

ТЕНДЕНЦИИ И ПРОГНОЗИ ЗА БАЛАНСИРАЩИЯ ПАЗАР В БЪЛГАРИЯ ПРИ УСЛОВИЯТА НА ЕНЕРГИЕН ПРЕХОД

Димитрина Коева^{1*}, Ралена Куткарска²

¹Технически университет - Габрово, ул. „Хаджи Димитър“ № 4, Габрово, България, e-mail: dkoeva@tugab.bg

²Община Сливен, бул. „Цар Освободител“ № 1, Сливен, България, e-mail: ralena.dimitrova@gmail.com

* dkoeva@tugab.bg

TRENDS AND FORECASTS FOR BULGARIA'S ENERGY TRANSITION BALANCING MARKET

Dimitrina Koeva^{1*}, Ralena Kutkarska²

¹Technical University of Gabrovo, 4 Hadgi Dimitar Str., Gabrovo, Bulgaria;

²Municipality of Sliven, 1 Tsar Osoboditel Blvd, 8800 Sliven, Bulgaria;

³Institution, Address, Town, Country;

* dkoeva@tugab.bg

Abstract

This study aims to conduct an analysis of the dynamics of the balancing market in the context of the upcoming energy transition. By empirically examining historical data on gross and net electricity production, imports, exports, net domestic consumption and losses in the power system, key trends are identified and reliable forecasts of future market developments are built. The study demonstrates that the energy transition, characterized by an increasing share of renewable energy sources and decentralization of energy production, has a significant impact on the functioning of the balancing market. The volatility of renewable generation, when considered alongside changing consumption patterns, increases the necessity for balancing services and creates new challenges for electricity system operators. By applying various forecasting methods, the potential implications of these trends for the future of the balancing market are assessed. The study underscores the necessity for sustained efforts to adapt the regulatory framework and market mechanisms to the evolving conditions of the energy transition. The results of this study can be useful for the development of policies aimed at ensuring the security, reliability and resilience of electricity systems in the future.

Keywords: forecast, balancing market, energy transition.

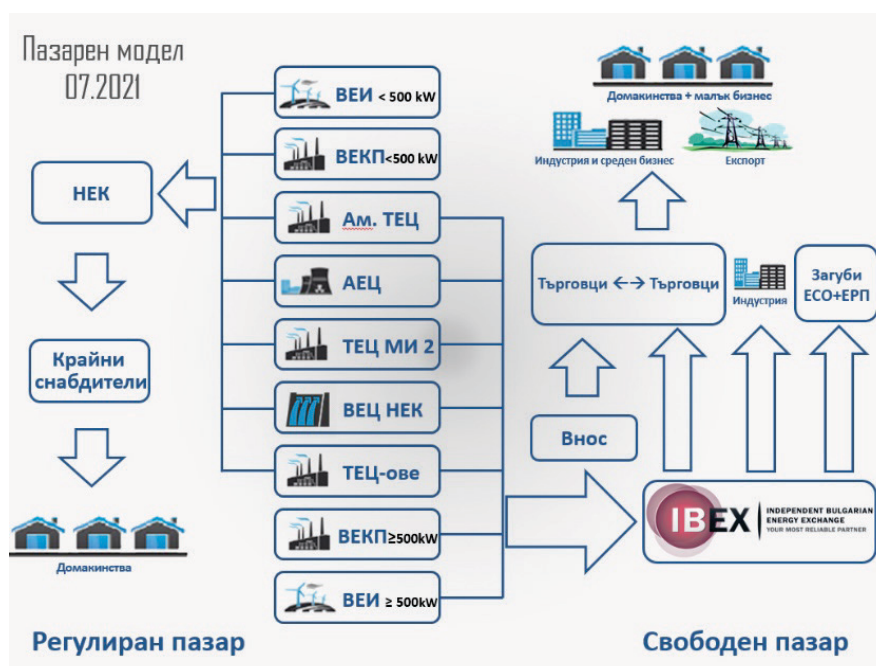
НЯКОИ АСПЕКТИ ПРИ АНАЛИЗА НА ПАЗАРА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ В БЪЛГАРИЯ

