

Futures Contracts on the Polish Power Exchange

Authors

Grażyna Dąbrowska-Kauf

Keywords

energy market, financial market, power, risk, hedging, exchange

Abstract

In 2015 the Polish Power Exchange (Polish: Towarowa Giełda Energii) launched a financial instrument market (Polish: RIF), introducing derivatives – futures contracts which are a basic instrument to protect against volatility on the spot market. The emergence of financial instruments was meant to attract financial institutions to enter the market exchange. They were supposed to bring capital to build up liquidity on the market and take over the risk from industry entities, which should focus on their primary activity instead. During two and a half years of the market's operation, there was little volume in futures transactions. The article presents benefits from trading the instruments to prompt market activity of potential participants. At the same time, other power exchanges experienced high trade volume growth in derivatives – their trade volume was often higher than physical supply contracts. The future contracts enhance predictability of electrical energy prices that are paid by customers, therefore their role is extremely important.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018103

Received: 17.04.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 31.08.2018

1. Introduction

On 4 November 2015 Towarowa Giełda Energii S.A. launched the Financial Instruments Market (Polish: Rynek Instrumentów Finansowych), on which the subject of transactions are futures contracts cleared in money, based on the TGe24 electrical energy prices index defined on the Next Day Market (Polish: Rynek Dnia Następnego) [14].

Futures contracts have the following important market characteristics [6]:

- used as tools to secure energy prices
- easier and more flexible management, i.e. primarily they enable market participants to secure the purchase price without assuming a fixed volume position
- increase total market liquidity through mutual interaction with the spot market.

The Polish Power Exchange derivatives goods market is the second largest market in Europe, so the purposes of introduction of the Financial Instruments Market were to naturally supplement the product range, to strengthen the position of the Polish Power Exchange in the region and then to expand this market to gas-based futures contracts. Furthermore, it was assumed that in future the electric energy market would gradually take over the trade from the derivatives goods market due to the futures

transactions being more flexible than the forward contracts – with physical delivery. A market participant, by buying their selected financial instrument, obtains a guaranteed fixed price level in their selected quotation period of futures contracts on the market of financial instruments.

The Financial Instruments Market member status has so far been obtained by seven entities, including three brokerage houses.

Derivatives, being the subject of trade on the Financial Instruments Market, provide the investors with an effective price risk management tool and assuming appropriate strategies depending on the transactions made on the market. There are three possible transaction types on the market: hedging (securing against unfavourable base instrument price changes), arbitrage (utilising price maladjustment on the markets), speculative (assuming very high risk for a high rate of return).

2. The TGE24 index as base instrument of futures contracts

The base instrument of futures contracts is the TGe24 index determined based on electrical energy exchange transactions, made on hourly products in the single price quotation system and fixing I, which takes place on the Next Day Market.

The TGe24 index value calculated and published on the trading

day, on which the energy contracted on the Next Day Market is received or delivered, which is the next calendar day (delivery day). The TGe24 index is calculated every day, even on bank holidays, as the arithmetic average of prices of the transactions made during fixing I, which on the Next Day Market at individual hours of the entire day N-1 for the same delivery, i.e. [8]:

$$TGE24 = \sum_{i=1}^j \frac{M_j}{j} \quad (1)$$

where: j – number of hours of the delivery day (23 to 25 hours), M_j – the fixing rate for the j th hour, determined in accordance with electrical energy trade and clearing rules on the Next Day Market.

Derivative contracts for the TGe24 index are quoted in the following series:

- monthly contracts – 4 series – four subsequent calendar months
- quarterly contracts – 4 series – four subsequent quarters
- annual contracts – 2 series – two subsequent calendar years.

Futures contracts offered on the Financial Instruments Market are marked in F_TGE24_Z-kk-yy pattern, where Z is respectively: for monthly contract – M, for quarterly contract – Q, for annual contract – Y, and kk is respectively: for monthly contract – values from 01–12 range that mark the month of the contract, for quarterly contract – values from 01–04 range for distinctive quarters, for annual contracts – always 00 value. The last field yy includes two last digits of the contract maturity year.

Annual and quarterly contracts are subject to the cascading process (division). Cascading is performed on the last calendar day preceding the given contract series after the end of session on the exchange on the day:

- for an annual contract – one day before the beginning of the calendar period of the annual contract. The Commodity Clearing House (Polish: Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A., IRGiT), authorised to clear and settle transactions on the Financial Instruments Market under the contract with the Exchange, divides the annual contract positions registered by IRGiT, with the nearest calendar period, into the same number of positions in next four quarterly contracts, with calendar periods matching the annual contract subject to the division. At the same time, IRGiT divides the quarterly contract positions registered by IRGiT, with the nearest calendar period, into the same number of positions in the next three monthly contracts, with calendar periods matching the quarterly contract subject to the division. The sum of position nominal values does not change.
- for a quarterly contract – one day before the beginning of the quarterly contract calendar period, IRGiT divides the quarterly contract positions registered by IRGiT, with the nearest calendar period, into the same number of positions in the next three monthly contracts, with calendar periods matching the quarterly contract subject to the division. As a result of this operation the sum of position nominal values does not change.

The Financial Instruments Market is supervised by the Financial Supervision Authority, cleared by IRGiT and varied according to its participants.

3. Clearing of futures contracts

In case of futures contracts, the purchase or sale does not require full transaction security on the date of transaction. To protect participant from the risk of insolvency, the exchange clears futures contracts every day, at the end of the trading session [8, 14].

Opening a position means: purchase of a futures contract (long position – long futures) or sale of a futures contract (short position – short futures). Profits and losses are settled every day based on the daily clearing price – derived from the futures market and not the spot market. An open position on the futures market can be closed by making an opposite transaction, i.e. purchase + sale or sale + purchase and leave for final clearing on the expiry date. If a position is not closed before expiry, it is automatically cleared financially on the expiry date or futures contract performance date.

The payment profile for a long position, i.e. contract purchase, can be linked to profit or loss in relation to an open position, depending on the base instrument contract rate. Therefore, the Purchaser taking the long position hopes for a contract rate increase.

The payment profile for a short position, i.e. contract sale or listing, can be linked to profit or loss in relation to an open position, depending on the base instrument contract rate. The Seller taking the short position hopes for a contract rate drop. Mark-to-market is a procedure consisting in clearing in money the profits/losses resulting from changes in futures contracts prices over one day.

To clear futures contracts the following clearing prices are used:

- daily clearing price (DCP) – determined after every session – from the moment the first transaction is made for the given series of contracts – every future series has its own DCP. The DCP is used for the daily clearing of profits/losses on the futures market (mark-to-market) – on the basis of security deposits in the quotation period of the given futures contract series – determined during the fixing at call auction
- final clearing price (FCP) – calculated for an expiring series of a monthly contract, on its last trading day. The FCP is determined as an arithmetic average of all base index values determined for electrical energy supply on all days of the performance period of the given series of a monthly contract. The FCP is used to for final settlements – final clearing in money of positions on the futures market on the expiry date of a monthly contract (for non-closed positions).

4. Financial lever in futures contracts

Futures contracts are designed to use the financial lever effect, because to make a transaction the participant does not need to have the entire amount equivalent to the instrument value, but only to a certain percentage thereof. Therefore, the absolute value of the rate of return on investment in a derivative is usually significantly higher than the analogical rate of return for a base instrument in the given time period. The liquidity of settlements is secured in the settlement security system run by IRGiT for the Financial Instruments Market, which includes:

- security deposits – the security deposit value is calculated from the moment of opening the position to the moment of its closing or to the expiry date of the given series of the derivative contract, daily for every Clearing Member of the House, and recorded on its clearing account. Opening a position on the derivative market is connected with the necessity of making a security deposit. The security deposit consists of the initial deposit and the supplementary deposit. The minimum value of the deposits made by an exchange Member is defined by the Commodity Clearing House. The value of the deposits on the account changes every day depending on the fluctuations of the daily clearing price of the contract
- transaction deposits – used to secure the settlement, i.e. financial security of a debit or credit on the bank account of the Clearing Member of the House, in connection with a transaction made on the exchange, according to the benefit amounts set during the clearing
- transaction limits – introduced to secure trading, applicable to the individual Clearing Members of the House
- guarantee fund – used to secure proper performance of the obligations resulting from the clearing of transactions made on the exchange completed by the House.

