same geographic supplier and network operator. See notes for changes in ownership in last 12 months

THE ELECTRICITY MARKET AFTER PRIVATISATION

Following privatisation wholesale electricity prices in England and Wales, but not Scotland were determined using an Electricity Pool through which all electricity was traded. The POOL with generating side bidding, but no demand side bidding. Full details of how this system worked are given in Tovey (2003), but the following is a short summary of the operation of the POOL.

All generators above a certain threshold were required to bid into the POOL, and all successful generators were paid the System Marginal Price (SMP) – i.e. the price of the highest successful bid irrespective of what their actual bid was. It was thus quite possible for a generator to bid £0 per MWh and this would guarantee that the operator would generate and would be paid at a price determined by the SMP. Because there were vertically integrated companies in Scotland, they were not involved in this bidding (at least as far as their own customers were concerned). The lack of competition in Scotland has meant that customers north of the border are paying higher prices than those south of the border.

To ensure system stability there was provision for both capacity to be made available and to in part of the country where there was a shortage of power to “constrain-ON” certain stations and to “constrain-OFF” stations where there was a surplus of electricity. The System Operator could pass on the charges from non-optimal dispatch of electricity to the customer and there was little incentive, other than by

regulation, to ensure that the costs incurred and prices charged to cover these costs were as low as possible. The main players in the POOL towards the end of the 1990s are shown in Fig. 8

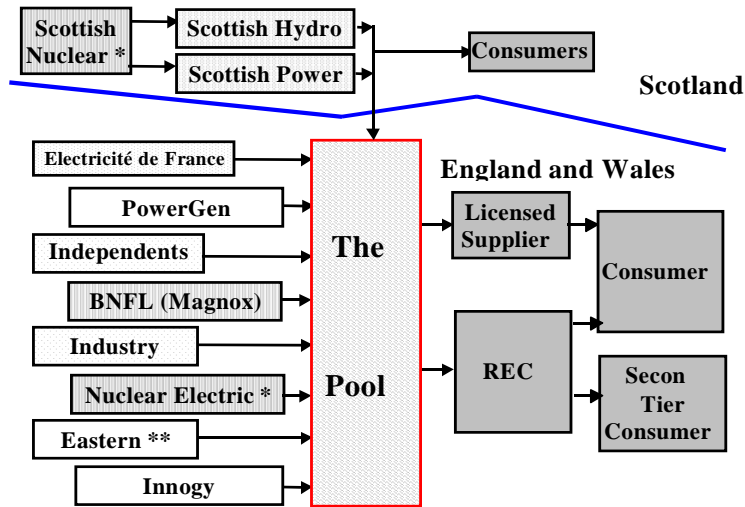


Fig. 8. A Schematic of the POOL in the UK in the late 1990s. The actual list of generators varied from year to year, the situation represents the position in about 1998.

* Nuclear Electric and Scottish Nuclear are both part of British Energy

** Eastern Electricity became a player in the market after both National Power and PowerGen were required by the Regulator to dispose of some of their generating capacity following irregularities in the fixing of prices in the POOL

THE NEW ELECTRICITY TRADING ARRANGEMENTS

The New Electricity Trading Arrangements (NETA) came into force on 27th March 2001 and represented a major change in the way electricity was traded in England and Wales but not Scotland. Tovey, (2003) gave an in depth review of the operation of NETA, while much technical information about specific operational detail may be found in a series of papers from the Regulator (e.g. OFGEM, 2000). From 2001, major discussions took place to incorporate trading in Scotland within the same system as in England and Wales. This new system which went live on 1st April 2005 is known as the British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA). Currently there is a transition to full integrate the GB wide scheme. In England and Wales, the changes were somewhat marginal affecting primarily transmission, while in Scotland major changes have taken place. The following is a brief summary of how NETA works. This will be followed by the recent changes needed in the move to BETTA.

Under NETA (and BETTA), and unlike the POOL mechanism, most electricity (>95%) is traded outside the NETA Balancing Mechanism through bilateral agreements or trades through a broker.. Both generating and demand side bidding takes place and this effectively prevents some of the price fixing problems which arose in the POOL. The System Operator (National Grid Company, NGC) is not involved in these transactions but it is a requirement that the volume of trade (not the price) is notified to NGC. Trading may be done for any time period in the future and it is not unusual to see the volume of electricity traded for a particular half hour period take place several times over. NETA favours those generators and suppliers who can guarantee specific levels of generation or supply in advance. It also favours those generators and suppliers who can guarantee agreed flexibility in output / demand at short

notice. Conversely, those generators or suppliers who cannot guarantee specific levels of generation / demand suffer financially. Situations such as equipment failure etc. can lead to substantial losses for the companies involved. System Security is maintained by the Balancing Mechanism.

Trading takes place in half-hour blocks for each day of the year for each Balancing Mechanism (BM) unit. A generation BM unit will typically be a single generating set in a power station. Small generating sets can be consolidated into a single BM unit. On the demand side, a BM unit might be a single large customer or a collection of smaller customers. The final trading position of each BM unit must be declared by 1 hour before the start of the actual half hour period in question. Prior to June 12th 2002, this period was 3.5 hours. This cut-off time is known as "Gate Closure". Thus Gate Closure for the half hour period from 12:30 – 13:00 will be at 11:30. The final trading position is known as the Final Physical Notification (FPN).

If a generator or supplier deviate from the agreed FPN level, they will be subject to charges by the System Operator for any shortfall or excess causing this imbalance. If a generator produces more than the agreed amount of electricity, or a supplier has a demand less than the agreed amount, then the generator / supplier is paid at the System Sell Price (SSP). If the generator falls short in his commitment, or a supplier has too much demand, then they are charged at the System Buy Price (SBP). In the early days of operation of NETA, the system Buy Price was high and reached over £100 per MWh while the System Sell Price was relatively low. In the four years since NETA began the two prices have converged as shown in Fig. 9. Since the System Buy Price is normally noticeably higher than the System Sell Price, most generators and suppliers tend to err on the side of having too much electricity on the system. Part of the reason for the convergence was a change in the method by which the System Sell Price and System Buy Price was calculated. Since late 2004 there has been a general increase in both the System Buy Price and System Sell Price reflecting changes in the wholesale market prices, but also the preliminary measures to adopt BETTA came into force in September 2004 even though the "Go-Live" date was 1st April 2005.

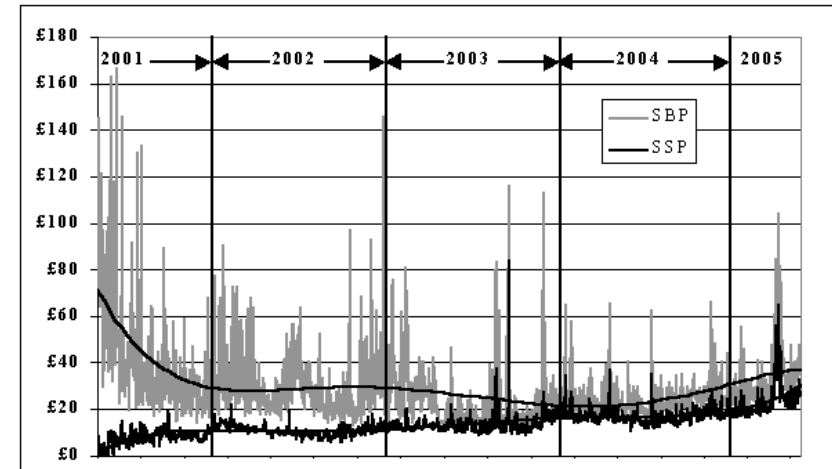


Fig. 9. The average daily System Buy Price (SBP) and System Sell Prices (SSP) since the start of NETA. There has been significant convergence of the two prices, although there are still days when the two prices differ significantly. The last data points on the right refer to 19th April 2005. Data from Elexon (2005).

To ensure system stability, the System Operator requires the flexibility to adjust the availability of electricity to account for unexpected changes in demand (from weather changes, unexpected events such as popular television programs, unexpected equipment failures, or interruption to the transmission network). This is achieved by inviting the BM units to modify their FPN level to either increase or

reduce the amount of electricity on the system. To increase the amount of electricity on the system involves an **OFFER** to provide this increase. This may be done by either increasing the generation output or by reducing the demand. Any changes made under such an **OFFER** will result in the relevant BM Unit being paid for the change. Conversely if the amount of electricity on the system is to be reduced, the BM Units can make a **BID**. For a generating BM Unit this will mean a **BID** to reduce generation, whereas for a demand BM Unit this will represent a **BID** to increase demand. Agreements for such **BIDs** will result in the relevant BM Units paying for this modification of level to the **FPN** level.

In many cases, a generator or supplier may **BID** or **OFFER** different prices for ranges of deviation from **FPN**. Thus a **BID** to deviate by say 25 MW might be £30 per MWh, but a deviation between 25 and 50MW might be £40 per MWh. Normally the System Operator accepts the cheapest **OFFER** or **BID** so as to keep prices down, but sometimes system constraints may prevent this. There is no obligation for a BM unit to participate in the Balancing Mechanism, but some companies specialise in providing BM Services and can make 25% or more by this means. Details of how these **BIDs** and **OFFERS** work (including graphical explanations) may be found in Tovey (2003).

Once an **OFFER** or **BID** has been agreed between the System Operator and the relevant BM Units, it cannot be cancelled. Instead there is provision for **UNDO BIDs** to cancel an **OFFER**, and **UNDO OFFERS** to cancel a **BID**. This is illustrated in Fig. 10 where it is noticed that *any UNDO OFFER* or *UNDO BID* will not be at the same as the original **BID** or **OFFER** and thus this will be a net benefit to the BM Unit concerned and a penalty on the System Operator. In this way there is a control on the operation of the System Operator which was not present in the POOL.

The **OFFERS** and corresponding **UNDO BIDs** and the **BIDs** and **UNDO OFFERS**, are normally submitted in pairs and agreed as **BID – OFFER** Acceptances or **BOAs** (Fig. 10).

OFFER / UNDO BID:	Pair +2	OFFER £50/MWh	UNDO BID £45/MWh	FPN
OFFER / UNDO BID:	Pair +1	OFFER £35/MWh	UNDO BID £30/MWh	
BID / UNDO OFFER:	Pair -1	BID £15/MWh	UNDO OFFER £18/MWh	
BID / UNDO OFFER:	Pair -2	BID £20/MWh	UNDO OFFER £23/MWh	

Fig. 10. Examples of **BID / OFFER** Pairs: Note the undo BIDs and UNDO offers are usually priced to be beneficial to the BM Unit.

BALANCING MECHANISM CHARGING

While system stability may be achieved using the balancing mechanism, there is a further possibility where the System Operator may contract with either a Generator or Supplier to specifically provide balancing services. Indeed in April 2004 Ironbridge Power Station had one 500 MW unit providing such services. Such units may run at half load so that their output can be readily increased or decreased. Separate calculations are made for these services under the “Balancing Services Adjustment Data” (**BSAD**) and are accordingly factored into the calculations. This is used to determine the overall state of the electricity market in any half hour. This is achieved by comparing the total **BSAD** purchases and **OFFERS** with the total **BSAD** sales and **BIDs**. This will determine whether there is a net surplus of electricity on the system (i.e. the system is “long”) or whether there is a deficit (i.e. it is “short”). This represents a change from when NETA was first introduced.

The calculations of the System Sell Price (**SSP**) and System Buy Price (**SBP**) now depend on whether the system is “long” or “short” and whether the relevant BM unit has an imbalance in the direction of the overall system or the reverse.

When the electricity on the transmission system is in the same direction as the imbalance for a particular generator or supplier (e.g. both the system and the BM unit are “long”) then the **SSP** and **SBP** are

calculated using the volume weighted average of the net **BSAD** sales and accepted **BIDs** (if the system is “long”), or the corresponding net **BSAD** purchases and accepted **OFFERS** if the system is “short”. These two situations are illustrated for a generator in Fig. 11.

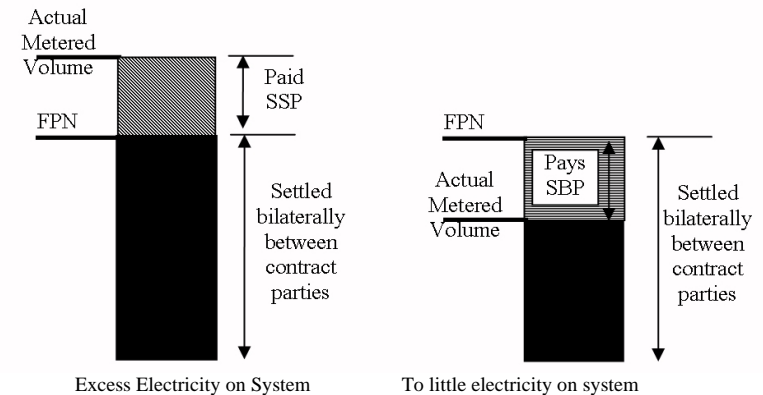


Fig. 11. Situations where BM unit has an imbalance in same direction as overall system.