Пазарът на електроенергия в Република България е в процес на поетапна либерализация, стартираше още през 2004 г. и продължаваща и до днес. Той се състои от два сегмента – сегмент с регулирани цени и сегмент със свободно договорени цени или т. нар. свободен пазар. На регулирания сегмент цените на електроенергията се утвърждават от Ко-

мисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР), а потребителите се обслужват от крайните снабдители (дъщерни дружества на електроразпределителните компании) разпределени на териториален принцип. Към момента този сегмент включва само битовите потребители (домакинствата). От 1-ви юли 2021 всички стопански потребители излязоха на свободен пазар. По този начин на регулирания пазар останаха само битовите потребители.

На свободния сегмент клиентите могат да сменят своя доставчик на електроенергия без географското им местоположение да влияе на това. Потребителите продължават да заплащат цени за пренос и достъп до мрежата, към която са присъединени (преносна или разпределителна). На свободния пазар КЕВР не определя цената на електроенергията. Комисията има единствено роля на регулатор, който осъществява контрол над пазарните участници. Тя има правомощията да определя Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), размера на мрежовите такси и цена „Задължения към обществото“. Енергията за свободен пазар се закупува от търговците, крайните индустриални потребители и мрежовите оператори по свободно договорени цени и/или от платформите на Българска независима енергийна борса (БНЕБ). От 2018 г. влязоха в сила измененията в Закона за енергетиката, задължаващи про-

изводителите с инсталирана мощност над 5 MW предлагащи електроенергия на свободен пазар да продават единствено през платформите на БНЕБ. В последствие (с измененията в ЗЕ от 08.05.2018 г.) да продават единствено през борсата на свободен пазар бяха задължение и производителите от Високо-ефективно комбинирано производство (ВЕКП) и от Възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) с инсталирана мощност равна и над 4MW. С последните изменения в Закона за енергетиката, всички производители от ВЕИ и ВЕКП с инсталирана мощност по-голяма или равна на 500kW трябва задължително да предлагат електроенергията си на борсата. Тези промени, както и задължението от 01.07.2021 всички стопански потребители да са част от свободния пазар, съществено измениха пазарния модел (Фиг.1).



Фиг. 1 Модел на функциониране на пазара на електроенергия в България от 01.07.2021г.

В съответствие с процеса на либерализация, вътрешният електроенергиен пазар бе изграден върху модела на двустранни договори и балансиращ пазар.

Потребителите сключват договори с търговците за доставка на количества електроенергия, а от своя страна търговците закупуват необходимата електроенергия

за нуждите на своите клиенти от производителите. На дневна база производители, търговци и координатори на балансиращи групи (основно търговци) известяват на Електроенергийния системен оператор (ЕСО) дневните почасови графици за производство и консумация за следващия ден. Когато се появи несъответствие между заявените количества енергия и фактическото потребление или производство, ЕСО като оператор на балансиращия пазар покрива небалансите – разликите между предварително заявените и реално използваните /произведени количества. Произхождащите от това разходи се начисляват на съответните пазарни участници под формата на цени за балансираща енергия.