A supplementary deposit for a previously open position is determined according to the following principle: Long/short position (value) x contract volume x (today’s clearing price – yesterday’s clearing price).

A supplementary deposit for a newly open position (on a given day) is determined according to the following principle: transaction volume x contract volume x (today’s clearing price – transaction price).

5. The hedging function for futures contracts

Hedging transactions on the derivatives market are to minimise losses on the spot market (the Next Day Market). The position held on the futures market by the given entity is a function of the position that the given entity has or will have on the spot market. The purpose of hedging is to minimise losses, not to maximise profits. If a Financial Instruments Market participant has or will have no position on the spot market, then by operating on the spot market the entity is speculating, not securing itself. Securing oneself against an unfavourable price change, making the transaction at the given moment at known prices prevents it from obtaining an “unexpected” profit, while handing over the risk to speculators.

The essence of hedging transactions is the use of the futures instrument opposite to the transaction made on the spot market. Examples of hedging transactions on the futures markets for various positions:

- **a long position, i.e. purchase of futures**, profits from price increases. For example, a long position was opened on day t_1 by buying 20 monthly contracts (720 MWh each) for the price of 170 PLN/MWh. On day t_2 the decision was made to close it, i.e. to sell 20 contracts for the price of 190 PLN/MWh). The effect of this transaction is the profit of:
 - $(190 \text{ PLN/MWh} - 170 \text{ PLN/MWh}) \times 720 \text{ MWh} \times 20 = 228$ thousand PLN, calculated according to the following principle: $(\text{Sale} - \text{Purchase}) \times \text{contract volume} \times \text{number of contracts}$.
- **a short position, i.e. sale of futures**, profits from a price drops. For example, a short position was opened on day t_1 by selling 20 monthly contracts (720 MWh each) for the price of 190 PLN/MWh. Then, at the time t_2 the position was closed by buying 20 contracts for the price of 170 PLN/MWh. The effect of this transaction is the profit of:
 - $(190 \text{ PLN/MWh} - 170 \text{ PLN/MWh}) \times 720 \text{ MWh} \times 20 = 288$ thousand PLN, calculated according to the following principle: $(\text{Purchase} - \text{Sale}) \times \text{contract volume} \times \text{number of contracts}$.

The combination of a long and a short position forms a secured position. If the short and long position opening prices are identical, then the position is perfectly correlated. In such a situation, the investor maintains the value of their wallet, which is not vulnerable to market price changes [7, 10, 14]. Table 1 contains the impact of hedging transactions on electrical energy producers and consumers operating on the spot market and futures market at the same time.

6. Risk premium on the futures contracts market

Future contract price $F_{t,T}$ at the time t for the delivery at the time $t + T$, where T is the period of time until the futures contract maturity date, can be determined using:

- the expected future price of the base instrument on the spot market $R_t(S_{t+T})$ at the time t , where S_{t+T} is the base instrument price set on the spot market at the time $t+T$
- the premium for the risk taken in relation to the price difference on the futures and spot markets, equal to, as appropriate, $p_T = -(r_T - i_T)$, where i_T is the appropriate discount rate for the investment in the futures contract in the period T , while r_T is a risk-free interest rate in the period T .

	Energy producer	Energy consumer
Spot market	Price decrease apprehension -> price decrease will cause a loss	Price increase apprehension -> price increase will cause a loss
Purpose of activities on the futures market	On the futures market we protect ourselves against price decreases	On the futures market we protect ourselves against price increases
The futures market	To profit from a price decrease -> sell a futures contract -> sell at higher prices, re-purchase at lower prices -> profit	To profit from a price increase -> purchase a futures contract -> purchase at lower prices, sell at higher prices -> profit
Total result	Spot loss + futures profit -> loss reduction	Spot loss + futures profit -> loss reduction

Tab. 1. Impact of electrical energy price hedging transactions on electrical energy producers and consumers operating on the spot market and futures market at the same time

This price is [6, 7]:

$$F_{t,T} = E_t(S_{t+T})e^{(r_T - i_T)T} = E_t(S_{t+T})e^{(-p_T)T} \quad (2)$$

Electrical power generators responsible for the supply side, guided by unwillingness to risk, want to secure their products on the futures market against lower prices that are probable to occur on the future market, rather than the expected future prices on the spot market ($p_T > 0$). An opposite relationship ($p_T < 0$) appears when the party responsible for the demand shows more unwillingness to risk than the party responsible for the supply. The risk premium may lead to the acceptance of storage costs and premium for physical goods holding. Another way to explain the risk premium is to consider futures contracts as financial assets and comparing them with other assets on the securities stock market. If the rate of return on futures contracts has a negative correlation with the level of quotes for other financial instruments, then the concluded premium contracts may be characterised by negative systematic risk and the expected rate of return will be higher than the risk-free interest rate ($i_T > r_T$ or $p_T > 0$).

Lack of electrical energy storage capacities and physical capability to permanently adjust the delivery to the demand causes the energy market to differ from other goods markets. Thus, there is a need to identify the risk premium motivation on the futures contracts market. The premium for risk may occur if the number of participants on the supplier side differs widely from the number on the demand supply or if the risk aversion differs widely between both sides. On the futures market, there should be many participants involved in energy generation and services of supplying it to the end customer [3, 4]. Then there is no reason to think that the futures market favours one of the two sides in the aspect of the number of participants. Although one could notice that the flexibility of adjusting the deliveries to the demand side is generally varied. Producers may control some of their production in the short term. Thus, they can profit from price fluctuations on the market by adjusting energy generation to the needs of the market. Therefore, it makes no sense to set the price on the futures market for all planned electrical energy deliveries in the future [2, 5]. Generation flexibility creates profit opportunities due to the energy prices obtained at peak on the day before on the spot market and in the period close to the futures contract performance date. The situation on the demand side is completely different, because the participants on that side have limited options to adjust the demand to prices. Therefore, as far as possible, they should determine the expected future demand on the futures market, considering that the participants on the demand side are unwilling to take the risk. In that sense, the energy market differs from most other markets, in which the demand side can purchase reserves of goods for some time in the future and thus use their reserves and adjust their volume to the price fluctuations instead of using the futures market. A wide difference in flexibility between the demand and the supply increases the demand for futures contracts, which may translate to a negative value of the risk premium $-p_T < 0$. Therefore, futures contracts prices may exceed the expected future prices

on the spot market and yield a negative rate of return. This is why the ability to estimate the risk premium on the derivative contracts market is so important.

7. The Financial Instruments Market on the Polish Power Exchange

The total electrical energy trade volume on the Polish Power Exchange in 2017 was 111.7 TWh, which proves its high liquidity. Unfortunately, the Financial Instrument Markets never managed to leave the stage of infancy before being suspended. Since November 2015 until May 2018, i.e. for two and a half years, its trade volume has been practically non-existent in comparison to other markets on the Polish Power Exchange. During the first trading day on the Financial Instruments Market two transactions were made on the January futures contract (F_TGe24_M-01-16), with a volume of 1,488 MWh and value of PLN 231,012. The daily clearing price was 155.25 PLN/MWh [8, 14]. Until the end of 2017, these were the only transactions made since the launch of this market. In October 2017 the Board of Polish Power Exchange SA excluded monthly, quarterly and annual derivative contracts that concerned 2018 and 2019 from the exchange, effective from 19 October 2017. This implies that the futures contracts market failed to interest potential market participants, despite expectations that trading futures contracts could attract new customers, such as specialist investment funds, and that it would increase the market activity of existing market participants. Furthermore, an influx of entities operating on the market for purely speculative reasons was expected apart from entities willing to secure a position without a physical delivery of goods. It did not happen, financial institutions that suffered a severe impact of speculative activity on financial instrument markets in recent years were very careful in relation to the Financial Instruments Market run on the Polish Power Exchange. There were difficulties in acquiring market animators, which also has an important impact on the lack of liquidity of this market. The Polish Power Exchange is aware of the difficulties and undertakes broad activities to overcome them. First of all, development barriers must be identified and remedies must be applied. For example, power companies reported that entry to the market is obstructed primarily by the necessity of issuing orders on the Financial Instruments Market by securities brokers, while the profession of goods exchange broker was abolished on the goods market, and that fees and commissions applicable to hedging transactions are uncompetitive in relation to forward contracts on the Derivatives Goods Market. Since 1 January 2017 the Polish Power Exchange substantially reduced fees on the Financial Instruments Market, e.g. the fixed annual Financial Instruments Market participation is PLN 1000, previously PLN 100,000, while on the Derivatives Goods Market it is PLN 20,000. Such reduction in fees did not bring positive changes. To stimulate the activity of potential futures market participants, a wide-ranging information campaign needs to be carried out, its task ought to be to familiarize them with operation principles of the Financial Instruments Market on the Polish Power Exchange, introduce its advantages both from supply and demand sides, and to list the methods of risk mitigation of power price volatility. One should remember that the parties to the futures contracts

