

ЕНЕРГИЕН ФОРУМ 2022

ВЛИЯНИЕ НА ДОСТАВКИТЕ НА ГАЗ ВЪРХУ АДЕКВАТНОСТТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА НА БЪЛГАРИЯ

инж. Николай Чавдаров - ESO EAD, д-р инж. Стефан Сулаков – ESO EAD

IMPACT OF THE GAS SUPPLY ON THE ADEQUACY OF THE BULGARIAN ELECTRIC POWER SYSTEM

M. Eng. Nikolay Chavdarov - ESO EAD, PhD. M. Eng. Stefan Sulakov - ESO EAD

Summary

The energy mix of a country refers to how diverse its energy sources are. Diversification is critical for energy security because the most popular energy sources, such as crude oil, coal, and natural gas, are all commodities vulnerable to market pressures that might result in supply disruptions or exorbitant price increases. Furthermore, commodities like oil and gas are more vulnerable to short-term shocks caused by geopolitical events like wars and terrorist attacks. Diversification helps a society to absorb a shock in one energy by expanding the usage of other energy inputs. This report investigates the impact of gas supply on the adequacy of the electric power system of Bulgaria.

Увод

Диверсификацията на енергийните източници на дадена страна се нарича енергиен микс. Диверсификацията е от съществено значение за енергийната сигурност: най-разпространените енергийни източници, като суров петрол, въглища и природен газ, са суровини и следователно са обект на пазарни сили, които могат да доведат до прекъсване на доставките или до прекомерно повишаване на цените. Освен това суровини като петрола са по-податливи на краткосрочни сътресения, произтичащи от геополитически събития като конфликти и терористични атаки. Диверсификацията позволява на обществото да поеме сътресенията при една енергийна суровина, като увеличи използването на друга.

Европейската общност, в т.ч. и България, бе изложена през зимата на 2009 година на газова криза. Към онзи момент електроенергийната система на България успя не само да понесе шока на преминаване от централно топлоснабдяване към отопление с електрическа енергия, но бе и гарант за сигурността на електроенергийните доставки в региона, чрез износ на електроенергия към съседите си. От тогава се промени структурата на производствените мощности в страната, чрез извеждане на някои високо-емисионни мощности и заменянето им с ниско-емисионни мощности и възобновяеми източници. Понастоящем в ход е Европейската енергийна трансформация, която допуска ядрената енергия и природния газ като нейни „преходни горива“. Последните обаче изискват диверсификация на източниците им за доставка, доколкото България е изцяло зависима от техния внос и е изложена на средносрочни сътресения, произтичащи от геополитически и икономически конфликти.

В настоящия доклад се изследва средносрочната адекватност на доставките на електроенергия в страната при наличие на криза с доставките на природен газ. Поради липса на информация за влиянието на последните върху съседни електроенергийни системи, е моделирана само българската електроенергийна система, т.е. оценена е способността ѝ сама да се справи в екстремни ситуации, като се маркират ситуацияите в които е необходим внос на електроенергия, за да не се стигне до ограничения в електропотреблението на страната.

Индикатори за оценка на адекватността

Съгласно член 23, параграф 5 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно вътрешния пазар на електроенергия [1], следните показатели и техните производни се използват за оценка на нивата на адекватност за даден географски обхват и за даден времеви хоризонт:

- Продължителност на загубата на натоварване (LLD) [h] - продължителността, през която ресурсите (напр. наличното производство, вносът, гъвкавостта на търсенето) са недостатъчни, за да задоволят търсенето. Тя не показва сериозността на недостига (*ENS*). Моделът има часова времева разделителна способност, която се пренася и върху детайлността на показателя *LLD*.

- **LOLE [h]** - очакваният брой часове, през които ресурсите са недостатъчни за задоволяване на търсенето в рамките на множество сценарии, т.е. климатични години и/или реализации на аварийни ситуации. *LOLE* може да се изчисли като математическа средна стойност на съот-

ветния LLD за разглежданите моделни ходове, съгласно равенство (1): За J - общия брой на разглежданите моделни серии и LLD_j - LLD на моделна серия j , тогава:

$$(1) LOLE = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J LLD_j$$

- **ENS [MWh]** - сумата от търсенето на електроенергия, която не може да бъде обезпечена поради недостатъчни ресурси.