Дълго време основни участници на свободния пазар бяха големите държавни производители – АЕЦ „Козлодуй“, ТЕЦ „Марица Изток 2“, НЕК ЕАД, големи индустриални енергийни консуматори и търговци на електроенергия. През 2013 година започна активно преминаването на клиенти, присъединени към мрежа средно напрежение (6 – 20 kV) от регулирания на свободния пазарен сегмент. От 1 август 2013 г. клиентите, които не са избрали свой доставчик на електроенергия на свободен пазар са снабдявани от служебен доставчик на географски принцип, т.нар. доставчик от последна инстанция (ДПИ). В началото на 2016 г. стартира Българска независима енергийна борса в резултат от ангажимент поет от Български енергиен холдинг (БЕХ) по дело АТ.39767 на Европейската Комисия. През същата година благодарение на приета от КЕВР „Инструкция за реда и условията за смяна на доставчик на електрическа енергия за клиенти притежаващи обекти, за които се прилагат Стандартизирани товарови профили (СТП)“, се даде възможност на битовите и стопански потребители, които нямат електромери с почасово измерване, да излязат на свободен пазар. Друга съществена промяна на пазара се случи през 2018 година, като в следствие от

редица промени в нормативните актове се увеличи ролята на борсата. Това доведе до централизация на свободния пазар при предлагането и принуди търговци и потребители да закупуват основна част от необходимата им електроенергия от борсата. Излизането на свободния пазар не носи рискове от допълнителни такси или сигурност на снабдяването. Както и до сега съответното електроразпределително дружество ще продължи да отговаря за поддръжката на инфраструктурата и качеството на електрическата енергия, независимо от това кой е избраният доставчик на свободен пазар. От 1 юли 2021 г. клиентите, които не са избрали свой доставчик на електроенергия, са снабдявани от служебен доставчик на географски принцип, т.нар. доставчик от последна инстанция (ДПИ).

ТЕХНИЧЕСКИ И ИКОНОМИЧЕСКИ СЪОБРАЖЕНИЯ ПРИ ЕНЕРГИЕН ПРЕХОД

В условия на либерализиран (свободен) пазар и енергиен преход, цените се определят от пазара – от търсенето и предлагането. Има фактори, които оказват влияние върху цените, но не можем да говорим за модел на ценообразуване, какъвто е случаят с регулирания пазар. Различните фактори, както и комбинации от тях могат да имат различни ефекти върху пазара. Едни от най-съществените условия, които повлияват българския пазар са свързани с цените на електроенергията на регионалния пазар (Гърция, Румъния, Унгария). Той от своя страна се влияе от нивата на пазарите в Западна Европа. По този начин ценовите нива постигнати на развитите пазари в Западна Европа, оказват влияние и на цените на електроенергията на свободния пазар в България. Фактори пряко отговорни за промяната в цените на електроенергията на световните пазари, които са валидни и за България, са: промени в търсенето и предлагането, промени в цените на основните енергийни ресурси

(нефт, газ, въглища и др.), цени на въглеродни емисии, метеорологични условия, планирани (ремонти) и извънредни събития (аварии, забрани за внос/износ, фалити), политики в сферата на енергетиката и други.

На пазара с регулирани цени централна роля играе обществения доставчик Националната Електрическа Компания (НЕК), който има задължение да поддържа доставките при определените от КЕВР условия, включително балансирайки потреблението и производството. КЕВР определя квотите за производство и цените на производителите към обществения доставчик, както и цените на обществения доставчик към крайните снабдителите.

Преносът на електрическа енергия в България се извършва от държавното предприятие Електроенергиен Системен Оператор (ЕСО). Електропреносната мрежа е съставена от три свързани една с друга системи на различни напрежения – 110 kV, 220 kV и 400 kV. Към 2022 година ЕСО оперира далекопроводи на високо напрежение с обща дължина 15 384 km (65% с напрежение 110 kV, 18% на 220 kV и 17% на 400 kV), включително между системните връзки към съседни страни, както и 297 подстанции (включително 261 преходни към средно напрежение). Освен това в страната има няколко десетки подстанции на други оператори, главно на предприятия за производство или разпределение на електроенергия и някои големи консуматори, свързани пряко към мрежата на високо напрежение.

Важна роля на пазара играе и самият ЕСО, който осигурява връзката между регулирания и либерализирания сектори. Той администрира пазара на едро и балансира производството и потреблението, включително при отклонения в прогнозните графици на свободния пазар.