are ready to pay certain fees – futures premium – the premium for reduced risk of electrical energy volatility in the future. The experience of other exchange markets of this type show that the main incentives to participants are price transparency and knowledge of the futures premiums, which they pass to retail customers. Despite present difficulties, the Polish Power Exchange wants to accomplish their assumed objective related to the development of the Financial Instruments Market and the trade volume of electrical energy on the financial market of 80 TWh per year until 2020. In these activities, the Polish Power Exchange is reassured by the experience of other energy exchanges, on which a futures contracts market thrives and its trade volume exceeds several times physical supply markets.

8. Peer of the Financial Instruments Market on the Polish Power Exchange – the futures market on the Singapore Exchange

At a similar moment to when the Financial Instruments Market was launched at the Polish Power Exchange in 2015, the futures contracts for electric power were introduced on the exchange in Singapore (SGX) [11]. The financial instruments market on SGX has been developing rapidly in contrary to the one on the Polish Power Exchange, therefore understanding of its launch purpose, operation mechanisms and outcomes that it projected not only on the market participants, might be beneficial when establishing new development strategy of the Financial Instruments Market on the Polish Power Exchange. For instance, in Singapore on 31 May 2017 4186 quarterly futures contracts were traded with a volume of 376m USD.

The purpose of creating the Financial Instruments Market on the energy exchange in Singapore was to generate competitiveness among electrical energy consumers and to reduce the electrical energy tariffs applied on the retail market [1]. The market was created based on the experience of the exchanges operating in Australia and New Zealand that have similar purposes and are dominated by a small number of vertically integrated retail producers (operating on local markets). Furthermore, they are directed at new retail participants and increased competitiveness on the retail market, which has a direct impact on the electrical energy prices for final electricity consumers [9, 10, 11, 12, 13].

With the development of liquidity and transparency of the financial energy market of Australia and New Zealand, end consumers of electricity received significant benefits resulting from increased competitiveness on the retail market, price transparency and sign up for participation of new independent retailers. The results of investigation of the Australian market show that the development of financial instruments reduced the retail prices by approx. 7% in relation to the tariff prices for individual electricity consumers before the market emerged [12, 13].

The risk premium defined as the difference between the electrical energy futures market and spot market prices includes the level of the risk of the entities trading on the spot market and constitutes a risk-related tariff component for retail consumers. The risk premium shapes some energy costs, which is the key component of retail electricity tariffs. The analysis of series of futures and spot prices data in Australia shows that the development of

the futures market had a significant impact on the risk premium, which resulted in the reduction of retail prices by approx. 5–7% in relation to retail tariff prices [12].

Making similar assumptions about futures market operations as in Australia and New Zealand, it was estimated that the introduction of this market in Singapore will result that electrical energy consumers receive a benefit of 2.20 USD/MWh (which corresponds to a 1.1% reduction of the retail tariff). According to a 5-year forecast based on this estimation, the total amount of savings in Singapore will amount to USD 435 million and given the actual results of the futures contracts on SGX until May 2018, such statement is highly probable [11].

Early signs of emerging benefits have already been visible on the retail energy market in Singapore brought by entries of new market participants to the futures market during the analysed period. New products have been launched on the market. Wholesale prices of electricity decreased by at least 10% and futures contract prices diminished by 10% to 20% in relation to the ones effective on the launch day of the futures market. The behaviour of retail producers to offer lower prices than in 2015 was also noted. Better prices in 2016 and 2017 contributed to the downward pressure to reduce retail electricity prices in favour of energy consumers in Singapore [11].

9. Conclusion

In the paper, it has been proved that despite the negative tendencies visible on the Financial Instruments Market, introduced on the Polish Power Exchange in 2015, based on the TGe24 base index, the decision should not be withdrawn. This market has numerous advantages, however there are hazards to be aware of. The arguments for the development of this market are supplied in part by the analysis of benefits of the introduction of the Financial Instruments Market, at the same time, on the Singapore exchange (SGX). The analysis concluded that good organisational preparation of financial market launch has a key influence on its subsequent operation, therefore one needs to draw on experience of other power exchanges that were successful on the financial markets. Such recommendation was effectively applied by SGX as it was supported by experiences from the markets in Australia and New Zealand. However, the purpose of launching those markets was to generate competitiveness among electrical energy consumers and to cause a reduction of tariffs used on the retail market. They achieved it and forced a reduction of retail tariffs by approx. 5–7% in relation to the period before the launch of those markets. This is perceivable to any electricity consumer. The pre-requisite to obtaining such effect is the maintenance of liquidity on the Financial Instruments Market on the Polish Power Exchange. As shown by the experience of other countries, this can be achieved by admitting the participants of the retail electrical energy market to the Financial Instruments Market, in particular companies selling electricity to end consumers, not only the so-called official producers – separated from distribution companies, but also the so-called retail producers, operating only on the local market, which should however be offered a suitable form of participation. Furthermore, a broad information campaign should be continued, the culmination of which

will be a conscious participant, minimising their price risk and exerting price pressure to lower the retail price of electricity for end consumers, which is possible in part due to the transparency of electricity prices, their skills of evaluating the risk related to the variability of electrical energy prices and their willingness to pay to minimise it.

REFERENCES

1. Carron M., Aroyo J.M., Conejo A.J., "Abilevel stochastic programming approach for retailer futures market trading", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 24, No. 3, 2009, pp. 1446–1456.
2. Dąbrowska-Kauf G., "The technical reliability of electrical power objects in the formulation of management accountancy", *Industrial Engineering and Engineering Management*, 2008, IEEM 2008, Proceedings of IEEE International Conference on, Vol., Iss., Singapore, 8–11 Dec. 2008, pp. 556–560.
3. Dąbrowska-Kauf G., "Activity based costing management of two technical facilities reliability in enterprises of the power engineering sector. In *Electrical and Control Technologies-2006*". Proceedings of international conference, Kaunas, Lithuania, 4-5 May 2006. Kaunas: Technologija, 2006. pp. 70–75.
4. Dąbrowska-Kauf G.: "The risk management processes in electric energy trade in Poland" (Journal of KONBiN, Vol. 1, No. 1, 2006, pp. 1895–8281), In *The 4th International Conference on Safety and Reliability*. KONBiN, Kraków, 30th May – 2nd June 2006. Warszawa: ITWL, 2006. pp. 261–268.
5. Dąbrowska-Kauf G., "Innovations in power grid enterprises increasing effectiveness of processes ensuring continuity and quality of electric energy supplies", *Advances in Safety and Reliability ESREL 2005* (Kołowrocki), A.A. Balkema Publishers, London, UK, Vol. 2, pp. 421–427.
6. Dębski W., "Rynek finansowy I jego mechanizmy. Podstawy teorii i praktyki" [Financial market and its mechanisms. Basis of theory and practice], PWN, Warszawa, 2014.
7. Jonson B., Sogomonian A., "Electricity futures", *The US power market*, London: Risk Publication, 1997, pp. 83–98.
8. Kuteń M., "Rozpoczęcie notowań na rynku futures Giełdy Energii S.A." [Launch of futures market trading on the Polish Power Exchange], *Rynek Terminowy* 4/2002.
9. Mielczarski W., Michalik G., "Open Electricity Markets in Australia. Contract and spot prices", *IEEE Power Engineering Review, Power Engineering Letters*, No. 2, 1999.
10. https://www.ema.gov.sg/Electricity_Futures_Market.aspx
11. https://www.ema.gov.sg/Singapore_Energy_Statistics.aspx.
12. Australian Electricity Derivatives, https://www.asxenergy.com.au/products/electricity_futures/australian_power_indices.
13. Record high for New Zealand electricity futures market, <https://www.asx.com.au/documents/products/ASXNZElectricityFuturesandOptionsContractSpecificationsDecember2015.pdf>.
14. TGE, <http://www.polpx.pl/>.