- **EENS [MWh]** - търсенето на електроенергия, което се очаква да не бъде доставено поради недостатъчни ресурси. $EENS$ може да бъде изчислена като математическа средна стойност на съответните ENS за разглежданите моделни периоди, съгласно уравнение (2): За J - общия брой на разглежданите моделни симулации, и ENS_j - енергията, която не е осигурена при симулация j , тогава:

$$(2) EENS = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J ENS_j$$

Използван инструментариум за оценка на адекватността

За нуждите на оценка на адекватността на електроенергийната система на България е използван софтуерният продукт Antares-simulator [2], който изпълнява изискванията на член 23, параграф 5 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно вътрешния пазар на електроенергия. Той е верифициран и се ползва като един от надеждните инструменти за оценка на адекватността от ENTSO-E през последните години [3, 4, 5]. Това е последователен Монте-Карло симулатор за адекватност и пазар, разработен от френския оператор на преносна система¹. Обосновката на анализа на адекватността или пазара с помощта на последователен Монте-Карло симулатор е следната: състоянията са резултат от случайни събития, чиито възможни комбинации образуват набор от сценарии, толкова голям, че за тяхното цялостно разглеждане не може да става и дума. Основата на модела е оптимизатор, свързан в изхода на случайните симулатори. Antares е адаптиран към следните специфични основни изисквания:

- Предоставяне на големи взаимосвързани електроенергийни системи чрез опростени еквивалентни модели.

- За всеки вид 8760-часови динамични времеви редове, обработвани при моделирането (налична мощност на централите на изкопаеми горива, вятърна мощност, товар и т.н.), използване или на исторически/прогнозни

¹ <https://www.rte-france.com/en>

динамични редове, или на стохастични динамични редове, генерирани от Antares.

- По отношение на водната енергия - определяне на местни евристични стратегии за управление на водите в месечен/годишен мащаб. Ясно изразена икономическа оптимизация се прилага само в часови и дневни мащаби (без опит за динамично стохастично програмиране).

- По отношение на периодичното производство на електроенергия - разработване на нови стохастични модели, които възпроизвеждат правилно основните характеристики на физическите процеси (статистическо разпределение на нивата на мощност, корелации във времето и пространството).

- Последователно моделиране през цялата година с едновременна времева стъпка.

В основата си всяка година на Монте-Карло симулация изисква два различни вида моделиране, като първият е посветен на създаването на «сценарий Монте Карло», състоящ се от изчерпателни набори от допускания по отношение на всички технически и метеорологични параметри (времеви редове на наличността на централите на изкопаеми горива, на притока на вода, на производството на вятърна енергия и т.н.), докато вторият вид моделиране се занимава с икономическата реакция, която се очаква от системата при този сценарий. Последното задължително включва ниво на пазарно моделиране, което в крайна сметка може да бъде изразено под формата на удобен за решаване оптимизационен проблем. Първият «конструктор на сценарии» е проектиран с грижа за откритост, т.е. да осигури използването на различни масиви от данни - от «готови» времеви редове до изцяло «генерирани от Antares» времеви редове. Когато не са налични готови динамични редове или са твърде оскъдни (напр. само няколко динамични редове за вятърна енергия) за провеждане на подходящи пазарни симулации, вградените модели на динамични редове на Antares имат за цел да запълнят празнината. Различните видове физични явления, които трябва да се моделират, изискват много модели:

- Модел на дневната разполагаемост на кондензационните централи разчита на използването на най-класическата трисъставна верига на Марков за всяка централа (разполагаемост, планиран престой, принудителен престой).

- Месечният модел за хидроенергия се основава на предположението, че в месечен мащаб енергията, генерирана във всяка област на системата, може да бъде апроксимирана с променливи от типа Log Normal.

Различните процеси в крайна сметка се симулират с правилното въз-

становяване на очакваните им корелации във времето и пространството. Определянето на параметрите, които характеризират по най-добрия начин стохастичните процеси и трябва да се симулират, може да се извърши извън Antares, но това може да се постигне и вътрешно чрез вградения анализатор на исторически времеви редове. Параметрите, които са моделирани извън Antares-simulator са както следва:

- Профилите на електропроизводството от ФЕЦ и ВяЕЦ са взети от PECB v2.0 [6].

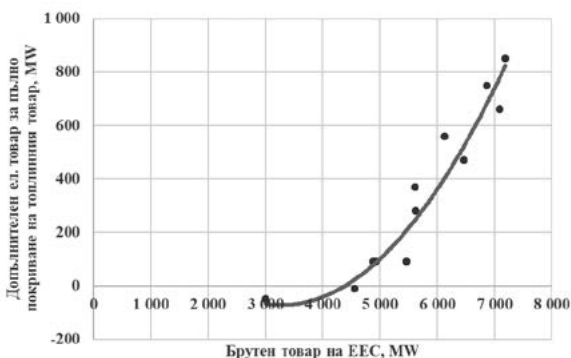
- Изменение на електрическия товар при пълно прекъсване на доставките на природен газ, който е разгледан в следващия раздел.