Битовите потребители имат избор на кой пазар да участват – свободен или регулиран. Основната промяна при излизането на свободен пазар е възможността

на клиента да избира своя доставчик (търговец). Той от своя страна отговаря за доставките на електроенергия и може да предоставя допълнителни услуги като избор на тарифи, различни срокове и начини на разплащане, балансиращи услуги, енергийни консултации, анализ, прогнозиране и други. Според [1, 2, 3] за условията на енергиен преход България няма действаща утвърдена стратегия за развитие на енергийния сектор, следователно не е изпълнен чл.2 (1) от Закона за енергетиката, а именно създаване на предпоставки за:

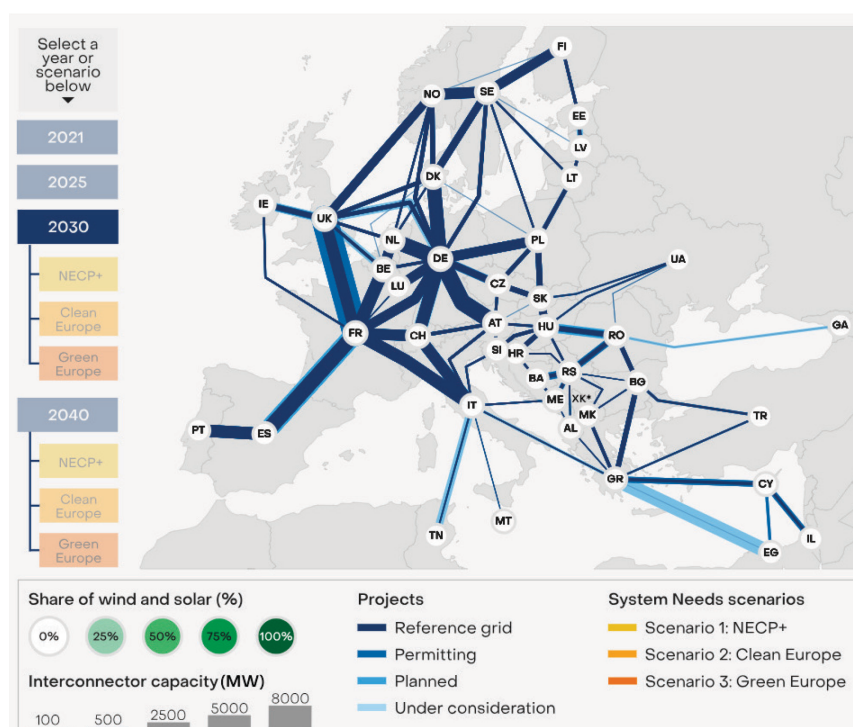
- Качествено и сигурно задоволяване на потребностите на обществото от електрическа и топлинна енергия и природен газ.
- Енергийно развитие и енергийна сигурност на страната при ефективно използване на енергията.
- Създаване и развитие на конкурентен и финансово стабилен енергиен пазар.
- Енергийни доставки при минимални разходи.

Голяма част от възобновяемите енергийните структури не са държавна собственост. Самата електроенергийна система има нужда от сериозно реновиране, заради постоянно повишаващите се ВЕИ източници, присъединявани към нея. След като управлението на огромни потоци възобновяема енергия се оказва проблем, а държавното предприятие ЕСО продължава да изпълнява договори за енергийни доставки против ползите на държавата по смисъла на неизгодни договори, остават изключително актуални въпросите: Какъв е енергийният баланс на страната и възможно ли е да се реализират ползи за ВЕИ производители в условията на енергиен преход?

Статията е част от по-мощно изследване на динамиката на енергийния пазар у нас, прогнозен анализ на брутно и нетно потребление с оглед оценка на

загубите в пренос и разпределение, както и анализ на енергийния обмен на страната според изискванията, заложи в ENTSO-E. България като част от трансевропейски енергиен пръстен участва в обмен на електрическа енергия с регламентираните показатели за качество. В срок до 2030 европейската трансгранична електропреносна мрежа ще съдържа новоизградени линии, съобразно трите сценария за устойчива и зелена енергия за Европа: NECP+, Clean Europe и Green Europe, фиг. 2, [4, 5]. Целта е до 2040 г.