Grażyna Dąbrowska-Kauf

Department of Power Engineering at Wrocław University of Technology

e-mail: grazyna.dabrowska-kauf@pwr.edu.pl

A graduate of the Faculty of Electrical Engineering at Wrocław University of Technology. University teacher at the Faculty of Electrical Engineering, Department of Power Engineering, Wrocław University of Technology, currently employed as an assistant professor. A recognised specialist in power engineering and management in power engineering. Active participant of science and technology conferences, several dozen papers published internationally and nationally, more than a dozen research reports. In 2014, received a Gold Medal for Long Service awarded by the President of the Republic of Poland for her scientific, research, didactic and organisational activity. Active participant of the activities of science and technology organisations (NOT, SEP). For her achievements in this activity, awarded a Gold and Silver SEP Honour Award and a Silver NOT Honour Award.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Kontrakty futures na Towarowej Giełdzie Energii

Autor

Grażyna Dąbrowska-Kauf

Słowa kluczowe

giełda, rynek finansowy, energia elektryczna, ryzyko, zabezpieczenie, obrót

Streszczenie

Na towarowej giełdzie energii (TGE) w 2015 roku uruchomiono rynek instrumentów finansowych RIF, wprowadzając do obrotu instrumenty pochodne – kontrakty futures, które są podstawowym narzędziem służącym do zabezpieczenia przed wahaniami cen energii elektrycznej na rynku spot. Pojawienie się instrumentów finansowych miało przyciągnąć na giełdę towarową instytucje finansowe, które miały dostarczać kapitału do budowania płynności na rynku giełdowym i przejąć ryzyko od branżowych podmiotów, których głównym celem powinno być skoncentrowanie się na podstawowej działalności. Dwa i pół roku funkcjonowania rynku finansowego na TGE charakteryzuje się praktycznie zerowym obrotem kontraktami futures. W artykule przedstawiono korzyści wynikające z obrotu tymi instrumentami w celu zainteresowania potencjalnych uczestników tego rynku do aktywnego uczestnictwa. Tym bardziej, że większość giełd energii elektrycznej zanotowało w tym okresie największe obroty właśnie w obszarze instrumentów pochodnych oraz dynamiczny ich wzrost, były one kila razy większe niż obrót kontraktami z fizyczną dostawą. Kontrakty futures przekładają się na przewidywalność cen energii elektrycznej, jakie ostatecznie płaci klient, i dlatego pełnią ważną rolę na rynku energii.

Data wpływu do redakcji: 17.04.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 31.08.2018

1. Wprowadzenie

Rynek instrumentów finansowych (RIF) uruchomiono na Towarowej Giełdzie Energii SA 4 listopada 2015 roku, na którym przedmiotem obrotu są rozliczane pieniężnie kontrakty futures oparte na indeksie cen energii elektrycznej TGe24 wyznaczanym na rynku dnia następnego (RDN) [14]. Kontrakty futures posiadają następujące istotne cechy rynkowe [6]:

- pełnią funkcję narzędzi służących do zabezpieczenia cen energii
- w zarządzaniu są produktem łatwiejszym i bardziej elastycznym, czyli umożliwiając uczestnikom rynku w pierwszym rzędzie zabezpieczyć cenę zakupu bez sztywnego przyjmowania pozycji wolumenowej
- zwiększają płynność całego rynku poprzez wzajemne oddziaływanie z rynkiem spot.

Rynek terminowy towarowy TGE jest drugim największym rynkiem w Europie, zatem wprowadzenie RIF miało na celu naturalne uzupełnienie oferty produktowej oraz wzmocnienie pozycji TGE w regionie, a następnie rozszerzenie tego rynku o kontrakty futures oparte na gazie. Ponadto przyjęto założenie, że w przyszłości rynek finansowy energii elektrycznej stopniowo będzie przejmować obroty towarowego rynku terminowego, ze względu na większą elastyczność transakcji futures niż dotychczas stosowanych kontraktów forward – z dostawą fizyczną. Natomiast uczestnik rynku poprzez nabycie wybranego instrumentu finansowego zagwarantuje sobie ustalony poziom ceny w wybranym przez siebie okresie notowań kontraktów futures. Status członka RIF uzyskało dotychczas siedem podmiotów, w tym trzy domy maklerskie. Instrumenty pochodne, podlegające obrotowi na RIF, dostarczają inwestorom efektywnego narzędzia do zarządzania ryzykiem cenowym

i przyjęcia odpowiednich strategii w zależności od zawieranych na rynku transakcji. Na rynku można zawierać trzy rodzaje transakcji: zabezpieczające (osłaniające przed niekorzystnymi zmianami cen instrumentów bazowych), arbitrażowe (wykorzystujące niedopasowanie cenowe na rynkach) oraz spekulacyjne (akceptujące bardzo wysokie ryzyko za wysoką stopę zwrotu).

2. Indeks TGe24 jako instrument bazowy kontraktów futures

Instrumentem bazowym kontraktów futures jest indeks TGe24 wyznaczany na podstawie transakcji giełdowych zawartych na produktach godzinowych w systemie notowań kursu jednolitego na I fixingu, który odbywa się na RDN dla energii elektrycznej. Obliczona i podana do publicznej wiadomości w dniu obrotu wartość indeksu TGe24 dotyczy dnia, w którym energia zakontraktowana na RDN zostanie odebrana lub dostarczona. Jest nim następny dzień kalendarzowy (dzień dostawy).

Indeks TGe24 jest obliczany codziennie także w dni świąteczne jako średnia arytmetyczna cen transakcji zawartych podczas I fixingu odbywającego się na RDN w poszczególnych godzinach z całej doby N-1 dla tej samej dostawy, czyli [8]:

$$TGe24 = \sum_{i=1}^j \frac{M_j}{j} \quad (1)$$

gdzie: j – liczba godzin doby dostawy (23–25 godz.), M_j – kurs fixingu dla j -tej godziny określony zgodnie z zasadami obrotu i rozliczeń dla energii elektrycznej na RDN.

Kontrakty terminowe na indeks TGe24 notowane są w następujących seriach:

- kontrakty miesięczne: 4 serie – cztery najbliższe miesiące kalendarzowe

- kontrakty kwartalne: 4 serie – cztery kolejne kwartały
- kontrakty roczne: 2 serie – dwa kolejne lata kalendarzowe.

Kontrakty futures oferowane na RIF są oznaczane jako $F_{TGE24_Z-kk-yy}$, gdzie Z przyjmuje odpowiednio: dla kontraktu miesięcznego – M , dla kwartalnego – Q , dla rocznego – Y , pozycja kk przyjmuje: dla kontraktów miesięcznych wartości z przedziału $01-12$, które odpowiadają miesiącowi danego kontraktu, dla kontraktów kwartalnych wartości z przedziału $01-04$ dla poszczególnych kwartałów, których dotyczą, dla rocznych przyjmuje wartość 00 . Ostatnie pole oznaczone jako yy zawiera dwie ostatnie cyfry roku, w którym kontrakt wygasa.