Изменение на електрическия товар при пълно прекъсване на доставките на природен газ

Ко-генерациите и отоплителните централи на газ в страната, поддържат алтернативни горива, като газьол и мазут, които могат да се ползват от съответните водогрейни котли за нуждите на топлоснабдяването, като през зимния сезон могат да обезпечат до 60% от топлинния товар. Освен това дори при пълно прекратяване на доставките на газ някои от ко-генерациите могат да ползват алтернативните горива за ограничено електропроизводство. В допълнение, газопреносната мрежа на страна е свързана с тези на съседните страни, което позволява ползването на алтернативни трасета за доставка, както и частична диверсификация на доставките, доколкото и в момента страната ни не е изцяло зависима от един доставчик. На практика, пълно прекъсване на доставките на газ, поради авария на газопреносна мрежа или при отказ от страна на доставчик със значителна пазарна сила, е невъзможно. Дори хипотетично това да се случи, то алтернативи за частично обезпечаване на топлинния товар съществуват. С други думи, при каквито и да е сценарии, не може да се очаква, че целия топлинен товар ще се обезпечават за сметка на увеличено електропотребление. Поради значителния набор от сценарии за частично прекъсване на доставките на газ и безбройните комбинации за обезпечаване на топлинния товар, в т.ч. чрез увеличено електропотребление, за нуждите на оценката за адекватността на електроенергийната система ще се приеме хипотетичен краен сценарий, при който всички ко-генерации и отоплителни централи на газ в страната преустановяват обезпечаването на топлинния си товар, в т.ч. прекратяват съпътстващото електропроизводство. При този сценарий се има предвид отпадането на електрически товар от собствени нужди в топлоснабдителните дружества, както и от някои

индустриални потребители с непрекъснат цикъл на работа, които нямат алтернативи за обезпечаване на стопанската си дейност. На тази база, както и на наличната информация от доклад [7] на Министерство на енергетиката, собствени анализи от газовата криза през януари 2009 година, както и отчитайки нормативните разпоредби [8], е оценена корелационната зависимост между брутния товар на електроенергийната система и допълнителния електрически товар от пълно прекъсване на топлоснабдяването с газ (фигура 1). По този начин се отчита сезонната, седмичната и денонощната зависимост. В такъв случай резултантния електрически товар L_{Σ} ще бъде сума от нормалния брутен товар L_N на ЕЕС плюс функционалната зависимост $f(L_N)$ на допълнителния електрически товар L_{add} от пълно прекъсване на топлоснабдяването:

$$(3) L_{\Sigma} = L_N + L_{add} = L_N + f(L_N)$$



Фигура 1: Функционална зависимост на допълнителния ел. товар от брутния това на ЕЕС.

Тази зависимост се превежда към нетни товари, които са входни данни за Antares-simulator.

Входни данни и допускания

Оценката за адекватността на ЕЕС е средносрочна и като такава обхваща една календарна година – 2023 година, като резултатите са относими и за периода до края на 2022 година. Времетова резолюция е един пазарен интервал – 1 час. Като входни данни се ползват 35 климатични исторически години представящи различни профили на товара (зависим от температурата), производството от вятърни паркове (зависимо основ-

но от скорост на вятъра), производство от фотоволтаици (зависимо от слънчева радиация и температура на околната среда). Инсталираните генериращи мощности и електрическите товари са в съответствие с проекта на „План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2022-2031 година“ [9].

Ремонтната програма е детерминирана, а не оптимизирана, като за 2023 г. се използва актуалната за 2022 г. [10]. От планираните ремонти, най-значимо е влиянието на ремонта на Блок 6 в АЕЦ „Козлодуй“ през есента на 2022/2023 година.

Комбинирана електрическа енергия от централите на газ не се произвежда (ТЕЦ София и София Изток; ТЕЦ Пловдив; ТЕЦ Враца; ТЕЦ Плевен; ТЕЦ В. Търново; ТЕЦ Варна; ТЕЦ Разград; ТЕЦ Бургас; Аурубис; ТЕЦ Петрич; Лукойл Нефтохим; Неохим; Биовет; Ко-грийн; Амилум; Тракия глас и други по-малки присъединени към електроразпределителната мрежа). Собствените ел. нужди на топлофикационните централи са предвидени да намалееят от 30 до 70MW.

Необходимите резерви за оперативно управление на ЕЕС са в размер: 45MW първично регулиране; 155MW автоматично вторично регулиране; 100MW за балансиране на ВЕИ; за ръчно вторично регулиране резерва е приет да не пада под 200MW (един ХГ в ПАВЕЦ Чаира).

Основните допускания са както следва:

- Централно планиране за диспечирание на производството: инструментът за моделиране диспечира производствените единици за определени времеви хоризонти въз основа на техните пределни производствени разходи и други технико-икономически параметри на централите.

- Перфектна информация по време на решаването на проблема: предполага се, че наличната енергия от ВЕИ, кондензационните мощности, мощностите за регулиране на потреблението, товарите и потреблението са предварително известни с перфектна точност, т.е. няма отклонения между прогнозата и реализацията. Освен това се приема, че променливите, които влияят върху оптималното диспечирание на ВЕЦ, са перфектно предсказани.