When the transmission system and the BM unit have imbalances in the opposite direction – i.e. the system is “long” and the BM unit is “short” and vice-versa, a different procedure is adopted for the calculation of the imbalance charges both the **SSP** and **SBP** are calculated from the volume weighted average prices of the short term trading market occurring in the three days before the half hour in which the electricity was physically dispatched.

IMPACT of NEW ELECTRICITY TRADING ARRANGEMENTS on COMPANIES

During the 1990s there was a substantial investment in new combined cycle gas turbine generation (see Table 1) and consequently by the start of NETA there was a considerable over-capacity of generation. At the onset of NETA, the wholesale prices for electricity were already 20% below the levels in 1998, and a further 20% fall occurred in the first year of NETA (Fig. 12).

While this was hailed as a success, unlike the situation with the POOL, which was generally favourable to generating companies, NETA appeared to have a disproportionate effect on the companies who only had concentrated solely or mainly on the generating side of the industry. Vertically integrated or supply only companies were much more resilient.

Prices remained at low levels for the following 12 months (Fig. 12). Several companies experienced financial difficulties around this time e.g. AES (solely a generating company) while the vertically integrated company which had only recently acquired Eastern Electricity became insolvent and ceased trading. One reason that TXU was particularly affected was that the generating capacity was entirely of coal (which was then more expensive than gas), and furthermore the stations were the three oldest coal fired power stations in England and Wales and all were over 40 years old. A further company, British Energy (the company which operates the more modern nuclear stations - i.e. the Advanced Gas Cooled Reactors and the Pressurised Water Reactor) required significant Government assistance to continue trading. Those companies which at the time were integrated vertically, were to some extent being cushioned by these changes, but even they have found it necessary to mothball relatively new (<8 years old) generating plant.

In the summer of 2003, National Grid Transco expressed concern over the magnitude of the capacity reserve for the winter of 2003-2004 following the mothballing of plant. This reserve had fallen to 16%, well below the normal level of 20 – 24%. Past experience indicates that when this reserve falls

below 20%, problems occur in guaranteeing supply. Following this warning, and the subsequent rise in wholesale prices, several mothballed plants were re-commissioned and the level of reserve now stands at just over 20%. It is clear that market signals alone are not sufficient to ensure adequate capacity and it required intervention by the System Operator to ensure supplies were maintained over the winter period..

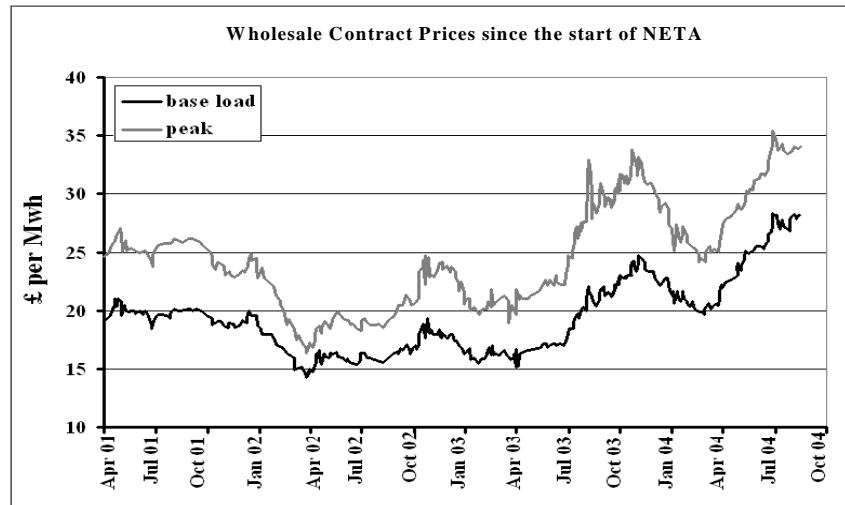


Fig. 12. Wholesale prices of electricity since the start of NETA. The rise in late 2003 reflected the changes in the price of gas. Data from Elexon (2004)

THE BRITISH ELECTRICITY TRADING AND TRANSMISSION ARRANGEMENTS (BETTA).

The purpose of the move from NETA to BETTA has been to bring Scotland in line with England and Wales. The overall effect of this will be to see a reduced price for customers in Scotland, particularly in the North of Scotland. At the same time the connection charges for generators in Scotland will change. On the one hand they will have easier and overall cheaper access to the larger demand area in England and Wales. On the other hand the charges to generators will still be higher in Scotland than in England and Wales. Several other issues needed attention as the system under NETA was expanded to incorporate Scotland. The start of transition towards BETTA began in autumn 2004 and the "Go-live" date was 1st April 2005. Transition arrangements are still in place and will remain so for some time.

Fig. 13 shows the newly defined transmission zone boundaries and the charges associated with both generation and consumption of electricity across the UK. Because of the surplus of capacity in Scotland the connection charges in Scotland are all over £10 be MW, while in England and Wales the charges are all under this level and in some areas where there is a significant deficit (e.g. the South West) generators will be paid for connecting to the system. The aim of these prices is to send signals to try to encourage future generation development in the areas of particular need. Despite the higher charges in Scotland, these have come down significantly in many regions since BETTA came into force as issues such as inter-connector charges no longer apply. Indeed in zone 3 (Western Islands including Skye), the connection charge has come down by just under 40% from £38 per kW to £23.10 per kW.

The charges for transmission for consumers are allocated differently from generators, and are based on the historic Regional Electricity Boundaries. Charges are uniform within each boundary. Again as a consequence of the surplus of generating capacity in the North of Scotland, the transmission losses for those customers is low and this is reflected in a near zero charge (Fig. 12). On the other hand the trans-

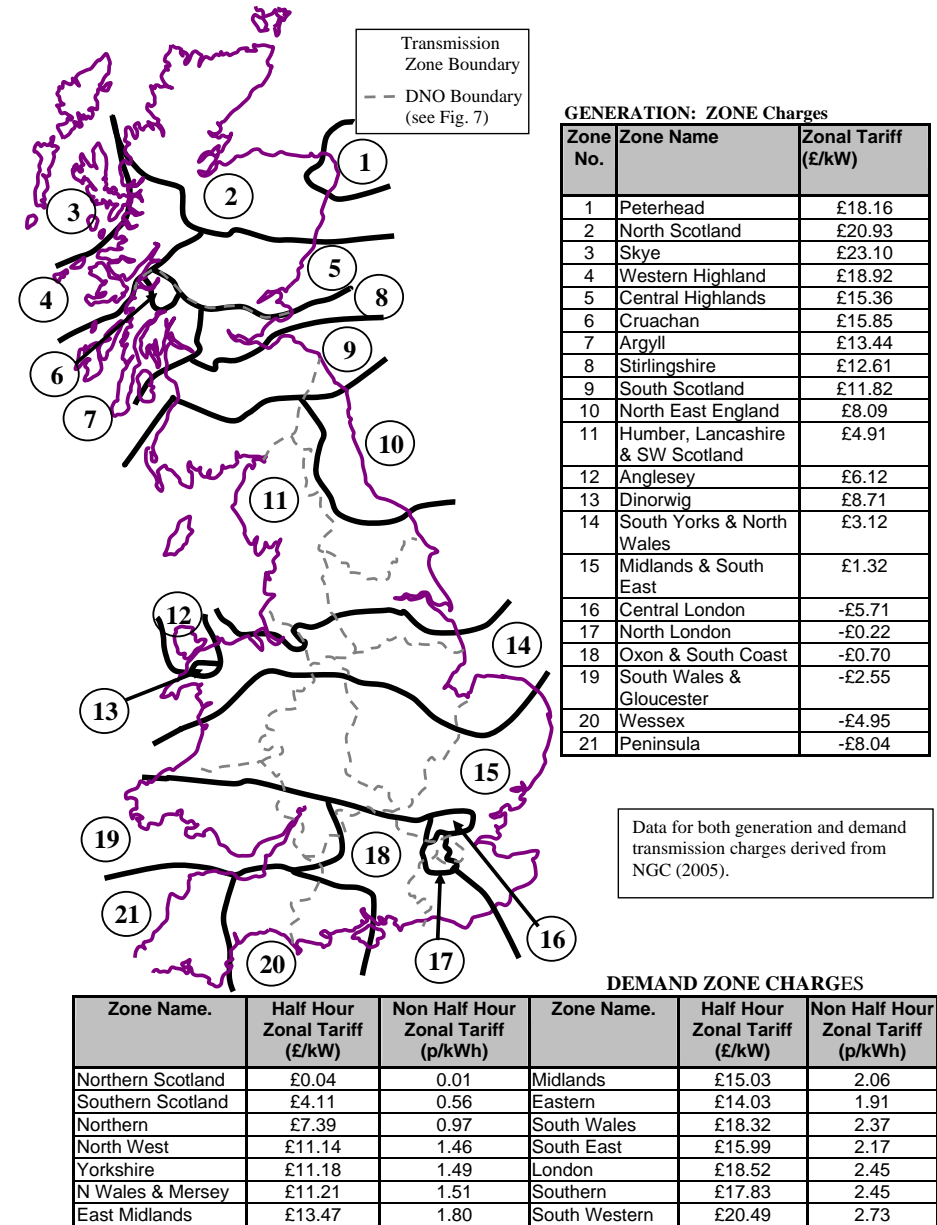


Fig. 13. The Transmission Zone Boundaries in operation since the start of BETTA on April 1st 2005). Any generator within the zone pays (or is paid) the connection charges shown. The Demand Transmission charges are paid according to DNO area. For Half Hourly metered consumers these are charged on a capacity basis otherwise they are charged on the units consumed.

mission charges for customers in the south west of England are relatively large at 2.73p per kWh. These transmission charges are separate from the distribution loss charges which are the responsibility of the relevant DNO. The differences in the definition of transmission and distribution between England and Wales on the one hand and Scotland on the other have required significant reconsideration of certain issues. For instance all large generating stations in England and Wales are connected directly to the transmission system and the generating units and station loads are treated as separate BM units. In Scotland some of the large stations are embedded in the distribution system and operate with a net transfer of energy – i.e. the station load is subtracted from the generated electricity.

Prior to BETTA, there were three separate transmission systems: a) the England and Wales System operated by the National Grid Company (NGC – and part of National Grid Transco); b) in the South of Scotland by Scottish Power, and c) in the North of Scotland by Scottish Hydro (a part of Scottish and Southern). Each of the above transmission companies were also the System Operator in their respective areas. Following BETTA, there is now a single Great Britain (GB) System Operator which is NGC, and three separate transmission licence holders namely, National Grid, Scottish Power, and Scottish Hydro. Though National Grid is both the System Operator and a transmission licence holder, the Regulator will ensure that there is no discrimination against the other licence holders. The former inter-connectors between Scotland and England and Wales are now part of the GB transmission system and are no longer treated separately. This is simplifying the way in which the generators in Scotland can access the electricity market in England and Wales.

OTHER DEVELOPMENTS IN THE ELECTRICITY MARKETS IN THE UK

Two other significant issues are affecting electricity supply in the UK. On April 2002, the Renewables Obligation was introduced whereby each supplier of electricity is required to supply a target amount of electricity from a renewable source in each year. This target value is being increased each year up to 2010 when it will be 10.4% (DTI, 2001). The current target (April 1st 2005 to March 31st 2006) is 5.5%. Suppliers failing to meet their obligation pay a buy-out fine currently standing at 3.233p per kWh. These fines are then recycled to the suppliers in proportion to the actual percentage they generated. Since there continues to be a significant shortfall in renewable generation, the certificates proving renewable generation are trading well above the face value at around 5 to 5.5p per kWh. Fuller details of the operation of the Renewables Obligation were given in Tovey (2004).

The second development has been the introduction of the European Union Emissions Trading System on January 1st 2005. The UK set particularly tough targets for the electricity supply industry at 132.2 million tonnes of carbon dioxide per year (DEFRA, 2004). This represents 26 million tonnes less than in 2002. When allowance is made for the increase in demand since 2002 and the continual drop in nuclear generation, a shortfall in carbon emission credits of around 35 – 37 million tonnes is predicted. At the current trading price (mid April 2005) of 17.5 Euros a tonne, this will increase the price of a unit of electricity by around 0.11p or rather over 1%. If trading prices rise towards the buy-out price of 40 Euros a tonne, then the rise will be double that predicted figure. From 2008, the buy-out price is scheduled to rise to 100 Euros a tonne and this will provide further pressure and upward movement of prices.