Kontrakty roczne i kwartalne podlegają procesowi kaskadowania (podziałowi). Kaskadowanie przeprowadza się w ostatnim dniu kalendarzowym poprzedzającym rozpoczęcie okresu kalendarzowego danej serii kontraktu po zakończeniu sesji na giełdzie w tym dniu:

- dla kontraktu rocznego – na jeden dzień przed rozpoczęciem okresu kalendarzowego kontraktu rocznego. Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych SA (IRGiT), uprawniona na podstawie umowy zawartej z giełdą do rozliczania i do rozrachunku transakcji zawieranych na RIF, dokonuje podziału zarejestrowanych przez IRGiT pozycji z kontraktu rocznego o najbliższym okresie kalendarzowym na taką samą liczbę pozycji na czterech najbliższych kontraktach kwartalnych o pokrywających się okresach kalendarzowych, z ulegającym podziałowi kontraktem rocznym. Jednocześnie IRGiT dokonuje podziału zarejestrowanych przez IRGiT pozycji z kontraktu kwartalnego o najbliższym okresie kalendarzowym na taką samą

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

liczbę pozycji na trzech najbliższych kontraktach miesięcznych o pokrywających się okresach kalendarzowych, z ulegającym podziałowi kontraktem kwartalnym. Suma nominalów pozycji nie ulega zmianie

- dla kontraktu kwartalnego – na jeden dzień przed rozpoczęciem okresu kalendarzowego kontraktu kwartalnego. IRGiT dokonuje podziału zarejestrowanych przez IRGiT pozycji z kontraktu kwartalnego o najbliższym okresie kalendarzowym na taką samą liczbę pozycji na trzech najbliższych kontraktach miesięcznych o pokrywających się okresach kalendarzowych, z ulegającym podziałowi kontraktem kwartalnym. W wyniku tej operacji suma nominalów pozycji nie ulega zmianie.

Rynek Instrumentów Finansowych jest nadzorowany przez KNF i rozliczany przez IRGiT oraz zróżnicowany ze względu na jego uczestników.

3. Rozliczanie kontraktów futures

W przypadku kontraktów futures kupno bądź sprzedaż nie wymaga pełnego zabezpieczenia transakcji w dniu jej zawarcia. Aby chronić uczestników przed ryzykiem niewypłacalności, giełda rozlicza kontrakty futures codziennie, na koniec sesji giełdowej [8, 14]. Otwarcie pozycji oznacza: kupno kontraktu futures (pozycja długa – *long futures*) lub sprzedaż kontraktu futures (pozycja krótka – *short futures*). Codziennie naliczane są zyski i straty na podstawie dziennego kursu rozliczeniowego – to kurs pochodzący z rynku futures, a nie spot. Pozycję otwartą na rynku futures można zamknąć, zawierając transakcję odwrotną, czyli kupno + sprzedaż lub sprzedaż + kupno, i pozostawić do ostatecznego rozliczenia w dniu wygaśnięcia. Jeżeli pozycja nie jest zamknięta przed wygaśnięciem, następuje automatyczne rozliczenie finansowe w dniu wygaśnięcia lub wykonania kontraktu futures.

Profil wypłaty dla pozycji długiej, czyli zakupu kontraktu, może wiązać się z zyskiem lub stratą w stosunku do pozycji otwartej, w zależności od kursu kontraktu instrumentu bazowego. Kupujący zajmujący pozycję długą liczy na wzrost kursu kontraktu.

Profil wypłaty dla pozycji krótkiej, czyli sprzedaż lub wystawienie kontraktu, może wiązać się z zyskiem lub stratą w stosunku do pozycji otwartej, w zależności od kursu kontraktu instrumentu bazowego. Sprzedający zajmujący pozycję krótką liczy na spadek kursu kontraktu.

Równanie do rynku (*mark to market*) jest procedurą polegającą na rozliczaniu pieniężnym zysków/strat wynikających ze zmiany cen kontraktów futures w skali jednego dnia.

W rozliczeniach kontraktów futures stosuje się następujące kursy rozliczeniowe:

- dzienny kurs rozliczeniowy (DKR) – wyznaczany po każdej sesji, od momentu zawarcia pierwszej transakcji na danej serii kontraktów. Każda seria futures ma swój własny DKR, który służy – na bazie depozytów zabezpieczających w okresie notowania danej serii kontraktu futures – do dziennego rozliczania zysków/strat na rynku futures (*mark to market*). DKR jest

określany podczas fixingu na zamknięcie notowań ciągłych (*call auction*)

- ostateczny kurs rozliczeniowy (OKR) – wyliczany wyłącznie dla wygasającej serii kontraktu miesięcznego w jego ostatnim dniu obrotu. OKR określany jest jako średnia arytmetyczna wszystkich wartości indeksu bazowego ustalonych dla dostawy energii elektrycznej we wszystkich dniach okresu wykonania danej serii kontraktu miesięcznego. OKR służy do wykonania ostatecznych rozrachunków – ostatecznego rozliczenia pieniężnego pozycji na rynku futures w momencie wygaśnięcia kontraktu miesięcznego (dla pozycji niezamkniętych).

4. Dźwignia finansowa w kontraktach futures

Kontrakty futures są tak skonstruowane, że wykorzystują efekt dźwigni finansowej, ponieważ w celu zawarcia transakcji uczestnik nie musi posiadać całej kwoty odpowiadającej wartości instrumentu, a jedynie pewną, określoną procentowo jej część. Zatem wartość bezwzględna stopy zwrotu z inwestycji w instrument pochodny zazwyczaj znacznie przewyższa analogiczną stopę zwrotu w danym okresie czasu dla instrumentu bazowego. Zabezpieczenie płynności rozliczeń odbywa się w systemie gwarantowania rozliczeń, prowadzonych przez IRGiT dla RIF, obejmującym:

- depozyty zabezpieczające – wartość depozytu zabezpieczającego jest naliczana od momentu otwarcia pozycji do momentu jej zamknięcia lub do dnia wygaśnięcia danej serii kontraktu terminowego, codziennie dla każdego rozliczającego uczestnika izby, i rejestrowana na jego koncie rozliczeniowym. Otwarcie pozycji na rynku terminowym wiąże się z koniecznością wniesienia depozytu zabezpieczającego. Depozyt zabezpieczający dzieli się na depozyt wstępny i depozyt uzupełniający. Minimalną wartość depozytów wnoszonych przez członka giełdy określa Giełdowa Izba Rozliczeniowa. Wielkość depozytów na koncie zmienia się codziennie, w zależności od zmian dziennego kursu rozliczeniowego kontraktu
- depozyty transakcyjne – służą do zabezpieczenia rozrachunku, czyli zabezpieczenia obciążenia lub uznania rachunku bankowego rozliczającego uczestnika izby, w związku z transakcją zawartą na giełdzie, odpowiednio do ustalonych w trakcie rozliczenia kwot świadczeń
- limity transakcyjne – są wprowadzone w celu zabezpieczenia obrotu, dotyczą poszczególnych rozliczających uczestników izby
- fundusz gwarancyjny – służy zabezpieczeniu prawidłowego wykonania zobowiązań wynikających z prowadzonych przez izbę rozliczeń transakcji zawieranych na giełdzie.

Depozyt uzupełniający dla uprzednio otwartej pozycji wyznacza się według następującej zasady: pozycja długa/krótka (wielkość) x wolumen kontraktu x (dzisiejszy kurs rozliczeniowy – wczorajszy kurs rozliczeniowy).

Depozyt uzupełniający dla nowo otwartej pozycji (w danym dniu) wyznacza się

według następującej zasady: wolumen transakcji x wolumen kontraktu x (dzisiejszy kurs rozliczeniowy – kurs zawarcia transakcji).

5. Funkcja zabezpieczająca – hedging kontraktów futures

Transakcje zabezpieczające – hedging na rynku instrumentów pochodnych – mają doprowadzić do minimalizacji strat na rynku spot (kasowym/RDN). Pozycja zajmowana na rynku futures przez dany podmiot jest efektem pozycji, którą dany podmiot ma lub będzie miał na rynku spot. Celem hedging jest minimalizacja strat, a nie maksymalizacja zysku. Jeżeli uczestnik RIF nie ma pozycji na rynku spot lub nie będzie miał pozycji na rynku spot, to działając na rynku futures, spekuluje, a nie zabezpiecza się. Zabezpieczenie się przed niekorzystną zmianą ceny, dzięki zawarciu transakcji w danej chwili po znanych cenach, pozbawia go możliwości niespodziewanego zysku, oddając ryzyko spekulantom.