да постигне разширение на мрежата при обмен на енергиен микс между европейските държави с участие на възобновяема енергия между 75% и 100%, фиг. 3. По данни на План за развитие на преносната електрическа мрежа на Република България за периода 2022-2030 г. ако към 2031 година проектираните ВЯЕЦ и ФЕЦ са нерегулируеми при обща инсталирана мощност над 6500 MW, балансиращата способност на ЕЕС ще бъде намалена, таблица 1.



Фиг. 2. Текущо състояние и планирани действия до 2030 г. на европейската трансгранична енергийна мрежа за обмен.

В страната има остатъчна разполагаемост за производство от 7,8 - 9,7 TWh/годишно. Трябва да се има предвид, че това се дължи основно на поэтапното въвеждане в експлоатация на заложения прираст на ВЕИ, особено при ФЕЦ. Мощностните баланси показват драстична диспропорция при възможностите за покриване на вътрешното потребление и евентуален износ на електроенергия. Последното не само е не-

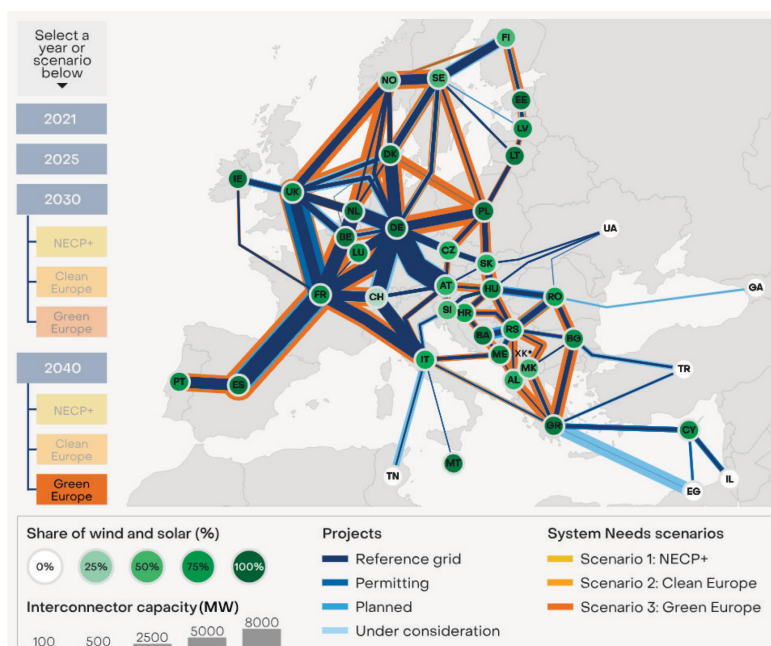
възможно при зимни условия, но в някои години дори предполага използване на всички налични източници на допълнителни услуги и/или внос на електроенергия. Още по-утежнена се явява ситуацията при съчетанието на продължителни екстремални зимни условия, изчерпан първичен енергиен ресурс във ВЕЦ и КЕЦ и завишена аварийност при електропроизводствените мощности, какъвто бе случая през януари 2017 година.