CONCLUSIONS

The Electricity Market in the United Kingdom continues to evolve. The recent key changes in the Electricity Market may be summarised as:

23. Following a significant fall in wholesale prices during the first year of operation of NETA, wholesale prices have, in general, tended to rise in the UK partly following the trend in wholesale gas prices.
24. After a continued shift away from coal generation from 1992, there was a 7.6% shift back towards coal between 2002 and 2003 and a consequential fall in gas generation. Between 2003 and 2004, coal again fell by over 4%, nuclear by 10.9% while this was compensated by a rise of nearly 10% in gas generation. In recent months (late 2004 and early 2005), the gas prices have been volatile reflecting the changes in the oil market, leading to volatility in the mix of gas and coal in the fuel.
25. After several years of significant changes in the structure and ownership of companies in the electricity supply industry, only one significant change took place in 2004 – 2005. The Aquila

- Distribution Network in the Midlands area was acquired by PowerGen (E.ON) and was subsequently merged with the corresponding network in the East Midlands to form Central-Networks.
26. The British Electricity Trading and Trading Arrangements (BETTA) came into force on 1st April 2005. BETTA extended the use of the New Trading arrangements in England and Wales to Scotland. In Scotland, significant changes took place with the introduction of BETTA while in England and Wales the changes were confined primarily to transmission arrangements.
 27. Since the introduction of BETTA, the Great Britain System Operator is the National Grid Company, formerly the System Operator solely for England and Wales.
 28. The Transmission Licence of the NGC in England and Wales has been separated from the duties of the National Grid Company as System Operator. Separate transmission licences exist for the two separate areas of Scotland: i.e. the Scottish Power Transmission Licence (SPTL) area and the Scottish Hydro Electricity Transmission (SHETL).
 29. The former inter-connectors between England and Wales, and Scotland have now become part of the GB System and are no longer subject to separate charges.
 30. New transmission connection charges throughout England, Wales and Scotland are now in place. Connection charges for generators are higher in Scotland where there is a surplus of generation and lower in England and Wales, particularly in the south. In the extreme far south west of England and Wales where there is a significant deficit in generation capacity, the connection charges for generators are negative – i.e. they get paid for connection. Despite the much higher connection charges in Scotland they are up to 40% lower than they had been prior to the introduction of BETTA..
 31. Transmission charges for consumers are now declared throughout Great Britain. These are almost zero in the North of Scotland, but as much as 2.73p per kWh in the south west of England. Consumers in Scotland have consequently seen a noticeable reduction in their overall electricity bills.
 32. The Renewable Obligation is continuing to provide an incentive for generation of electricity from renewable resources. At the same time a trading market has been established with the Renewable Obligation Certificates, which are currently trading at a premium of over 50% over their face value, reflecting the significant shortfall in the actual renewable generation as opposed to the set targets.
 33. The introduction of the EU Emissions Trading Scheme on 1st January 2005 will have a noticeable effect on electricity generation in the UK and electricity prices are forecast to rise as a result.

REFERENCES

- DEFRA (2004). EU Emissions Trading Scheme: UK National Allocation Plan 2005 – 2007. – Department for Environment Food and Rural Affairs, DEFRA, London. Also on the WEB at www.defra.gov.uk/corporate/consult/euetsnap-stagethree/nap.pdf
- DTI (2001). New and Renewable Energy: Prospects for the 21st Century. Department of Trade and Industry, London. Also at www2.env.uea.ac.uk/gmmc/energy/env2e02/pdf/renew_obligation_2001.pdf
- DTI (2004). UK Energy Sector Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/energy_indicators/index.shtml.
- DTI (2004). Digest of UK Energy Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/dukes/index.shtml.
- ELEXON (2005). The NETA Web Site. (data abstracted on 20th April 2005). www.bmreports.com.
- EnergyWatch (2004). Annual Report 2003 – 2004. Also available on the Web at www.energywatch.org.uk/uploads/Annual_Report_20032004.pdf
- NGC (2005). Transmission Use of System Charges. National Grid Company. Available on the Web at: www.nationalgrid.com/uk/indinfo/charging/pdfs/UoSC_I1R0.pdf
- OFGEM (2000) An overview of the New Electricity Trading Arrangements v1.0. Department of Trade and Industry UK – also on the Web at www.ofgem.gov.uk/elarch/retadocs/Overview_NETA_V1_0.pdf.
- Scottish Executive (2004). Key Scottish Environment Statistics: www.scotland.gov.uk/stats/bulletins/00365-01.asp
- Tovey, N.K. (2003). The Changing Face of the Electricity Supply Industry in the UK. Proceedings of the 2nd International Conference on Experience and Practice of Electricity Markets, Moscow, June 2003. Also available on the WEB at: www2.env.uea.ac.uk/gmmc/nea/nktovey_moscow.doc
- Tovey, N.K. (2004). Recent Changes in the Electricity Markets in the UK. Proceedings of the 3rd International Conference on Experience and Practice of Electricity Markets, Moscow, May 2004. Also available on the WEB at: www2.env.uea.ac.uk/gmmc/nea/nktovey_moscow_2004.doc. Russian version "Последние изменения на электрических рынках Великобритании" www2.env.uea.ac.uk/gmmc/nea/nktovey_ru.doc.
- UK Government (2003). The Energy White Paper. Our Energy Future – creating a low carbon economy. UK Stationary Office. – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/whitepaper/ourenergyfuture.pdf.

Изменения на электрических рынках в Великобритании: переход к БЕТТА

Н. Кейт Тоуви

Директор по энергетическим наукам, Инновационный Центр Лоу-Карбон
Школа экологии, Университет Ист-Англи, Норидж NR4 7TJ Великобритания
Телефон: +44 – (0)1603 - 592553
e-mail: k.tovey@uea.ac.uk

КРАТКАЯ СПРАВКА

В течение последних 15 лет в электроэнергетике Великобритании произошли значительные изменения. Первое значительное изменение произошло в 1990 г. В связи с приватизацией ранее национализированной промышленности. До 1 апреля 2005 г. существовали значительные различия в том, как электроэнергия вырабатывалась, передавалась, распределялась и поставлялась в Шотландии, с одной стороны, Англии и Уэльсе, с другой. Начиная с этой даты, структура постепенно интегрируется в единую энергосистему, включающую как Англию и Уэльс, так и Шотландию. В Шотландии традиционно преобладала вертикальная интеграция, в то время как в Англии и Уэльсе производство всегда было отделено от распределения и поставок потребителям.

Во время приватизации две вертикально интегрированные компании были созданы в Шотландии, в то время как в Англии производство первоначально находилось в руках трех компаний (одна из которых управляла только атомными станциями) и 12 региональных энергетических компаний. На протяжении 1990-х годов, именно производители в основном контролировали оптовые цены на электричество, поскольку не было предложения цен с учетом спроса. Это осуществлялось через рынок электроэнергии, так называемый электрический пул (резерв). В Шотландии не было системы резервов. Постепенно новые производители выходили на рынок Англии и Уэльса, иногда как совершенно новые компании-производители, иногда как компании, покупающие электроэнергию у генерирующие станции, работающих на твердом топливе.

Параллельно с приватизацией, происходило уменьшение государственного вмешательства в экономику, и это постепенно позволило потребителям покупать электричество у любого поставщика. С начала середины 1999 г. во всех регионах Англии и Уэльса прошла либерализация. Также в течение 1990-х годов, организации, контролирующей рынки электричества и газа, OFFER и OFGAS соответственно, были слиты в одну – OFGEM (OFGEM – Администратор Рынков газа и электричества). Впоследствии функции надзора за интересами потребителя были переданы отдельной организации «Энерджи Уотч» (Energy Watch), которая теперь обеспечивает защиту потребителя.

27 марта 2001 г. существенное изменение произошло в Англии и Уэльсе в связи с введением Новых Правил Торговли Электричеством (NETA). Это оказало глубокое влияние на работу рынков и привело к тому, что оптовые цены на электричество устанавливались как производителями, так и с учетом спроса на торгах. Другие изменения на электрическом рынке включали принятие Обязательства относительно возобновляемых видов топлива 1 апреля 2002 г., в последние несколько месяцев Систему Торговли Эмиссией Европейского Союза и, наконец, БЕТТА (BETTA – Британское Соглашение о передаче и торговле электричеством) 1 апреля 2005 г.

Этот материал содержит обзор последних изменений, расширяя общие сведения о развитии рынка за последние 20 лет, данные профессором Тоуви (2003 г., 2004 г.). Этот доклад также содержит более детализированный обзор структуры энергетических компаний и обзор влияния Обязательства относительно возобновляемых видов топлива.

ВСТУПЛЕНИЕ

В течение последних двух десятилетий, общий спрос на электричество в Великобритании рос на 1.8% в год, а в последние несколько лет этот рост увеличился до уровня более 2% в год (Рис. 1). Чистый спрос во всей Великобритании составляет 381.3 ТВтч в год (ДТИ, 2004), что на 3,05%

больше, чем в предыдущем году. Из этого объема, лишь порядка 50 ТВтч было произведено в Шотландии (Scottish Executive, 2004 г.), но только две трети этого объема было действительно потреблено в Шотландии. 16 ТВтч из этого объема было передано по сетям в энергетическую систему Северной Ирландии (пропускная способность сети 400 МВт) и в энергетическую систему Англии и Уэльса (пропускная способность сети 1200 МВт). Исторически, Шотландия также была поставщиком электроэнергии в энергетическую систему Англии и Уэльса.

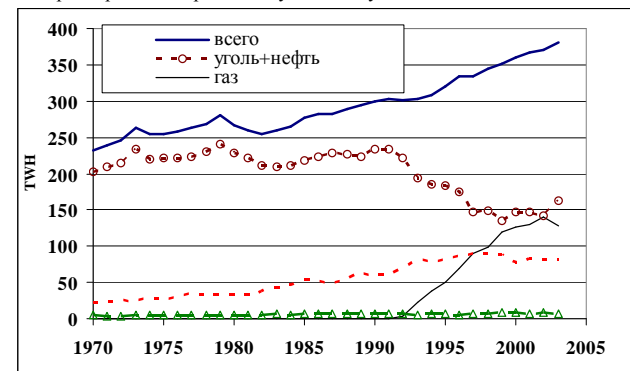


Рис. 1. Производство электричества в Великобритании в 1970–2003 гг., с учетом изменений потребляемых источников топлива в течение этих лет.

Структура электроэнергетики Шотландии всегда отличалась от Англии и Уэльса. В Шотландии перед приватизацией 1 апреля 1990 г. и начиная с того времени, было две вертикально интегрированные компании, которые решали все аспекты энергоснабжения от производства, передачи и распределения до поставок электричества заказчиком. Первоначально, эти компании были государственными монополиями, каждая из которых отвечала за свой район Шотландии, и с того времени было две приватизированных компании – «Скоттиш Пауэр» и «Скоттиш Гидро-Электрик». Последняя теперь является частью Шотландской и Южной Группы. С 1 апреля 2005 г. произошли значительные изменения в передаче электричества в Шотландии.

Перед приватизацией существовала единая Производственная Компания (Центральный Совет по производству электричества (CEGB) в Англии и Уэльсе), которая производила и передавала электричество, но не продавала электричество потребителям. Вместо этого Производственная Компания (CEGB) продавала электричество 12 региональным Советам по электричеству, которые распределяли и поставляли электричество только внутри своих районов. Ситуация перед приватизацией проиллюстрирована на рис. 2, в то время как детали различных региональных Советов по электричеству Англии, Уэльса и Шотландии представлены на рис. 3.