Istotą transakcji zabezpieczających jest wykorzystanie instrumentu futures w relacji przeciwstawnej do transakcji zawartej na rynku kasowym. Przykłady transakcji zabezpieczających na rynku futures dla różnych pozycji:

- **pozycja długa, czyli zakup futures**, zarabia na wzroście cen. Na przykład otwierając pozycję długą w dniu t_1 , zakupiono 20 kontraktów miesięcznych (każdy po 720 MWh) po kursie 170 PLN/MWh, a w dniu t_2 postanowiono ją zamknąć, czyli sprzedać 20 kontraktów po kursie 190 PLN /MWh. Efektem tej transakcji jest zysk wynoszący odpowiednio: $(190 - 170 \text{ PLN/MWh}) \times 720 \text{ MWh} \times 20 = 288 \text{ tys. złotych}$, wyliczony zgodnie z regułą: $(\text{sprzedaż} - \text{kupno}) \times \text{wolumen kontraktu} \times \text{liczba kontraktów}$
- **pozycja krótka, czyli sprzedaż futures**, zarabia na spadku cen. Na przykład otwierając pozycję krótką w dniu t_1 , sprzedano 20 kontraktów miesięcznych (każdy po 720 MWh) po kursie 190 PLN/MWh. Następnie w czasie t_2 zamknięto pozycję, kupując 20 kontraktów po kursie 170 PLN /MWh. Efektem tej transakcji jest zysk wynoszący odpowiednio: $(190 - 170 \text{ PLN/MWh}) \times 720 \text{ MWh} \times 20 = 288 \text{ tys. złotych}$, wyliczony zgodnie z regułą: $(\text{kupno} - \text{sprzedaż}) \times \text{wolumen kontraktu} \times \text{liczba kontraktów}$.

Połączenie pozycji długiej i krótkiej pozwala na skonstruowanie pozycji zabezpieczonej, jeżeli ceny, po jakim utworzono pozycje długą i krótką, są jednakowe, wówczas jest to pozycja doskonale skorelowana. W sytuacji tej inwestor utrzymuje wartość swojego portfela, który nie jest wrażliwy na zmiany kursów na rynku [7, 10, 14]. W tab. 1 podano efekty transakcji zabezpieczających dla producentów i odbiorców energii elektrycznej działających równocześnie na rynku spot i rynku futures.

6. Premia za ryzyko na rynku kontraktów futures

Cenę kontraktu futures $F_{t,T}$ w czasie t dla dostawy w czasie $t + T$, gdzie T oznacza czas do terminu zapadalności kontraktu futures, można wyznaczyć, posługując się:

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

	Wytwórca energii	Odbiorca energii
Rynek spot	Obawa przed spadkiem cen -> spadek cen spowoduje stratę	Obawa przed wzrostem cen -> wzrost cen spowoduje stratę
Cel działań na rynku futures	Na rynku futures zabezpieczamy się przed spadkiem cen	Na rynku futures zabezpieczamy się przed wzrostem cen
Rynek futures	Jak zarobić na spadku cen -> sprzedaje się kontrakt futures -> sprzedaż drożej, odkupienie kontraktu taniej -> zysk	Jak zarobić na wzroście cen -> kupuje się kontrakt futures -> kupno taniej, sprzedaż drożej -> zysk
Łączny rezultat	Strata na spot + zyski na futures -> ograniczenie strat	Strata na spot + zyski na futures -> ograniczenie strat

Tab. 1. Efekty transakcji zabezpieczających ceny energii elektrycznej producentów i odbiorców energii elektrycznej działających równocześnie na rynku spot i rynku futures

- oczekiwaną w przyszłości ceną instrumentu bazowego na rynku spot $E_t(S_{t+T})$ w czasie t , gdzie S_{t+T} jest ceną ustaloną na rynku spot instrumentu bazowego w czasie $t + T$
- premią za ponoszone ryzyko związane z różnicą cen na rynku futures i spot, wynoszącą odpowiednio $p_T = -(r_T - i_T)$, gdzie i_T oznacza odpowiednią stopę dyskontową dla inwestycji w kontrakt futures w okresie T , podczas gdy r_T jest wolną od ryzyka stopą procentową w okresie T .

Cena ta wynosi odpowiednio [6, 7]:

$$F_{t,T} = E_t(S_{t+T})e^{(r_T - i_T)T} = E_t(S_{t+T})e^{(-p_T)T} \quad (2)$$

Wytwórcy energii elektrycznej, odpowiedzialni za stronę podażową, kierując się niechęcią do ryzyka, chcą zabezpieczyć się na rynku futures przed prawdopodobnym wystąpieniem w przyszłości niższych cen na rynku futures niż oczekiwanych przyszłych cen na rynku spot ($p_T > 0$). Przeciwna relacja ($p_T < 0$) pojawi się, kiedy strona odpowiedzialna za popyt wykazuje dużo większą niechęć do ryzyka niż strona odpowiedzialna za podaź. Premia za ryzyko może prowadzić do akceptowania kosztów magazynowania i premii za posiadanie fizyczne towaru. Innym sposobem wyjaśniania premii za ryzyko jest uznanie kontraktów futures jako aktywów finansowych i porównanie ich z innymi aktywami na rynku giełdowym papierów wartościowych. Jeśli stopa zwrotu z kontraktów futures jest ujemnie skorelowana z poziomem notowań innych instrumentów finansowych, wówczas zawarte kontrakty futures mogą charakteryzować się ujemnym ryzykiem systematycznym i oczekiwana stopa zwrotu będzie wyższa niż stopa procentowa wolna od ryzyka ($i_T > r_T$ lub $p_T > 0$).

Brak zdolności do magazynowania energii elektrycznej i fizycznych warunków do stałego dopasowania dostaw do popytu powoduje, że rynek energii różni się zasadniczo od innych rynków towarowych. W związku z tym istnieje potrzeba identyfikacji motywacji związanej z premią do ponoszenia ryzyka na rynku kontraktów futures. Premia za ponoszenie ryzyka może wystąpić, jeżeli liczba uczestników po stronie dostawców różni się znacznie od liczby związanej ze stroną popytową lub jeśli stopień awersji do ponoszenia ryzyka różni się znacząco między obiema stronami. Na rynku futures powinno znaleźć się wiele uczestników związanych z wytwarzaniem energii i realizujących usługi w zakresie jej dostaw do końcowego odbiorcy [3, 4].

Wtedy nie ma żadnego powodu do przekonania, że rynek futures sprzyja jednej z dwóch stron w aspekcie liczby uczestników. Jakkolwiek można zauważyć, że elastyczność dostosowania wielkości dostaw do strony popytowej jest zasadniczo różna. Wytwórcy mogą kontrolować część swojej produkcji w krótkim okresie czasu. Dzięki temu mogą czerpać korzyści z wahań cen na rynku poprzez dopasowanie wytwarzania energii do potrzeb rynku. Dlatego nie ma sensu ustalać ceny na rynku futures dla wszystkich zaplanowanych dostaw energii elektrycznej w przyszłości [2, 5]. Elastyczność wytwarzania tworzy możliwości zyskowności wynikające z cen energii uzyskiwanych w szczycie na dzień przed na rynku spot i w okresie zbliżającym się do terminu wykonania kontraktu futures. Sytuacja strony popytowej jest zupełnie inna, ponieważ uczestnicy tej strony mają ograniczone możliwości dopasowania popytu do cen. Dlatego, na ile jest to możliwe, powinni określić oczekiwany w przyszłości popyt na rynku futures, zważywszy, że uczestnicy strony popytowej niechętnie podejmują ryzyko. W tym sensie rynek energii odbiega od większości innych rynków, gdzie strona popytowa może zaopatrywać się w zapasy towarów na jakiś czas w przyszłości i w ten sposób używać zapasów do dopasowania ich ilości do wahań cen, zamiast korzystać z rynku futures. Jeśli występuje różnica w elastyczności między popytem i dostawą, zwiększa się popyt na kontrakty futures, co może się przełożyć na ujemną wartość premii za ryzyko – $p_T < 0$. Zatem ceny kontraktów futures mogą przewyższać oczekiwane przyszłe ceny na rynku spot i charakteryzować się ujemną stopą zwrotu. Dlatego tak istotne jest posiadanie umiejętności w zakresie szacowania premii za wystąpienie ryzyka na rynku kontraktów terminowych.