Таблица 1. Прогноза на ЕСО за развитие на брутното енергопроизводство (2023 - 2031), MWh

Балансов показател/година	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Общо КЕЦ на въглища	20 372 000	19 296 000	19 420 000	19 924 000	17 718 000	17 888 000	17 107 000	17 107 000	17 107 000
Общо КЕЦ на газ	1 319 000	1 323 000	1 319 000	1 319 000	1 319 000	1 323 000	1 319 000	1 319 000	1 319 000
АЕЦ "Козлодуй"	16 211 000	16 261 000	16 211 000	16 211 000	16 211 000	16 261 000	16 211 000	16 211 000	16 211 000
Общо Топлофикационни ЕЦ	2 735 000	2 755 000	2 775 000	2 795 000	2 815 000	2 835 000	2 855 000	2 875 000	2 895 000
Общо заводски ЕЦ	1 400 000	1 400 000	1 600 000	1 600 000	1 600 000	1 600 000	1 600 000	1 600 000	1 600 000
ВЕЦ на НЕК	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000
ПАВЕЦ на НЕК	640 000	710 000	760 000	830 000	890 000	950 000	1 020 000	1 060 000	1 100 000
ВЕЦ из вън НЕК	1 129 000	1 129 000	1 129 000	1 129 000	1 129 000	1 129 000	1 129 000	1 138 000	1 146 000
Други ВЕИ, в т.ч.:	4 979 000	5 774 000	6 647 000	7 185 000	7 708 000	8 250 000	8 772 000	9 295 000	9 818 000
ВяЕЦ	1 775 000	1 783 000	1 791 000	1 840 000	1 890 000	1 939 000	1 988 000	2 038 000	2 087 000
ФЕЦ	2 865 000	3 640 000	4 493 000	4 970 000	5 431 000	5 912 000	6 373 000	6 834 000	7 296 000
Биомаса	339 000	351 000	363 000	375 000	387 000	399 000	411 000	423 000	435 000
Общо Батерии (разряд)	0	4 000	12 000	20 000	32 000	44 000	56 000	68 000	80 000
Брутна разполагаемост за производство	50 985 000	50 852 000	52 073 000	53 213 000	51 622 000	52 480 000	52 269 000	52 873 000	53 476 000
Прогнозирано брутно електропотребление	41 482 000	41 802 000	42 123 000	42 294 000	42 465 000	42 636 000	42 807 000	42 978 000	43 298 000
Помпи ПАВЕЦ	920 000	1 010 000	1 090 000	1 180 000	1 270 000	1 360 000	1 450 000	1 510 000	1 570 000
Общо Батерии (заряд)	0	5 000	15 000	25 000	40 000	55 000	70 000	85 000	100 000
Остатъчна брутна разполагаемост за	8 583 000	8 035 000	8 845 000	9 714 000	7 847 000	8 429 000	7 942 000	8 300 000	8 508 000

България е голям износител на електроенергия в Европа, с което допринася за повишаване сигурността и гарантиране на доставките с електроенергия в Югоизточна Европа, особено в условията на дефицит и повишено търсене в региона. За изминалата 2022 г. е регистриран рекордно висок нетен износ в размер на близо 12.2 TWh.

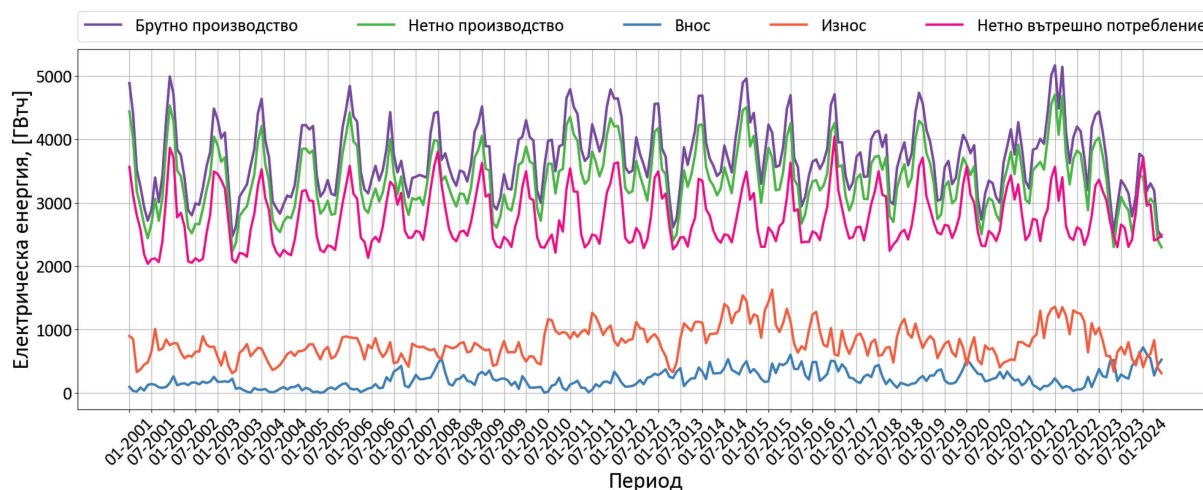
С оглед на напрегнатата геополитическа ситуация, стратегическото географско местоположение на страната и акцентът на плана REPowerEU върху енергийната независимост, сред основните стратегически цели към 2053 г., е запазване на енергиен суверенитет чрез максимално използване на местни енергийни ресурси - налични и нови такива.