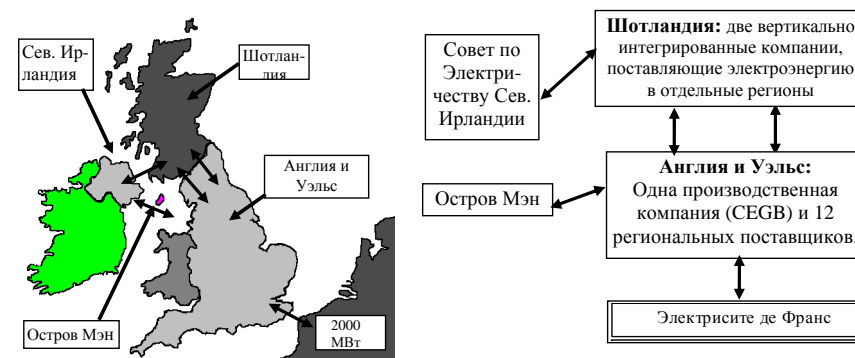


Рис. 2. Обзор системы электроснабжения в Великобритании до приватизации

Два других региона Великобритании связаны межсистемными сетями, но продолжают оставаться отдельными в рамках оперативного регулирования. Это Северная Ирландия, энергосистема которой соединена с энергосистемой Южной Шотландии, и Остров Мэн, энергосистема которого соединена с энергосистемой Англии и Уэльса, с мощностью 40 МВт. Самая северная группа островов – Шетландские острова (не показаны на рис. 2) имеют изолированную островную систему, в то время как Гебридские и Оркнейские острова соединены с сетью «Скоттиш-Гидро». В настоящее время также существуют сети мощностью 2000 МВт, соединяющие систему с «Электрисите де Франс». Рассматривается целесообразность строительства сетей, соединяющих систему с Норвегией и Нидерландами, с пропускной способностью 1320 МВт в обоих случаях.

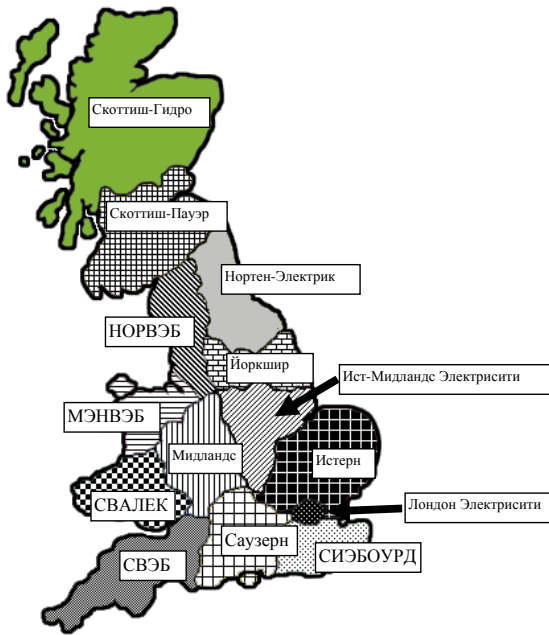


Рис. 3. Региональные электрические компании (REC) во время приватизации в 1990-х гг. Как «Скоттиш-Пауэр», так и «Скоттиш-Гидро» были вертикально интегрированы с производством и поставками. В Англии и Уэльсе компании только поставляли электричество, ни одна из них не производила электричества (по Тоуви, 2004).

ВИДЫ ТОПЛИВА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСТВА В ВЕЛИКОБРИТАНИИ

В то время, как обычно существуют потоки электричества из Шотландии в Англию и Уэльс, существуют также существенные потоки энергии к югу от границы. Это происходит потому, что большая часть производства находится на севере, а спрос сосредоточен в основном на юге. С 1990 г., когда на уголь приходилось 65% всего произведенного электричества, на нефть 11%, ядерное топливо 21%, а на газ менее 1%, пропорциональное соотношение видов топлива существенно изменилось, как показано на рис. 1. Если на атомную энергетику в Великобритании в целом приходится чуть более 20%, то в Шотландии - более 40%. Если на гидростанции в Шотландии приходится 10%, только 50% электроэнергии вырабатывается с помощью твердых видов топлива.

После долгого периода сокращения использования угля, в 2003 г. произошло значительное увеличение объемов сжигаемого угля, и последовавшее снижение объемов сжигаемого газа при производстве электроэнергии. Ситуация изменилась в 2004 г., когда снова произошло возвращение к применению газа, однако в первые месяцы 2005 г. устойчиво высокие цены на газ снова привели к увеличению объемов сжигаемого угля. Пропорция электрической энергии, полученной из Франции, упала в 2003 г. по причине высокого летнего спроса в этой стране, и впервые Великобритания стала экспортером электричества в третьем квартале 2003 г. Общее производство электричества из возобновляемых источников в 2004 г. составляло 3,9%, что значительно ниже целевого уровня 4,9%, установленного правительством Великобритании на годовой период с 1 апреля 2004 г.

Таблица 1. Виды топлива, применяемые для производства электричества в Великобритании:

	1990 г. (приватизация)	2001 г. (начало НЕТА)	2002 г.	2003 г.	2004 г.
Каменный уголь	62.9%	37.4%	35.4%	38.1%	36.5%
Нефть	10.6%	1.7%	1.5%	1.9%	1.1%
Газ (CCGT)	0.7%	31.5%	33.6%	31.6%	34.7%
Ядерное	20.5%	24.5%	24.3%	23.7%	21.1%
Гидро	0.6%	0.4%	0.5%	0.3%	0.5%
Др. возобновляемые	1.1%	2.3%	2.5%	2.7%	3.4%
Др. виды топлива		1.2%	1.3%	1.5%	1.9%
Импорт (Франция)	3.8%	1.1%	0.9%	0.2%	0.8%

Великобритания является одной из немногих стран, где произошло существенное снижение выбросов углекислого газа. Это имело место почти полностью благодаря изменению соотношений видов топлива для производства электроэнергии. В течение нескольких последних лет, эта тенденция сменилась на обратную, и несмотря на то, что уровень выбросов углекислого газа все еще значительно ниже уровня 1990-х годов, его увеличение ставит под вопрос способность Великобритании достичь своих целей по снижению выбросов к 2010 г. Действительно, в 2003 г. в электроэнергетике произошло увеличение выбросов на 5%. Британский Национальный план распределения, опубликованный в конце апреля 2004 г. (DEFRA, 2004) будет иметь серьезные последствия для электроэнергетики. План предусматривает снижение выбросов углекислого газа на 16.4% по сравнению с уровнем 2002 г., что больше чем в любой другой отрасли промышленности Великобритании.

В Великобритании очень мало централизованных совмещенных станций производства тепла и электроэнергии (CHP – в отличие от России), и ни одна из схем теплопередачи не связана с ведущими электрическими компаниями. В Великобритании нет ни инфраструктуры для обеспечения общегородских схем теплоснабжения, ни вероятности появления таких общегородских схем. Тем не менее, существует множество малых совмещенных станций отопления и энергии в университетах, больницах и т.д., но они в своем большинстве имеют мощность менее 10 МВт, в среднем размером всего 650 кВт. В отличие от России, в Великобритании не существует центрального городского отопления – каждое здание имеет свою отопительную систему.

Ядерная энергетика обеспечивалась реакторами, уникальными для Великобритании. За исключением одного водного реактора (PWR), все ядерные реакторы охлаждаются газом. Это либо прежние реакторы MAGNOX, либо новый усовершенствованный реактор, охлаждаемый газом (AGR). Реакторам MAGNOX скоро исполнится 40 лет, и эксплуатация большинства данных реакторов прекратится в течение следующих пяти лет. Планов по созданию новых ядерных реакторов в Соединенном Королевстве в настоящее время не имеется. В 2004 году

наблюдался значительный спад в производстве ядерных станций и, вероятно, этот спад будет продолжаться, и в следующие 4-5 лет закроются все станции Magnox.

ИЗМЕНЕНИЯ В СТРУКТУРЕ СНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ

Со времени приватизации в 1990 году существовали две различные стадии снабжения электричеством. Хотя крупные потребители (>1МВ) могли выбирать любого лицензированного поставщика, начиная с 1990 года, средние потребители (> 100кВ) получили такую возможность только начиная с 1994 года. Снабжение электроэнергией в Соединенном Королевстве было полностью либерализовано для всех двадцати внутренних потребителей за девятимесячный период, начиная с 5 сентября 1998 года. После либерализации все потребители получили возможность выбирать, у кого они могли закупать электроэнергию. Во многих случаях альтернативными поставщиками являлись Региональные компании по производству электроэнергии, хотя появились независимые компании, для которых не имелось исторической географической базы, и число которых увеличивалось. Многие из этих компаний имели слабые позиции на рынке с усиливающейся конкуренцией, и некоторым из них был дан статус управляющего имуществом должника, в то время как другие были куплены одной из более крупных компаний.

До либерализации цены регулировались формулой:

$$RPI = X + E + F,$$

где

RPI - индекс розничной цены (т.е. измерение межгодовой инфляции),

X - фактор, установленный регулирующим органом, который первоначально составлял 5-8%, но резко сократился,

E - фактор эффективности,

F - налог за использование ископаемого топлива, применяемого в ядерной энергетике.

Дальнейшие подробности действия данной формулы имеются в работах Тоуви (2004).

В то время, как регулирующий орган OFFER (Администратор по Регулированию энергоснабжения) изначально взял на себя ответственность по регулированию и предотвращению незаконных действий, совершаемых потребителями, к 1999 году состоялось слияние данного органа с Администратором по Регулированию газоснабжения (OGGAS) с целью создания Администратора рынков газа и электричества (OFGEM). В 2000 году функции по предотвращению незаконных действий, совершаемых потребителями, были переданы Регулирующим органом отдельной организации «Энерджи Уотч», которая финансируется Департаментом Торговли и Промышленности и обходится примерно в 13 миллионов фунтов стерлингов. Эти деньги предоставляются Регулирующим органом из дохода, полученного от лицензий, выданных в сфере производства электроэнергетики и энергоснабжения.

В 1999 году все потребители получили возможность закупать электроэнергию либо у одной из региональных компаний по продаже электроэнергии, либо у лицензированных поставщиков, число которых увеличивалось. Почти во всех случаях тарифы местных компаний по продаже электроэнергии были одними из самых высоких, и это рассматривалось как стимул для покупателей сменить поставщика. Тем не менее, многие потребители не сменили поставщиков, в настоящее время внутренний потребитель до сих пор имеет возможность значительной экономии средств - до 100 фунтов стерлингов в год - результат, которого можно достичь в случае разумной смены поставщиков. В настоящее время существует 28-дневное правило, означающее, что потребителям не разрешается менять поставщиков в течение периода короче, чем 28 дней.

Некоторые интернет - компании предоставляют потребителям услугу по сравнению цен различных поставщиков, а также предлагают простой способ смены поставщиков. В результате приватизации и либерализации цена как на газ, так и на электроэнергию для внутреннего потребителя понизилась в реальном выражении. Электроэнергия, несмотря на недавний скачок цен, по - прежнему стоит дешевле, чем в 1970 году (в реальном выражении), в то время как цена на газ составляет всего лишь 70% от цены на газ в 1970 году (рис. 4).

ИЗМЕНЕНИЯ В СТРУКТУРЕ КОМПАНИЙ В СФЕРЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В начале приватизации электроэнергия поставлялась четырнадцатью Региональными компаниями в сфере электроэнергетической промышленности (RECs), которые также действовали в качестве Оператора распределительной сети в своей области. Далее произошла вертикальная интеграция с приобретением производящими компаниями, такими, как PowerGen (часть E.ON) компании East Midlands Electricity и приобретением компанией National Power компании Midlands Electricity Board. Впоследствии некоторые Региональные компании в сфере электроэнергетической промышленности были приобретены другими компаниями (например, компания MANWEB была приобретена компанией Scottish Power), в то время как в других случаях происходило прямое слияние (например, Scottish Hydro и Southern Electricity). Иностранцы затем брали в свои руки руководство в некоторых зонах поставки электроэнергии - например, компания Electricité de France успешно приобрела компании London Electricity, SEEBOARD и SWEB.

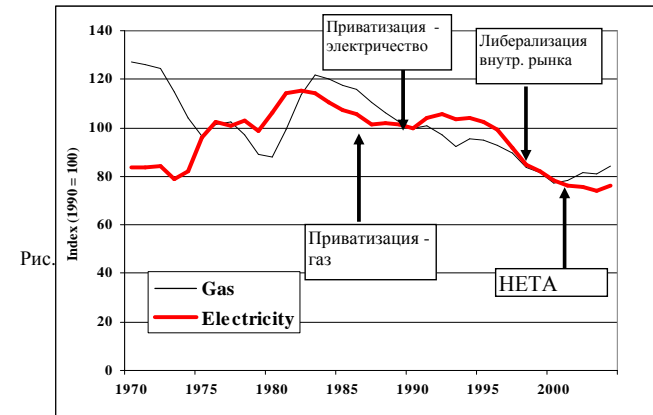


Рис. 4. Изменения цен на электроэнергию и газ в реальном выражении, начиная с 1970 года до сегодняшнего дня (цены 1990 года установлены в заданном значении 100). Выделены ключевые даты на обоих рынках. Либерализация имела более серьезное воздействие на цены на электроэнергию, нежели на газ.