7. Rynek Instrumentów Finansowych na TGE

Łączny wolumen obrotu energią elektryczną na TGE wyniósł w 2017 roku 111,7 TWh, co świadczy o jego wysokiej płynności. Niestety, rynek instrumentów finansowych okazał się rynkiem schyłkowym, a nie rozwijającym. Praktycznie obrót od jego uruchomienia w listopadzie 2015 roku do maja 2018 roku, czyli w okresie dwóch i pół roku, był zerowy w stosunku do pozostałych rynków giełdowych energii elektrycznej na TGE. Tylko podczas pierwszego dnia notowań na RIF zawarto dwie transakcje na styczniowym kontrakcie futures (F_TGE24_M-01-16) o wolumenie 1488 MWh i wartości 231 012 zł. Dzienny kurs rozliczeniowy wyniósł 155,25 zł/MWh [8, 14]. Do końca

2017 roku były to jedyne transakcje, jakie zostały zawarte od dnia rozpoczęcia działalności tego rynku. Zarząd Towarowej Giełdy Energii SA w październiku 2017 roku wykluczył z obrotu giełdowego od 19 października 2017 roku, rozumianego jako dzień obrotu, instrumenty pochodne na RIF – kontrakty: miesięczne, kwartalne i roczne dotyczące 2018 i 2019 roku. Wynika stąd, że rynek kontraktów futures nie zainteresował potencjalnych uczestników tego rynku, chociaż liczone, że obrót kontraktami futures przyciągnie nowych klientów (np. specjalistyczne fundusze inwestycyjne) oraz zwiększy aktywność na rynku dotychczasowych graczy, a także spodziewano się napływu podmiotów działających na rynku z powodów czysto spekulacyjnych, poza podmiotami chcącymi zabezpieczyć pozycję bez fizycznej dostawy towaru. Tak się nie stało, ponieważ instytucje finansowe ciężko doświadczone w ostatnich latach działalnością spekulacyjną na rynkach instrumentów finansowych zachowały się bardzo ostrożnie wobec wprowadzanego RIF na TGE. Wystąpiły trudności w pozyskaniu animatorów rynku, co ma również istotny wpływ na brak płynności tego rynku. TGE jest świadoma występujących trudności i podejmuje szerokie działania, aby je pokonać. Przede wszystkim należy jak najszybciej zidentyfikować bariery jego rozwoju i podjąć stosowne środki zaradcze. Na przykład przedsiębiorstwa energetyczne zgłaszały, że wejście na rynek utrudnia przede wszystkim konieczność składania zleceń na RIF przez maklerów papierów wartościowych, podczas gdy na rynku towarowym zniesiono zawód maklera giełd towarowych oraz występowanie niekonkurencyjnych opłat i prowizji w transakcjach zabezpieczających w stosunku do kontraktów forward na towarowym rynku terminowym RTT. Od 1 stycznia 2017 roku TGE na RIF znacznie zmniejszyły się opłaty, np. opłata stała roczna za uczestnictwo w RIF wynosi 1000 zł, a poprzednio wynosiła 100 000 zł, natomiast za uczestnictwo w RTT wynosi 20 000 zł. Obniżka tych opłat również nie przyniosła pozytywnych zmian. Aby zwiększyć aktywność potencjalnych uczestników rynku kontraktów futures, należałoby przeprowadzić szeroką akcję informacyjną w celu zapoznania ich z zasadami funkcjonowania RIF na TGE, przedstawić jego zalety z punktu widzenia strony podażowej i popytowej, podać metody zmniejszania występujących zagrożeń w zakresie wahań cen energii elektrycznej. Należy pamiętać, że strony zawierające kontrakty futures są gotowe do ponoszenia określonych opłat (premií futures) za zmniejszenie ryzyka

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

zmienności cen energii elektrycznej w przyszłości. Z doświadczeń innych rynków giełdowych tego typu wynika, że główną zachętą dla uczestników RIF są przede wszystkim: transparentność cen i znajomość wielkości premii futures, którą mogą przerzucić na konsumentów detalicznych.

Mimo występujących aktualnie przeciwności TGE chce zrealizować założony cel związany z rozwojem RIF i osiągnąć do 2020 roku obroty na poziomie około 80 TWh w ciągu roku. W działaniach tych utwierdzają TGE doświadczenia płynące z innych giełd energii, na których rynek kontraktów futures działa prężnie, a jego obroty przewyższają kilkakrotnie obroty na rynkach z dostawą fizyczną.

8. Rynek kontraktów futures na Giełdzie w Singapurze – równoległe RIF na TGE

W tym samym czasie, gdy uruchamiano RIF na TGE SA w Warszawie w 2015 roku, wprowadzono kontrakty futures na energię elektryczną na giełdzie w Singapurze (SGX) [11]. RIF na SGX rozwija się bardzo dynamicznie w przeciwieństwie do krajowego RIF na TGE, dlatego znajomość celu jego tworzenia, zasad funkcjonowania oraz efektów, jakie przyniósł nie tylko uczestnikom tego rynku, może być przydatna z punktu ustalenia nowej strategii rozwoju RIF na TGE SA. Na przykład 31 maja 2017 roku w obrocie było 4186 kontraktów futures kwartalnych o wolumenie obrotu odpowiadającym łącznej wartości 376 mln dolarów. Celem utworzonego Rynku Instrumentów Finansowych na giełdzie energii w Singapurze było wykreowanie konkurencyjności wśród konsumentów energii elektrycznej i doprowadzenie do zmniejszenia wysokości taryf energii elektrycznej stosowanych na rynku detalicznym [1].

Rynek kontraktów futures na SGX został utworzony na bazie doświadczeń zaczerpniętych z giełd funkcjonujących w Australii i Nowej Zelandii, które mają podobne cele i są zdominowane przez małą liczbę pionowo zintegrowanych wytwórców detalicznych (działających na rynkach lokalnych). Ponadto są one nakierowane na pozyskanie nowych detalicznych uczestników oraz na wprowadzanie większej konkurencji na rynku detalicznym, co ma bezpośrednio przełożyć na ceny energii elektrycznej dla końcowych odbiorców energii elektrycznej [9, 10, 11, 12, 13].

Z rozwojem płynności i przejrzystości rynków finansowych energii w Australii i Nowej Zelandii końcowi odbiorcy energii odnotowali znaczne korzyści będące efektem zwiększenia konkurencyjności na rynku detalicznym, przejrzystości cen oraz zgłoszeniem uczestnictwa nowych niezależnych sprzedawców detalicznych. Wyniki badań rynku australijskiego pokazują, że rozwój rynku instrumentów finansowych spowodował zmniejszenie cen dla detalistów o ok. 7% w stosunku do cen taryfowych dla indywidualnych odbiorców energii elektrycznej, kiedy tego rynku nie było [12, 13].

Premia za ryzyko (futures) określona jako różnica cen na rynku futures i rynku spot energii elektrycznej uwzględnia poziom ryzyka handlujących na rynku spot oraz stanowi składnik taryfy związany z ryzykiem dla odbiorców detalicznych. Premia za

ryzyko kształtuje część kosztów energii, która stanowi kluczowy składnik detalicznych taryf elektrycznych. Analiza serii danych dotyczących cen futures i spot w Australii pokazuje, że rozwój rynku futures znacząco wpływa na premię za ryzyko, której wynikiem było zmniejszenie cen detalicznych o ok. 5–7% w stosunku do detalicznych cen taryfowych [12].