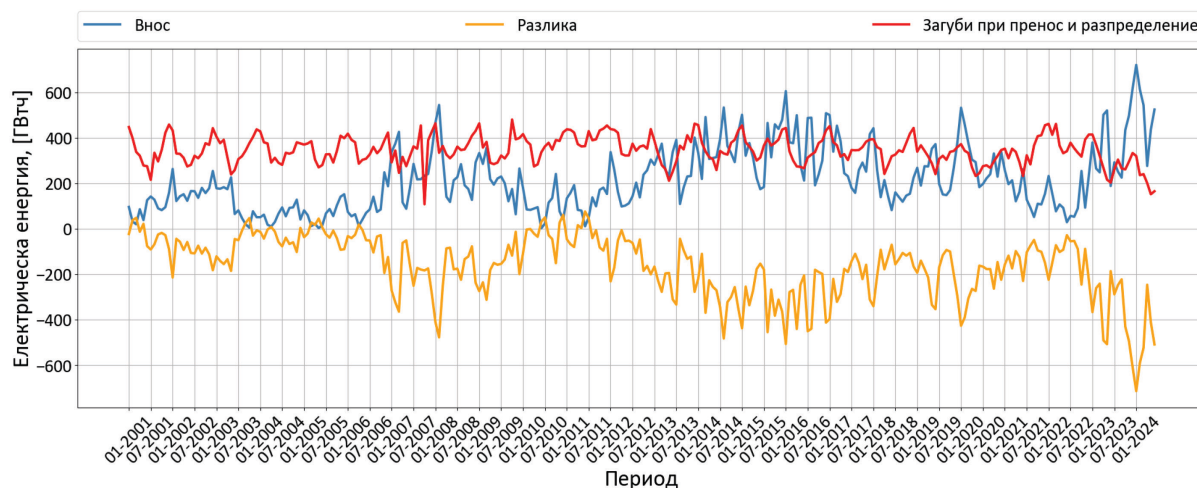
Фиг. 3. Развитие и разширение на трансграничната европейска мрежа при изпълнен сценарий Green Europe.

България разполага с комплексна енергийна инфраструктура и разнообразен електропроизводствен микс, който гарантира сигурността на доставките на електроенергия за страната и региона, но колко успешно страната ще се интегрира в бъдещ енергиен обмен и структура до 2050 г.? Част от отговора се намира в един добър анализ на брутното и нетно

производство на електрическа енергия, вноса и износа и нетното вътрешно потребление. Наблюдаваният период за изменението на тези параметри е от януари 2001 до юни 2024, общо 282 стойности. Месечните стойности на наблюдаваните величини се представят на фиг. 4., според данни на Национален Статистически Институт и ЕСО.



Фиг. 4. Брутно производство, нетно производство, нетно вътрешно потребление, внос и износ, по месеци за периода 01.2001-06.2024, [GWh].