В результате дальнейшей реструктуризации в настоящее время имеются только 6 основных игроков на рынке розничной продажи электроэнергии, имеющих региональную базу: nPower (3 региона), PowerGen (3 региона), Electricité de France (3 региона), Scottish Power (2 региона), and Scottish and Southern (3 региона). Помимо этого, компания British Gas получила значительную долю на рынке электроэнергии на территории всей страны, начав свою деятельность в зоне поставки электроэнергии после либерализации. Дальнейшие подробности данных изменений, многие из которых произошли за последние несколько лет, обобщены в работах К. Тоуви (2004).

ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА В СОЕДИНЕННОМ КОРОЛЕВСТВЕ

До 1-го апреля 2005 года существовали две различные системы передачи и распределения в Соединенном Королевстве - с одной стороны, система передачи и распределения в Англии и Уэльсе, и с другой стороны - в Шотландии. В обоих регионах распределение электричества по сетям низковольтного напряжения было и остается ответственностью Оператора Распределительной Сети

(ОРС). После приватизации ОРС в каждой из 14 подобластей Англии, Уэльса и Шотландии являлись ответственностью Региональных электроэнергетических компаний (РЭК). В Англии и Уэльсе передача включала все уровни напряжения от 275 кВ и выше (т.е., 275 кВ и 400 кВ), в то время как уровни напряжения от 132 кВ и ниже являлись ответственностью ОРС. В Шотландии ситуация была более сложной, так как там напряжения от 132 кВ и выше классифицировались как передача, а низкие напряжения – как распределение. Различия в подходе между двумя регионами Соединенного Королевства означала, что для интеграции двух систем в Британское Соглашение о передаче и торговле электричеством (БЕТТА) необходимо проделать большую работу.

На Рис. 6 изображена сети электропередач в Соединенном Королевстве по состоянию на 1-е апреля 2005 года. Большинство электроэнергии передается в Англии и Уэльсе на уровне 400 кВ, а напряжение 275 кВ используется в городских зонах. В Шотландии электропередача на уровне 400 кВ осуществляется в небольшом объеме, здесь в значительном объеме используется напряжение 132 кВ. С помощью БЕТТА две передающих системы станут частью интегрированной Системы Электропередачи Великобритании.

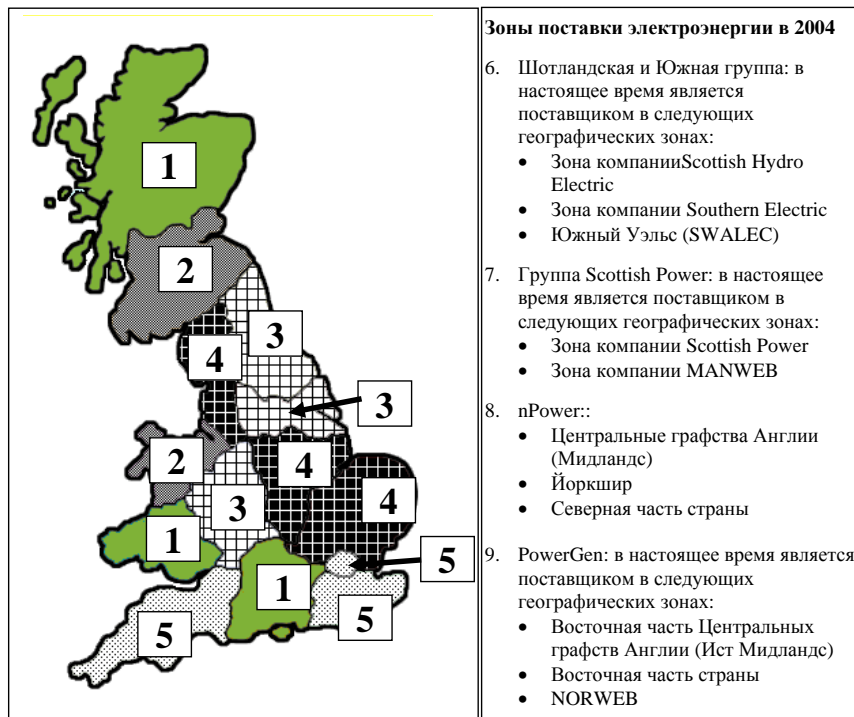
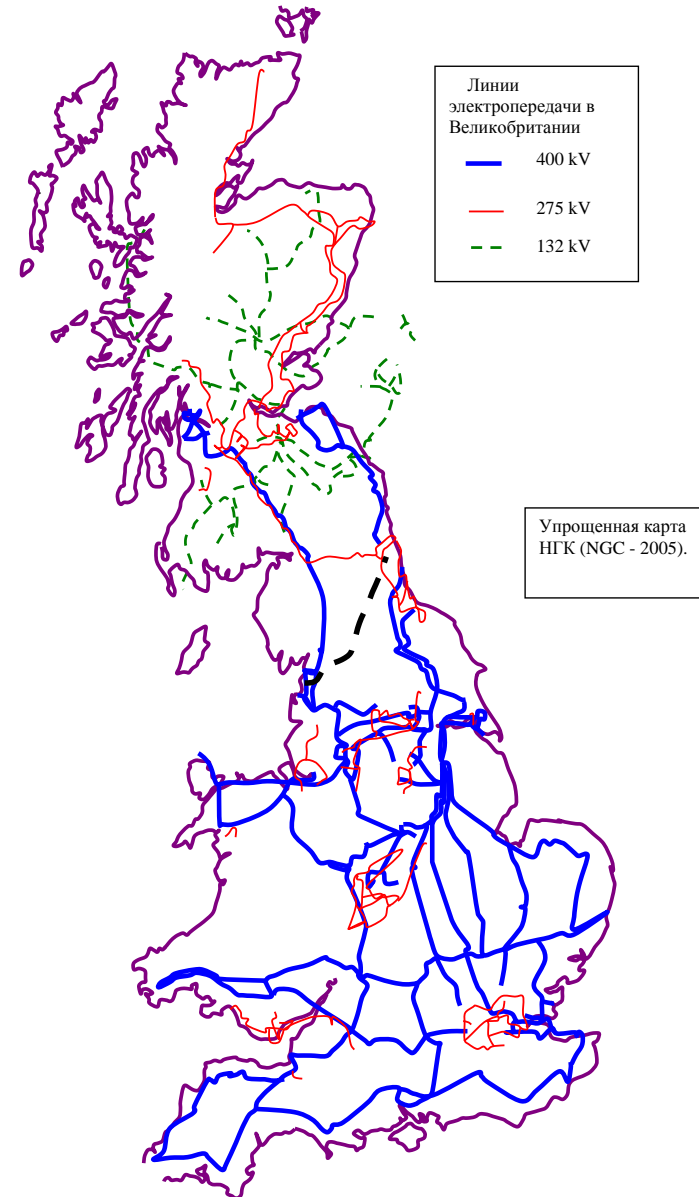
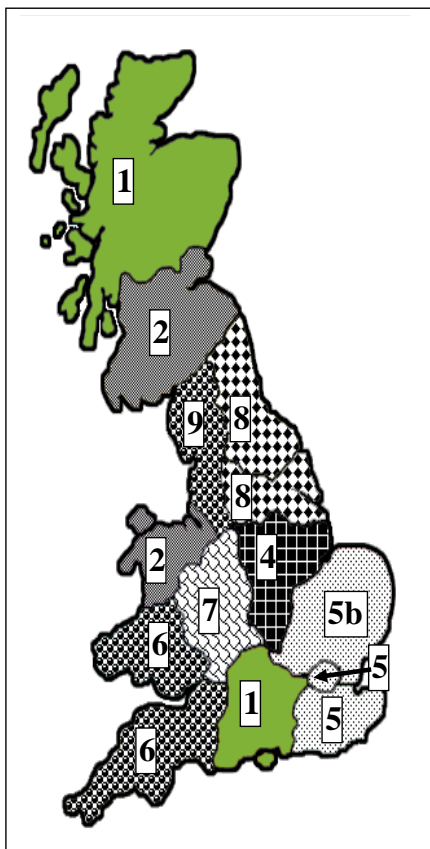


Рис. 5. Ситуация в 2004 году в отношении географических зон поставки. Чтобы увидеть изменения за последние 14 лет, нужно сравнить данный показатель с Рисунком 3. Компании в зонах 1 и 2 являются собственностью Соединенного Королевства, в то время как компании – учредители, действующие в зонах 3 и 4, являются собственностью Германии, а компания-учредитель в 5-х зонах является собственностью Франции. Дальнейшие подробности о произошедших изменениях см. в работах К. Тоуви (2004).

За последние несколько лет произошли серьезные изменения в структуре владения Оператором Распределительной Сети. Многие из этих изменений обсуждались в работах Тоуви

(2004). В прошлом году компания E.ON (компания – учредитель PowerGen) приобрела компанию Аквила Нетворк (Aquila Network) в зоне компании Midlands Electricity и объединила данную компанию с ее предприятием в зоне компании East Midlands под фирменным названием Централ-Нетворк (таб. 7). Только в семи из 14 оригинальных зон Оператором Распределительной Сети и Региональным Поставщиком является одна и та же компания.





- Операторы Распределительной Сети в 2005:**
Обратите внимание, что номера обозначают те же зоны, что на таб. 5
7. Шотландская и Южная зоны: обратите внимание, что зона SWALEC управляется компанией Western Power (6)
 8. Компания Scottish Power
 22. Компания PowerGen (E.ON Соединенное Королевство) только в восточной части Централных графств под названием Централ Нетворкс после слияния с компанией Midlands Distribution Network (сеть распространения в Централных графствах) в 2004 году. Сеть в Восточной зоне управляется компанией EDF (5b), в то время как их зона NORWEB управляется компанией PPL.
 23. Компания Electricité de France (EDF). Лондон и зона SEEBOARD являются одновременно зонами поставщиков. Тем не менее, сеть зоны SWEB управляется компанией PPL, а EDF является также оператором сети по региону 5b
 24. Компания Western Power Distribution: PPL – американская компания, являющаяся оператором распределительной сети в зонах SWEB, SWALEC, и NORWEB.
 25. Недавно (в 2004 году) состоялось слияние с компанией East Midlands под названием Централ-Нетворкс, являющейся собственностью компании Powergen (E.ON UK).
 26. Компании Northern Electric и Yorkshire Electric Distribution: обе компании являются собственностью Mid American Energy.
 27. United Utilities (Объединенные коммунальные услуги): компания Соединенного Королевства

Рис. 7. Операторы Распределительной Сети в апреле 2005 года. Обратите внимание на значительные изменения в сравнении с рисунками 3 и 5. Только в 50% зон оператором сети и географическим поставщиком является одна и та же компания. Смотрите изменения в структуре владения за последние 12 месяцев.

цене. Так как в Шотландии существовали вертикально интегрированные компании, они не принимали участия в тендере (по крайней мере, пока это касалось их собственных потребителей). Недостаток конкуренции в Шотландии означал, что потребители севернее границы платят по более высоким ценам, чем потребители южнее границы.

С целью обеспечения стабильности существовало обеспечение возможности создания производственной мощности, и увеличения объема производства определенных станций в тех частях страны, где имелся недостаток электроэнергии, и сокращения объема производства

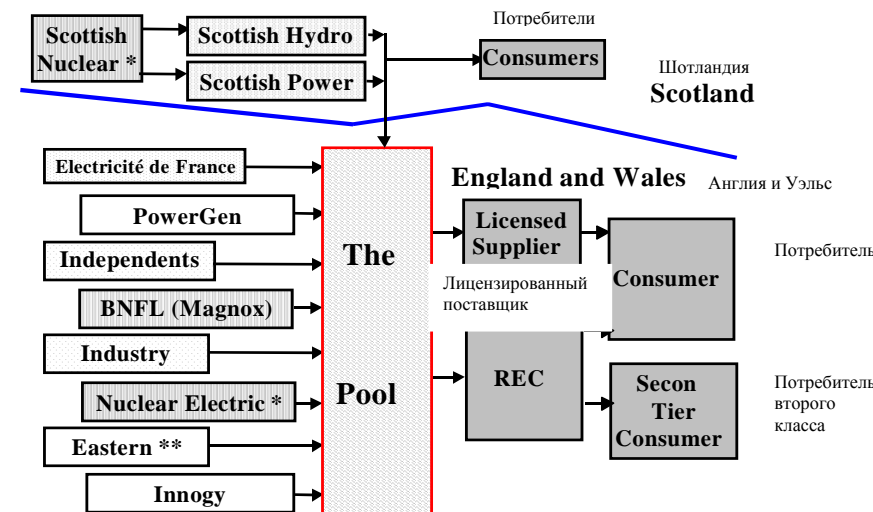


Рис. 8. Схема ПУЛА в Соединенном Королевстве в конце 90-х годов. Действительный список компаний-производителей варьировался из года в год, ситуация представляет состояние примерно 1998 года.