Przyjmując założenia działania rynku kontraktów futures w Singapurze analogiczne do rynków finansowych w Australii i Nowej Zelandii, oszacowano, że wprowadzenie tego rynku spowoduje, iż konsumenci energii elektrycznej uzyskają korzyści w postaci 2,20 dolara/MWh (co odpowiada zmniejszeniu o 1,1% wysokości taryfy odbiorców detalicznych). Według prognozy 5-letniej opartej na tym szacunku wynika, że w Singapurze łączna kwota oszczędności z tego tytułu wyniesie około 435 mln dolarów i jest to bardzo prawdopodobne, co potwierdzają osiągnięte wyniki za okres od wprowadzenia RIF na SGX do maja 2018 roku [11].

Na rynku detalicznym energii w Singapurze są już widoczne wczesne sygnały pojawiających się korzyści, związane z wejściem na rynek energii futures nowych uczestników na przestrzeni analizowanego okresu. Oferowane są nowe produkty na tym rynku. Ceny hurtowe energii elektrycznej zmniejszyły się co najmniej o 10% i ceny kontraktów futures zmniejszyły się od 10% do 20% w stosunku do obowiązujących na dzień uruchomienia RIF. Już zanotowano zjawisko oferowania przez detalicznych wytwórców, na przestrzeni okresu dwupółrocznego, niższych cen niż w 2015 roku. Niższe ceny energii elektrycznej w latach 2016–2017 przyczyniły się do wywierania odgórznej presji na zmniejszenie cen detalicznych energii elektrycznej na korzyść konsumentów energii w Singapurze.

9. Wnioski

W artykule wykazano, że pomimo negatywnych tendencji, jakie się ujawniły na RIF, wprowadzonym w 2015 w roku na TGE, opartym na instrumencie bazowym indeksie TGE24, nie należy się wycofywać z podjętej decyzji. Jest wiele zalet tego rynku, ale też istnieje zagrożenie, z których należy zdawać sobie sprawę. Argumentów wspierających rozwój tego rynku dostarcza między innymi analiza korzyści wynikających z wprowadzenia RIF w tym samym czasie na giełdzie w Singapurze (SGX), która wykazała, że dobre przygotowanie organizacyjnego wdrożenia rynków finansowych ma decydujący wpływ na jego funkcjonowanie, dlatego należy czerpać doświadczenia z innych giełd energii elektrycznej, które odniosły już sukces na tych rynkach. Z powodzeniem to zalecenie wykorzystano przy uruchamianiu RIF na SGX, wspierając się doświadczeniami pochodzącymi z rynków funkcjonujących w Australii i Nowej Zelandii. Przy czym celem wprowadzenia tych rynków było wykreowanie konkurencyjnych mechanizmów, które w konsekwencji przełożą się na konsumentów energii elektrycznej poprzez zmniejszenia wysokości taryf stosowanych na rynku detalicznym. Co zostało przez nie osiągnięte i doprowadzono do wymuszenia

zmniejszenia taryf detalicznych o około 5–7% w stosunku do okresu, kiedy te rynki nie funkcjonowały. Fakt ten jest odczuwany przez każdego konsumenta energii elektrycznej. Warunkiem uzyskania takiego efektu jest zachowanie płynności na RIF na TGE. Jak wskazują doświadczenia innych krajów, można to uzyskać przez dopuszczenie do RIF uczestników rynku detalicznego energii elektrycznej, zwłaszcza spółek zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej dla odbiorców końcowych nie tylko tzw. urzędowych – wydzielonych ze spółek dystrybucyjnych oraz tzw. detalicznych wytwórców, czyli działających tylko na rynku lokalnym, przy czym należałoby im zaproponować odpowiednią formę uczestnictwa. Ponadto należy dalej prowadzić szeroką kampanię informacyjną, której zwieńczeniem będzie świadomy uczestnik, który uczestnicząc w tym rynku, zminimalizuje swoje ryzyko cenowe i wywrze presję cenową na obniżenie ceny detalicznej energii elektrycznej odbiorcom końcowym, co jest możliwe między innymi dzięki transparentności cen energii elektrycznej i umiejętnościom w ocenie ryzyka związanego ze zmiennością cen energii elektrycznej w przyszłości oraz chęci ponoszenia opłat za jego minimalizację.

Bibliografia

1. Carron M., Aroyo J.M., Conejo A.J., Abilevel stochastic programming approach for retailer futures market trading, *IEEE Transactions. Power Systems* 2009, Vol. 24, No. 3, s. 1446–1456.
2. Dąbrowska-Kauf G., The technical reliability of electrical power objects in the formulation of management accountancy, *Industrial Engineering and Engineering Management*, 2008, IEEM 2008, Proceedings of IEEE International Conference on, Singapore, 8–11 Dec. 2008, s. 556–560.
3. Dąbrowska-Kauf G., Activity based costing management of two technical facilities reliability in enterprises of the power engineering sector. In *Electrical and Control Technologies-2006*. Proceedings of international conference, Kaunas, Lithuania, 4–5 May 2006. Kaunas: *Technologija*, 2006. s. 70–75.
4. Dąbrowska-Kauf G., The risk management processes in electric energy trade in Poland (*Journal of KONBiN* 2006, Vol. 1, No. 1, s. 1895–8281), In *The 4th International Conference on Safety and Reliability*. KONBiN, Kraków, 30th May – 2nd June 2006, Warszawa 2006, s. 261–268.
5. Dąbrowska-Kauf G., Innovations in power grid enterprises increasing effectiveness of processes ensuring continuity and quality of electric energy supplies, *Advances in Safety and Reliability ESREL 2005* (Kołowrocki), A. A. Balkema Publishers, London, UK, Vol. 2, s. 421–427.
6. Dębski W., Rynek finansowy i jego mechanizmy, *Podstawy teorii i praktyki*, PWN, Warszawa 2014.
7. Jonson B., Sogomonian A., *Electricity futures, The US power market*, London: Risk Publication, 1997, s. 83–98.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–28. When referring to the article please refer to the original text.

PL

8. Kuteń M., Rozpoczęcie notowań na rynku futures Giełdy Energii S.A., *Rynek Terminowy* 4/2002.
9. Mielczarski W., Michalik G., Open Electricity Markets in Australia. Contract and spot prices, *IEEE Power Engineering Review*, *Power Engineering Letters* 1999, No. 2.
10. https://www.ema.gov.sg/Electricity_Futures_Market.aspx.
11. https://www.ema.gov.sg/Singapore_Energy_Statistics.aspx.
12. Australian Electricity Derivatives [online], https://www.asxenergy.com.au/products/electricity_futures/australian_power_indices.
13. Record high for New Zealand electricity futures market [online], <https://www.asx.com.au/documents/products/ASXNZElectricityFuturesandOptionsContractSpecificationsDecember2015.pdf>.
14. TGE [online], <http://www.polpx.pl/>.

Grażyna Dąbrowska-Kauf

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: grazyna.dabrowska-kauf@pwr.edu.pl

Absolwentka Wydziału Elektrycznego Politechniki Wroclawskiej. Jest nauczycielem akademickim na Wydziale Elektrycznym w Katedrze Energoelektryki Politechniki Wroclawskiej, obecnie zatrudniona na stanowisku docenta. To uznana specjalistka z zakresu elektroenergetyki oraz zarządzania w elektroenergetyce. Bierze czynny udział w konferencjach naukowo-technicznych, ma w swym dorobku kilkadziesiąt publikacji zagranicznych i krajowych oraz kilkanaście raportów z prac badawczych. W 2014 roku otrzymała Złoty Medal za długoletnią służbę, przyznany przez prezydenta RP za działalność naukową, badawczą, dydaktyczną i organizacyjną. Aktywnie uczestniczy też w działalności organizacji naukowo-technicznych (NOT, SEP). Za osiągnięcia w tej działalności została uhonorowana Srebrną i Złotą Odznaką Honorową SEP i oraz Srebrną Odznaką Honorową NOT.