Фиг. 5. Загуби на електрическа енергия при пренос и разпределение по месеци за периода 01.2001-06.2024, [GWh].

Към настоящия момент, инсталираните мощности за производство на електрическа енергия в електроенергийната система (ЕЕС) са 13 247 MW, а разполагамата мощност е 10 771 MW. АЕЦ и ТЕЦ са базови енергийни мощности, които гарантират сигурната работа на ЕЕС, нейното управление и балансиране, как-

то и сигурността на електроенергийните доставки. На практика тези централи са водещият компонент за надеждността на системата, респективно и за жизнеността на електроенергийния пазар. За разлика от централите, участващи в регулирането на честотата и обменните мощности, АЕЦ "Козлодуй" не може да предоставя

допълнителни услуги по технологични съображения, което създава определени трудности при балансирането на ЕЕС (вторичното регулиране на честотата) в периодите на минимално натоварване и при наличие на принудено производство от ВЕЦ и ВЯЕЦ през пролетта. С ускореното навлизане на ВЕИ и липса на значителен промишлен товар в страната, необходимостта от принудително ограничаване работната мощност на АЕЦ през определени периоди в годината тепърва ще се увеличава. Загубата на маневреност и възможности за балансиране на ЕЕС следва да бъде компенсирано чрез създаване и въвеждане на иновации при съхранението, включително и развитието на технологии и процеси за преобразуването на енергията във водород и други алтернативни газове, които да позволят съхранението на енергията в моменти на излишъци.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

През последните няколко години износът на електрическа енергия от страната е 7-8 TWh годишно. Преустановяване на износа на електрическа енергия би довело до финансови загуби за държавата и обществото. От друга страна в моменти на по-висока консумация (зимните месеци) ще бъде необходим внос на електрическа енергия в определени часове от съседни страни с оглед сигурността на ЕЕС на България. Това би довело до увеличение на цените на електрическата енергия в страната. България традиционно е нетен износител на електроенергия за целия регион и сред основните стратегически цели към 2053 г. е запазване и надграждане на тази роля. Плановете и прогнозите на съседните държави показват, че трудно може да се разчита на тях за електроенергия в пиковите моменти на потребление. Нещо повече, има индикации, че те самите ще продължават да имат нужда както от електричество, та-

ка и от системи за съхранение на такова, произведено от ВЕИ мощности. Основните цели за устойчиво развитие на енергийния сектор са: защита на националната сигурност и икономически интереси; устойчиво използване на местни енергийни ресурси; съгласувани действия при постигане на целите на декарбонизация; повишаване на енергийната ефективност; реализиране на справедлив енергиен преход и защита от енергийна бедност. Като основни мерки се считат изграждане на системи за съхранение на излишните количества възобновяема енергия, електрическа мобилност, модернизиране на преносната мрежа.

БЛАГОДАРНОСТ

Научните изследвания, резултатите от които са представени в настоящата публикация, са финансирани по проект към Технически университет - Габрово 2404С "Приложни математически изследвания за енергийна и икономическа ефективност на електрообзавеждането в условията на енергиен преход", финансиран целево от Министерство на образованието и науката на Република България.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] National Recovery and Resilience plan of the Republic of Bulgaria. Version 1.2. p. 93, 2023, <https://www.nextgeneration.bg/upload/71/BG+RRP+EN.pdf>
- [2] Стратегическа визия за развитие на електроенергийния сектор на Република България 2023-2053. https://www.me.government.bg/uploads/manager/source/NRRP/%D0%B2%D0%B8%D0%B7%D0%B8%D1%8F_2023-2053_1.pdf
- [3] Integrated Energy And Climate Plan Of The Republic Of Bulgaria 2021–2030.
- [4] REPowerEU: Affordable, secure and sustainable energy for Europe: Clean Industry, 2022.
- [5] <https://ember-climate.org/data/data-tools/europe-power-prices/>