* Компании Nuclear Electric and Scottish Nuclear обе являются частью компании British Energy
 ** Компания Eastern Electricity стала игроком на рынке после того, как обеим компаниям, National Power и PowerGen, было предъявлено требование Регулирующим органом ликвидировать некоторые из их производственных мощностей после нарушения нормы установления цен в ПУЛЕ.

станций в тех частях страны, где имелся избыток электричества. Системный оператор мог включить затраты в результате неоптимальной поставки электричества в цену для потребителю, и это являлось слабым стимулом для потребителя, находящегося до этого в рамках регулирования, так как понесенные до этого расходы и цены, с учетом покрытия этих расходов, практически не различались. Основные участники торгов до конца 90-х годов указаны на Рисунке 8.

НОВЫЕ ПРАВИЛА ТОРГОВЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСТВОМ

Новые правила торговли электричеством (NETA) вступили в силу 27 марта 2001 года и представляли собой серьезное изменение торговли электричеством в Англии и Уэльсе, но не в Шотландии. В работах Тоуви (2003) предоставил подробный обзор работы NETA. Подробную техническую информацию о специфических аспектах работы можно найти в серии докладов Регулирующего органа (например, OFGEM, 2000 год). Начиная с 2001 года проходили крупные дискуссии на тему инкорпорации торговли электричеством в Шотландии в систему торговли в

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСТВА ПОСЛЕ ПРИВАТИЗАЦИИ

После приватизации применительно к оптовым ценам на электричество в Англии и Уэльсе было решено использовать Объединенный резервный рынок электроэнергии, через который продавалось все электричество. Пул (соглашение) при проведении конкурса среди генерирующих компаний, но без участия потребителей. Подробности о работе данной системы даны в трудах Тоуви (2003). Ниже описана работа ПУЛА вкратце.

Ко всем производителям выше определенного порога было предъявлено требование участия в ПУЛЕ, и всем успешным производителям была выплачена Системная маржинальная цена, то есть, самая высокая успешно предложенная цена в независимости от того, какой было их действительная цена предложения. Таким образом, производитель мог предложить поставить электрическую энергию по цене 0 фунтов стерлингов за МВт/ч, и это являлось бы гарантией того, что генератор будет производить, и ему будет выплачена цена, равная Системной маржинальной

Англии и Уэльсе. Эта новая система, которая вступила в силу 1-го апреля 2005 года, известна как Британское соглашение о передаче и торговле электричеством (БЕТТА). В настоящее время существует переход к полной интеграции обширной системы торговли электричеством в Великобритании. В Англии и Уэльсе изменения были незначительными, и затрагивали главным образом передачу электроэнергии, в то время как в Шотландии произошли крупные изменения. Ниже следует краткое описание того, как работает НЕТА. Затем будет рассказано о недавних изменениях, необходимых для того, чтобы сделать шаг навстречу БЕТТА.

Согласно НЕТА (и БЕТТА), и в отличие от механизма ПУЛА, большая часть электричества (>95%) продается вне балансирующего механизма НЕТА посредством двусторонних соглашений или торговли через брокера. Одновременно проводятся торги среди генерирующих компаний и среди потребителей, и это эффективно предотвращает некоторые проблемы по установлению цен, которые возникли в ПУЛЕ. Системный оператор (Национальная Компания в сфере энергетической системы - НГК) не принимает участия в этих сделках, но существует требование об уведомлении НГК об объеме торговли (но не цене). Торговля может осуществляться в любой период времени в будущем, и это обычная ситуация, когда объем электричества продаваемый в течение определенных тридцати минут, продается еще несколько раз после. НЕТА поощряет тех производителей и поставщиков, которые могут гарантировать определенные уровни объема производства или поставок заранее. НЕТА также поощряет тех производителей и поставщиков, которые при уведомлении за короткий срок могут гарантировать согласованную гибкость объема производства / спроса. Те же производители или поставщики, которые не могут гарантировать определенные уровни объема производства / спроса, напротив, терпят финансовые убытки. Такие ситуации, как выход из строя оборудования и т.д., могут привести к значительным потерям вовлеченных компаний. Системная безопасность поддерживается Балансирующим рынком.

Торговля осуществляется в течение получасовых периодов времени каждый день года по каждому сегменту Балансирующего рынка (БР). Генерирующим элементом БР будет являться типичная производящая установка электростанции. Небольшие производственные установки могут быть объединены в единый элемент БР. Со стороны потребителей, элементом БР может быть один крупный потребитель или несколько мелких потребителей. Окончательная торговая позиция каждого элемента БР должна быть объявлена за час до начала данного получасового периода. До 12 июня 2002 года торговая позиция объявлялась за три с половиной часа. Этот промежуток известен как «**Закрытие ворот**». Таким образом, «Закрытие ворот» для получасового периода с 12:30 до 13:00 была в 11:30. Окончательная торговая позиция известна как Окончательное Физическое Уведомление (ФПУ).

Если производитель или поставщик отклоняются от согласованного уровня ФПУ, с них будет взиматься штраф Системным оператором за любой недостаток или излишек, вызывающий данный дисбаланс. Если генерирующая компания производит объем электричества, превышающий согласованный объем, или запрашиваемый объем поставщика меньше согласованного, или если поставщик имеет слишком большой запрашиваемый объем поставки, с них взимается сумма в размере Системной покупной цены (СПП). В первые дни действия НЕТА Системная покупная цена была высокой и достигала 100 фунтов стерлингов за МВт/ч, в то время как Системная продажная цена была сравнительно низкой. Спустя четыре года после введения НЕТА обе цены были объединены, как показано на рис. 9. Поскольку Системная покупная цена обычно заметно выше, чем Системная продажная цена, большинство производителей и поставщиков имеют тенденцию заблуждаться насчет того, что в системе слишком большой объем электричества. Частичной причиной слияния цен было изменение в методе расчета Системной продажной цены и Системной покупной цены. С конца 2004 года имеет место быть общее увеличение как Системной покупной, так и Системной продажной цен, и Системная продажная цена отражала изменения всех оптовых рыночных цен, но в сентябре 2004 года были осуществлены меры по принятию БЕТТА, хотя реальной датой вступления БЕТТА в силу было 1-е апреля 2005 года.

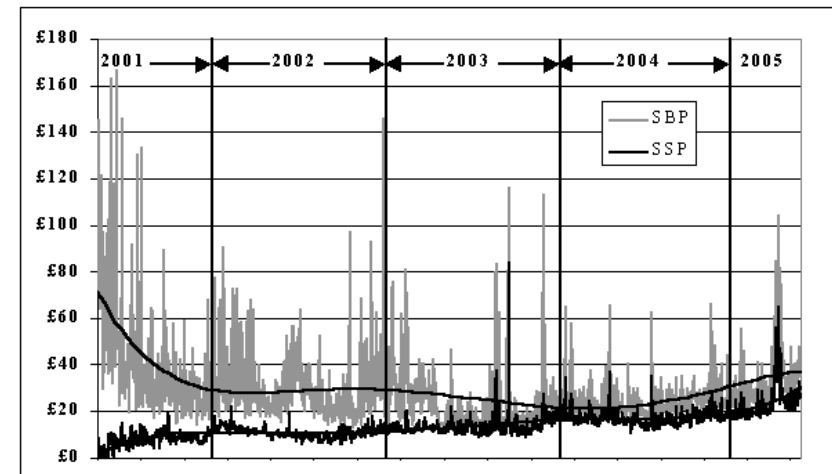


Рис. 9. Ежедневные средние графики Система Покупных Цен (SBP) и Система Продажных цен (SSP) с момента начала НЕТА. Обе цены значительно сблизились, несмотря на то, что в отдельные дни они все еще значительно отличаются. Последние данные справа относятся к 19 апреля 2005 г. Данные от Элексона (2005 г.)

С целью обеспечения стабильности Системному оператору необходима гибкость для создания резерва электричества с учетом неожиданных изменений спроса (от перемен погоды, неожиданных мероприятий, таких, как популярные телевизионные программы, неожиданных поломок оборудования или помех на линии до высоковольтных сетей). Это достигается за счет модификации элементами БР их уровня ФПУ с целью либо увеличения, либо снижения объема электричества в системе. Чтобы увеличить объем электричества в системе, требуется **ПРЕДЛОЖЕНИЕ** по обеспечению этого увеличения. Этого можно достичь, либо увеличить объем производства, либо снизить спрос. Результатом любых изменений, сделанных в связи с подобным **ПРЕДЛОЖЕНИЕМ**, станет выплата соответствующему элементу БР за изменение. Наоборот, если объем электричества в системе требуется сократить, Элементы БР могут подать **ЗАЯВКУ**. Для производящего Элемента БР это будет означать **ЗАЯВКУ** на сокращение объема производства, а для потребительского элемента БР это будет являться **ЗАЯВКОЙ** на увеличение спроса. Результатом согласий на подобные **ЗАЯВКИ** станет оплата Элементами БР изменения уровня на уровень ФПУ.

Во многих случаях производитель или поставщик может подать **ЗАЯВКУ** или **ПРЕДЛОЖИТЬ** различные цены за диапазоны отклонения от ФПУ. Таким образом, **ЗАЯВКА** на отклонение, скажем, на 25 МВ может стоить 30 фунтов стерлингов за МВт/ч, но отклонения в диапазоне между 25 и 50 МВ могут стоить 40 фунтов стерлингов за МВт/ч. Обычно Системный оператор принимает самое дешевое **ПРЕДЛОЖЕНИЕ** или **ЗАЯВКУ**, чтобы снизить цены, но иногда системные ограничения могут помешать этому. Для элемента БР не существует обязательства участия в Балансирующем рынке, но некоторые компании специализируются на предоставлении БР-услуг, и с помощью этого могут выручить 25% или больше обычного. Подробности о том, как работают данные **ЗАЯВКИ** или **ПРЕДЛОЖЕНИЯ** (включая графические пояснения) см. в работах Тоуви (2003).

После того, как **ПРЕДЛОЖЕНИЕ** или **ЗАЯВКА** согласована между Системным оператором и соответствующими элементами БР, она не может быть аннулирована. Вместо этого можно **ОТМЕНИТЬ ЗАЯВКИ**, чтобы аннулировать **ПРЕДЛОЖЕНИЕ**, и **ОТМЕНИТЬ ПРЕДЛОЖЕНИЯ**, чтобы аннулировать **ЗАЯВКУ**. Это показано на Рисунке 10, где указано, что **любое ОТМЕНЕННОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ** или **ЗАЯВКА** не будет являться тем же, что оригинальная **ЗАЯВКА** или **ПРЕДЛОЖЕНИЕ**, и, таким образом, вовлеченный Элемент БР

получит чистую прибыль, а на Системного оператора будет наложен штраф. Таким образом, контролируется работа Системного оператора, не присутствующего в ПУЛЕ.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ и соответствующие **ОТМЕНЕННЫЕ ЗАЯВКИ**, и **ЗАЯВКИ** и **ОТМЕНЕННЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ** обычно предоставляются попарно и согласуются как Одобрения **ЗАЯВКИ – ПРЕДЛОЖЕНИЯ** или **БОА** (Рис. 10).

ПРЕДЛ./ОТМЕН. ЗАЯВКУ: £50/МВтч; ОТМЕНИТЬ ЗАЯВКУ £45/МВтч	FRN
ПРЕДЛ./ОТМЕН.ЗАЯВКУ: Пара+1 ПРЕДЛ. £35/МВтч.; ОТМЕН.ЗАЯВКУ £30/МВтч	
ЗАЯВКА/ОТМЕН.ПРЕДЛ.: Пара-1 ЗАЯВКА £15/МВтч.; ОТМЕН.ПРЕДЛ. £18/МВтч.	
ЗАЯВКА/ОТМЕН.ПРЕДЛ.:Пара-2 ЗАЯВКА £20/МВтч.;ОТМЕН.ПРЕДЛ. £23/МВтч.	

Рис.10. Примеры пар **ЗАЯВКА/ПРЕДЛОЖЕНИЕ**: обратите внимание, что на отмененные **ЗАЯВКИ** и **ПРЕДЛОЖЕНИЯ** обычно устанавливаются цены, предпочтительные для **ВМ** Элемента.

БАЛАНСИРУЮЩИЙ ТАРИФНЫЙ МЕХАНИЗМ

В то время как стабильность системы может быть достигнута с использованием балансирующего механизма, существует возможность, когда Системный Оператор может заключить контракт с Производителем или Поставщиком о предоставлении услуг по балансированию. Действительно, в апреле 2004 года гидроэлектростанция Айрон Бридж имела только один агрегат 500 МВ, предоставляющий такие услуги. Такие агрегаты могут работать при 50% нагрузке с тем, чтобы их производительность могла незамедлительно увеличиваться, или снижаться. По этим услугам ведутся отдельные расчеты под статьей «Данные регулирования услуг по балансированию» (БСАД) и соответственно учтены в расчете. Это используется для определения общего состояния рынка электричества в любые полчаса. то достигается при помощи сравнения общих закупок БСАД и **ПРЕДЛОЖЕНИЙ** с общими продажами БСАД и **ЗАЯВКАМИ**. Это определит, имеется ли в системе чистый избыток электричества (то есть, система «длинная»), или же его недостаток (то есть, система «короткая»). Это те изменения, которые появились с тех пор, когда впервые были введены НЕТА.

Расчеты Системной продажной цены (ССП) и Системной покупной цены (СБП) теперь зависят от того, «длинная» ли система, или «короткая», и от того, имеет ли на соответствующий элемент БМ дисбаланс в направлении общей системы или наоборот.

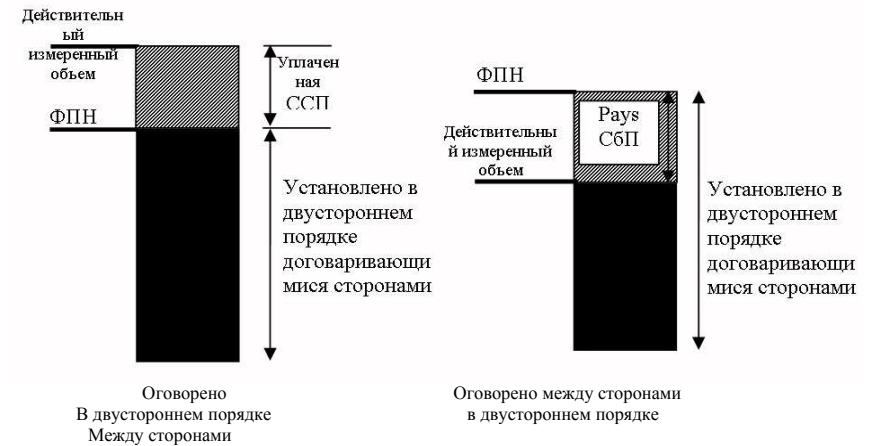
Когда электричество в системе электропередачи передается в том же направлении, что и дисбаланс по какому-либо производителю / поставщику, (то есть, и система, и элемент БМ «длинные»), ССП и СБП рассчитываются с использованием объема, взвешенного в среднем от объема чистых продаж БСАД и принятых **ЗАЯВОК** (если система «длинная»), или от соответствующего объема чистых закупок БСАД и принятых **ПРЕДЛОЖЕНИЙ**, если система «короткая». Обе ситуации иллюстрированы на рис. 11 касательно производителя.

Когда система электропередачи и элемент БМ имеют дисбалансы в противоположном направлении – то есть, система «длинная», а элемент БМ «короткий» и наоборот, расходы по дисбалансу рассчитываются по-другому - ССП и СБП рассчитываются от объема взвешенных в среднем цен балансирующего (краткосрочного) рынка, существующего за три дня до получасового периода, в течении которого электричество было доставлено фактически.

ВЛИЯНИЕ НОВЫХ СОГЛАШЕНИЙ О ТОРГОВЛЕ ЭЛЕКТРИЧЕСТВОМ НА КОМПАНИИ

В 90-е годы были вложены значительные инвестиции в производство новой комбинированной циклической газовой турбины (см. рис. 1), и затем, к моменту начала действия НЕТА, появились избыточные производственные мощности. С началом введения в силу НЕТА

оптовые цены на электричество уже были на 20% ниже уровней 1998 года, а дальнейшее снижение на 20% произошло в первый год действия НЕТА (рис. 12).



Излишек электричества в системе

Недостаток электричества в системе

Рис. 11. Ситуации, когда элемент БМ имеет дисбаланс в том же направлении, что и общая система.

В то время как это было признано успехом, в отличие от ситуации с ПУЛЛОМ, который, в общем, был благоприятным для генерирующих компаний, оказалось, что НЕТА оказывают непропорциональное воздействие на компании, которые сконцентрировали свою деятельность исключительно, или главным образом на производстве. Вертикально интегрированные компании или исключительно поставяющие компании были более выигрышны.

Цены оставались на низких уровнях в течение следующих 12 месяцев (рис. 12). Несколько компаний испытывали в это время финансовые затруднения, например, компания AES (исключительно генерирующая компания), в то время как вертикально интегрированная компания, которая только недавно приобрела компанию Истерн Электрисити, стала несостоятельной и прекратила торговлю. Одна причина, по которой подверглась негативному воздействию компания ТХУ, заключалась в том, что энергетическая мощность состояла исключительно из угольных станций (которые дороже, чем газовые), более того, станции были самыми старыми, отапливаемыми углем станциями в Англии и Уэльсе, им было более 40 лет. Еще одна компания, Бритиш Эндерджи (компания, оперирующая современными ядерными станциями, например, усовершенствованными газо-охлаждаемыми реакторами и герметизированным водяным реактором) потребовала значительной помощи от Правительства для продолжения торговой деятельности. Те компании, которые в то время были вертикально интегрированными, в некоторой степени были ограждены от негативного воздействия этими переменами, но даже они сочли необходимым поставить на консервацию сравнительно новый (менее 8 лет) агрегат.

Летом 2003 года компания Нейшенл Грид Транско выразила беспокойство относительно величины производительного резерва на зиму 2003-2004 гг. после консервации агрегата. Данный резерв снизился до 16%, что ниже принятого уровня 20-24%. Прошлый опыт указывает, что, когда данный резерв оказывается ниже 20%, возникают трудности с гарантиями поставок. После этого предупреждения и последующего роста оптовых цен несколько поставленных на консервацию агрегатов были повторно введены в строй, и уровень резерва в настоящее время немного превышает 20%. Ясно, что одних сигналов рынка недостаточно, чтобы обеспечить

адекватную производительность, и требовалось вмешательство Системного Оператора, чтобы обеспечить регулярные поставки в течение зимнего периода.

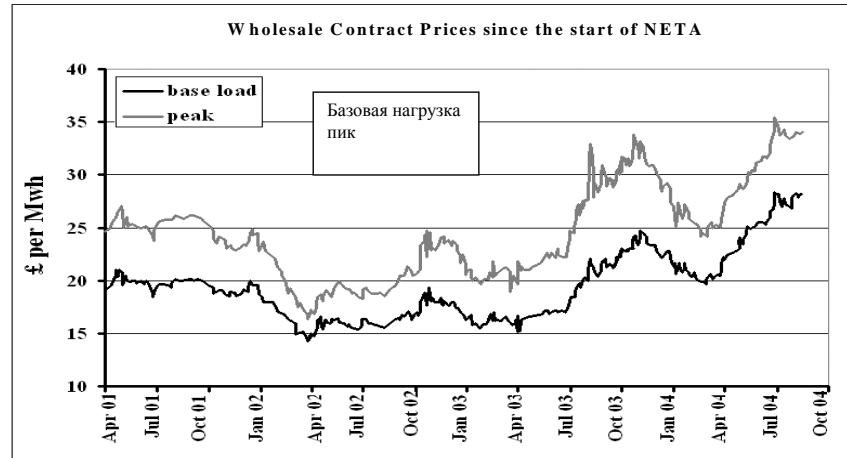


Рис. 12. Оптовые цены на электричество после введения NETA. Рост в конце 2003 года отразил изменения цены на газ. Данные компании Элексон (2004).

МЕРОПРИЯТИЯ НА РЫНКАХ ПЕРЕДАЧИ И ТОРГОВЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСТВОМ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ (БЕТТА)

Целью перехода от NETA к БЕТТА было поставить Шотландию на один уровень с Англией и Уэльсом. Общим результатом этого будут сниженная цена для потребителей в Шотландии, в особенности на севере Шотландии. В то же время изменится плата за подключение к сети электроснабжения для производителей в Шотландии. С одной стороны, они получат более легкий доступ и в целом более дешевый доступ к большей потребительской зоне в Англии и Уэльсе. С другой стороны, плата за подключение к сети электроснабжения для производителей в Шотландии будет по-прежнему выше, чем в Англии и Уэльсе. Требовалось рассмотреть ряд других вопросов, так как система по NETA была расширена, чтобы включить Шотландию. Начало перехода к БЕТТА начался осенью 2004 года, а введение в силу состоялось 1 апреля 2005 года. Переходный период к БЕТТА все еще продолжается и продлится еще некоторое время.

На рис. 13 отмечены границы недавно определенной зоны электропередачи, а также расходы, связанные с производством и потреблением электричества в Соединенном Королевстве. Из-за избыточного производства в Шотландии, плата за подключение к сети электроснабжения в Шотландии превышает 10 фунтов стерлингов за МВт, в то время как в Англии и Уэльсе плата ниже этого уровня, а в некоторых районах, где существует значительный дефицит (например, Южный Уэльс), производителям оплачивается подключение к системе. Целью установления таких цен является попытка стимулирования дальнейшего развития производства в районах особого дефицита электроэнергии. Несмотря на более высокие цены в Шотландии, во многих регионах они значительно снизились после введения в силу БЕТТА, поскольку плата за подключение больше не взимается. Действительно, в зоне 3 (Западные Острова, включая Скай) плата за

подключение снизилась чуть меньше, чем на 40%, с 38 фунтов стерлингов за кВт до 23.10 фунтов стерлингов за кВт.

Расходы на электропередачу для потребителей распределены иначе, чем для производителей, и основаны на исторических Региональных границах электрических сетей. Внутри каждой зоны плата одинаковая. Опять, как следствие избыточного производства на севере Шотландии убытки от электропередачи для этих потребителей низкие, и это отражается в почти нулевой плате (рис. 12). С другой стороны, плата за электропередачу для потребителей на юго-западе Англии сравнительно высокая – 2.73 фунта за кВт/ч. Эти расходы на электропередачу отделяются от расходов на распределение, что является ответственностью соответствующего Оператора Распределительной Сети. Разница в определениях передачи и распределения между Англией и Уэльсом, с одной стороны, и Шотландией, с другой стороны, требовали серьезного рассмотрения отдельных вопросов.

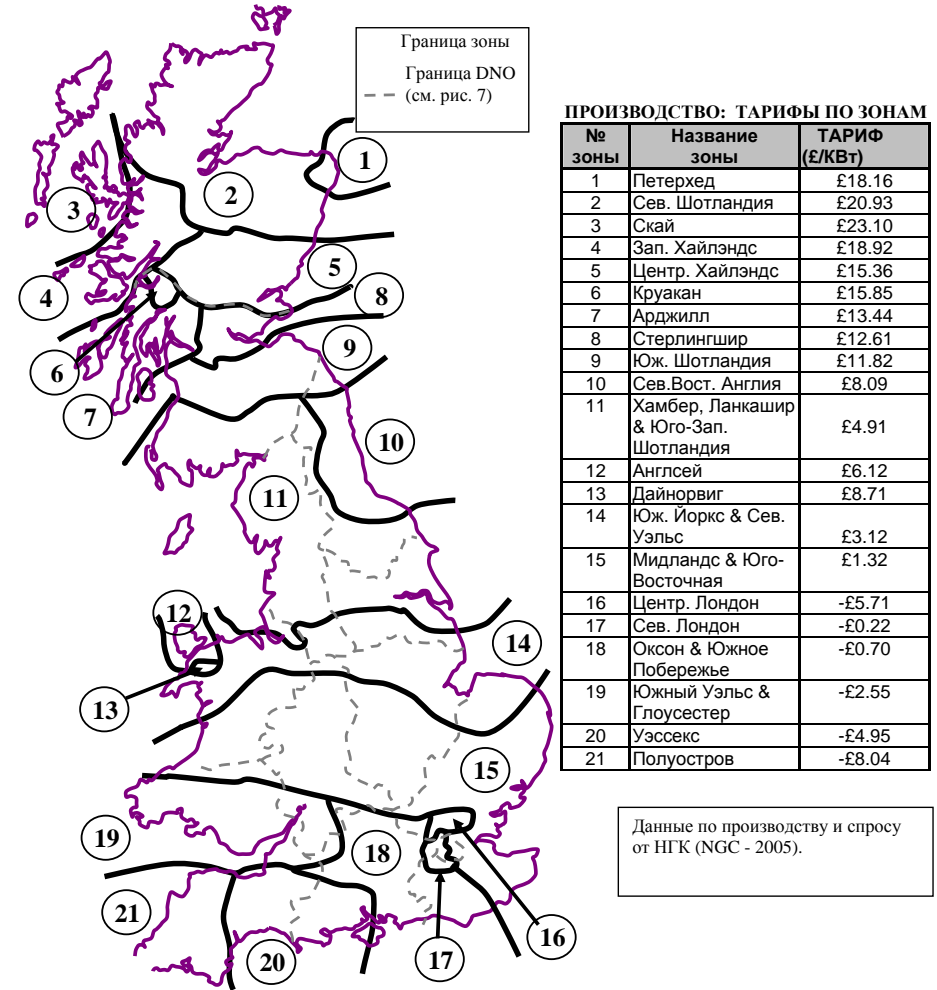


рис. 13

СТАВКИ ЗОН СПРОСА

Название зоны	Получасовой тариф (£/кВт)	Не-получасовой тариф (£/кВт)	Название зоны	Получасовой тариф (£/кВт)	Не-получасовой тариф (£/кВт)
Сев. Шотландия	£0.04	0.01	Мидлэндс	£15.03	2.06
Южная Шотландия	£4.11	0.56	Восточная	£14.03	1.91
Северная	£7.39	0.97	Южный Уэльс	£18.32	2.37
Северо-Западная	£11.14	1.46	Юго-Восточная	£15.99	2.17
Йоркшир	£11.18	1.49	Лондон	£18.52	2.45
Сев. Уэльс и Мерсей	£11.21	1.51	Южная	£17.83	2.45
Ист-Мидлэндс	£13.47	1.80	Юго-Западная	£20.49	2.73

Рис. 13. Границы зоны передачи с вступления в силу БЕТТА 1 апреля 2005 г. Любой производитель внутри зоны оплачивает (или получает) по указанным тарифам. Ставки передачи спроса оплачиваются согласно региону DNO. Для потребителей с получасовым измерением, они оплачиваются исходя из мощности, в противном случае оплачивается потребленный объем.

Например, все крупные производящие станции в Англии и Уэльсе подключены непосредственно к системе электропередачи, и все производящие агрегаты и нагрузки электростанции рассматриваются как отдельные элементы БМ. В Шотландии некоторые крупные станции внедрены в систему распределения, и работают с чистой передачей энергии, т.е., нагрузка электростанции вычитается из генерируемого электричества.

До вступления в силу БЕТТА существовали три отдельные системы электропередачи: а) Система Англии и Уэльса, оперируемая компанией Нейшенл Грид Компани (НГК – частью компании Нейшенл Грид Транско); б) система электропередачи на юге Шотландии, управляемая компанией Скоттиш Ауэр и в) система электропередачи на Севере Шотландии, управляемая компанией Скоттиш Гидро (часть Шотландской и Южной). Каждая из указанных компаний являлась также Системным оператором, каждая в своей соответствующей зоне. После вступления в силу БЕТТА существует единый Системный оператор Великобритании, которым является компания НГК, и три отдельных обладателя лицензии на электропередачу, а именно, Нейшенл Грид, Скоттиш Пауэр и Скоттиш Гидро. Хотя компания Нейшенл Грид является одновременно Системным оператором и обладателем лицензии, Регулирующий орган дает гарантию отсутствия дискриминации против остальных обладателей лицензий. Прежние сети между Шотландией и Англией и Уэльсом теперь являются частью системы электропередачи Великобритании и больше не рассматриваются по отдельности. Это упрощает способ, которым производители в Шотландии могут получить доступ к рынку электричества в Англии и Уэльсе.

ДРУГИЕ СОБЫТИЯ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА В СОЕДИНЕННОМ КОРОЛЕВСТВЕ

Две другие значительные проблемы негативно влияют на поставки электричества в Соединенном Королевстве. В апреле 2002 года было введено Обязательство использования возобновляемых источников энергии, в соответствии с чем каждый поставщик электричества должен был каждый год поставлять целевой объем электричества из возобновляемого источника энергии. Это целевое значение увеличивается каждый год, и будет расти до 2010 года, когда составит 10,4% (ДТИ 2001). Текущее целевое значение составляет 5,5%. Поставщики, не выполняющие свои обязательства, выплачивают выкупной штраф, в настоящее время составляющий 3,233 фунта за кВт/ч. Эти штрафы затем возвращаются в оборот поставщикам пропорционально реально начисленному проценту. Поскольку в настоящее время по-прежнему наблюдается значительная нехватка в производстве возобновляемых источников энергии, обладатели сертификатов о производстве возобновляемых источников энергии успешно продают их по номинальной стоимости примерно от 5 до 5,5 фунтов за кВт/ч. Дальнейшие подробности действия Обязательства использования возобновляемых источников энергии были изложены в работах Тоуви (2004).

Вторым событием стало внедрение Эмиссионной торговой системы Европейского Союза 1 января 2005 года. Соединенное Королевство установило особо жесткие цели в сфере поставок электричества - 1322 миллион тонн углекислого газа в год (DEFRA, 2004). Это на 26 миллионов меньше, чем в 2002 году. При учете увеличения спроса с 2002 года и продолжительного спада ядерного производства, прогнозируется увеличение выбросов углерода в размере примерно 35-37 миллионов тонн. По текущей цене (середина апреля 2005 г.) в размере 17,5 Евро за тонну это увеличит цену за единицу электричества примерно на 0,11 фунтов или выше, чем на 1%. Если торговые цены увеличатся до размера выкупной цены 40 Евро за тонну, рост будет вдвое больше предсказанной цифры. Начиная с 2008 года, выкупная цена, как планируется, достигнет 100 Евро за тонну, и это обеспечит дальнейшее давление на рост цен.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рынок электричества в Соединенном Королевстве продолжает развиваться. Ключевые изменения на Рынке Электричества можно вкратце изложить следующим образом:

1. После значительного снижения оптовых цен в течение первого года действия НЕТА оптовые цены в общем имели тенденцию роста в Соединенном Королевстве, частично следуя тенденции роста оптовых цен на газ.
2. После продолжительного отхода от производства электроэнергии на угле, начиная с 1992 года, между 2002 и 2003 годами произошел возврат к производству на угле на 7,6% и последующий спад угольного производства. Между 2003 и 2004 годом угольное производство снова снизилось более чем на 4%, ядерное производство – на 10,9%, в то время как это было компенсировано увеличением производства на газе почти на 10%. В последние месяцы (конец 2004 года и начало 2005 года) цены на газ были неустойчивыми и отражали изменения на нефтяном рынке и вели к изменчивости в топливной угольно-газовой отрасли.
3. После нескольких лет значительных изменений в структуре компаний в сфере поставок электричества и в структуре владения ими, только одно значительное изменение произошло в 2004-2005 гг. Компания Аквила Дистрибушн Нетворк в зоне Централных графств Англии была приобретена компанией PowerGen(E.Op) и впоследствии слилась с соответствующей сетью в Восточной части Централных графств, с тем, чтобы образовать компанию Централ-Нетворк.
4. Британское соглашение о передаче и торговле электричеством (БЕТТА) вступило в силу 1 апреля 2005 года. БЕТТА расширили территорию внедрения правил в связи с Новой Торговлей, включив в нее, помимо Англии и Уэльса, также Шотландию. С внедрением БЕТТА в Шотландии произошли значительные изменения, в то время как в Англии и Уэльсе изменения свелись, главным образом, к мерам по электропередаче.
5. После вступления в силу БЕТТА Системным оператором Великобритании является компания Нейшенл Грид, ранее являвшаяся Системным оператором исключительно в Англии и Уэльсе.
6. Лицензия на электропередачу компании НГК в Англии и Уэльсе была отделена от обязанностей компании Нейшенл Грид как Системного оператора. Отдельные лицензии на электропередачу существуют для двух отдельных зон Шотландии: лицензия на передачу электроэнергии компанией Скоттиш Пауэр (зона Скоттиш Пауэр) и лицензия на электропередачу компанией Скоттиш Гидро (зона Скоттиш Гидро).
7. Прежние соединительные сети между Англией и Уэльсом и Шотландией теперь стали частью системы Великобритании, и плата за передачу по этим сетям теперь не взимается по отдельности.
8. Установлена новая плата за подключение к сети электроэнергии в Англии, Уэльсе и Шотландии. Плата за подключение для производителей выше в Шотландии, где наблюдается избыток производства, и ниже в Англии и Уэльсе, в особенности на юге. самой дальней юго-западной части Англии и Уэльсе, где наблюдается значительный дефицит производительности, плата за подключение для производителей является отрицательной – то есть, подключение им оплачивается.

- Несмотря на гораздо более высокие цены на подключение в Шотландии, они примерно на 40% ниже, чем были до введения в силу БЕТТА.
9. Расходы на электропередачу для потребителей объявлены по всей Великобритании. На севере Шотландии они находятся почти на нулевой отметке, на юго-западе Англии они составляют 2,73 фунта за кВт/ч. Потребители в Шотландии впоследствии стали свидетелями заметного снижения сумм в их общих счетах за электроэнергию.
 10. Обязательство использования возобновляемых источников энергии продолжает служить стимулом производства электричества из возобновляемых источников энергии. В то же время отмечено вялое настроение рынка в связи с Сертификатами Обязательства использования возобновляемых источников энергии, по которым данные источники продаются по высокой цене, превышающей их номинальную стоимость на 50%, что отражает значительный недостаток фактического производства из возобновляемых источников энергии в противовес поставленным целям.
 11. Внедрение Эмиссионной торговой системы Европейского Союза 1 января 2005 года окажет заметное воздействие на производство электричества в Соединенном Королевстве, и в результате существует прогноз роста цен на электричество.

REFERENCES

- DEFRA (2004). EU Emissions Trading Scheme: UK National Allocation Plan 2005 – 2007.– Department for Environment Food and Rural Affairs, DEFRA, London. Also on the WEB at www.defra.gov.uk/corporate/consult/euetsnap-stagethree/nap.pdf
- DTI (2001). New and Renewable Energy: Prospects for the 21st Century. Department of Trade and Industry, London. Also at www2.env.uea.ac.uk/gmmc/energy/env2e02/pdf/renew_obligation_2001.pdf
- DTI (2004). UK Energy Sector Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/energy_indicators/index.shtml.
- DTI (2004). Digest of UK Energy Statistics. Department of Trade and Industry, London – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/inform/dukes/index.shtml.
- ELEXON (2005). The NETA Web Site. (data abstracted on 20th April 2005). www.bmreports.com.
- EnergyWatch (2004). Annual Report 2003 – 2004. Also available on the Web at www.energywatch.org.uk/uploads/Annual_Report_20032004.pdf
- NGC (2005). Transmission Use of System Charges. National Grid Company. Available on the Web at: www.nationalgrid.com/uk/indinfo/charging/pdfs/UoS_C_11R0.pdf
- OFGEM (2000) An overview of the New Electricity Trading Arrangements v1.0. Department of trade and Industry UK – also on the Web at www.ofgem.gov.uk/elarch/retadocs/Overview_NETA_V1_0.pdf.
- Scottish Executive (2004). Key Scottish Environment Statistics: www.scotland.gov.uk/stats/bulletins/00365-01.asp
- Tovey, N.K. (2003). The Changing Face of the Электроэнергетики in the UK. Proceedings of the 2nd International Conference on Experience and Practice of Electricity Markets, Moscow, June 2003. Also available on the WEB at: www2.env.uea.ac.uk/gmmc/neta/nktovey_moscow.doc
- Tovey, N.K. (2004). Recent Changes in the Electricity Markets in the UK. Proceedings of the 3rd International Conference on Experience and Practice of Electricity Markets, Moscow, May 2004. Also available on the WEB at: www2.env.uea.ac.uk/gmmc/neta/nktovey_moscow_2004.doc. Russian version “Последние изменения на электрических рынках Великобритании» www2.env.uea.ac.uk/gmmc/neta/nktovey_ru.doc.
- UK Government (2003). The Energy White Paper. Our Energy Future – creating a low carbon economy. UK Stationary Office. – also on the Web at www.dti.gov.uk/energy/whitepaper/ourenergyfuture.pdf.