- Принудителните престои засягат само кондензационните централи: Нетната генерираща мощност на електроцентралата не е постоянно гарантирана в даден сценарий. Аварии се генерират на случаен принцип в рамките на инструмента за моделиране, като не влияят по никакъв начин на планираните ремонти.

- Предстоящи аварии в производството: генерират се на случаен принцип, но са известни към момента на симулациите и моделирането, с хоризонт на наблюдение един ден напред. По този начин блоковете се

диспечират по подходящ начин, за да се избегне/минимализира загубата на товар.

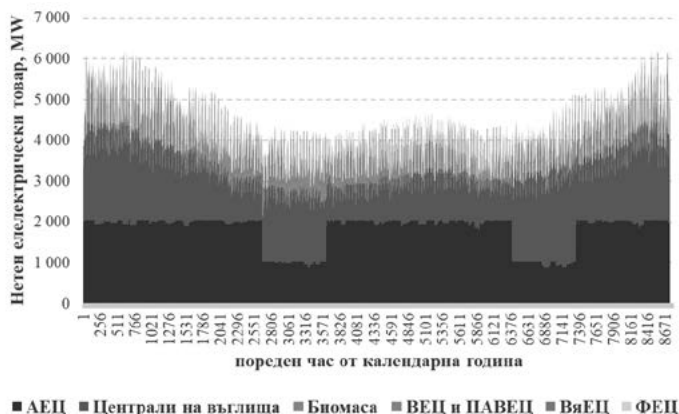
- Аварии по мрежата не се отчитат, съответно мрежата не е моделирана.

- Производство на електроенергия от ВЕЦ е изчислено при годишна обезпеченост 75% и съобразно ремонтната програма за 2022 година и прогнозна (не съгласувана) ремонтна програма за 2023 година. ПА-ВЕЦ Чаира е предвидена да бъде разполагаема с един хидроагрегат от 01.11.2022г. до края на зимния сезон.

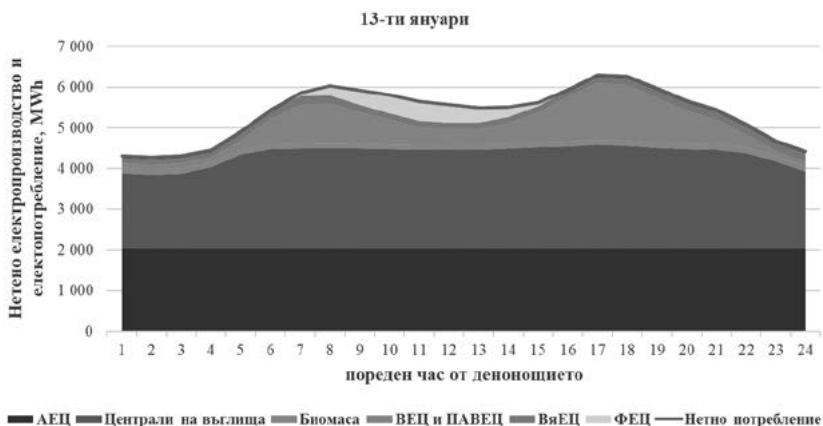
Резултати от симулациите

От извършените симулации са представени резултатите при нормални климатични условия и нормална аварийност на производствените съоръжения - референтен сценарий, както и краен сценарий, при който има съчетание на екстремални климатични условия и повишена аварийност на генериращите съоръжения (95% процентил съответстващ на вероятност веднъж на 20 години).

При нормални климатични условия производствените мощности в страната са способни да задоволят електропотреблението в страната през всички часове от календарната година, т.е. адекватността на ЕЕС е обезпечена. На фигура 2 е представен нетния баланс на ЕЕС за всеки час от календарната година, а на фигура 3 – за денонощието с най-висок електрически товар за референтния сценарий.

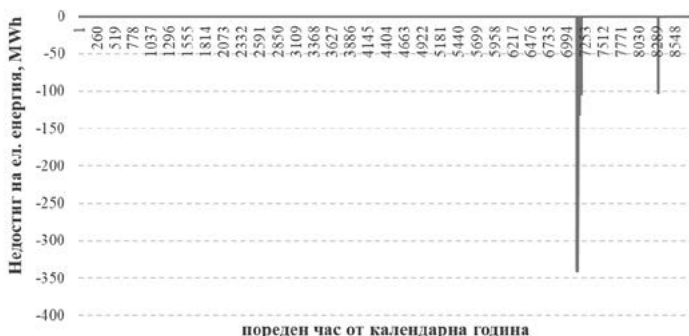


Фигура 2: Нетен баланс на ЕЕС за всеки час от календарна година – референтен сценарий.

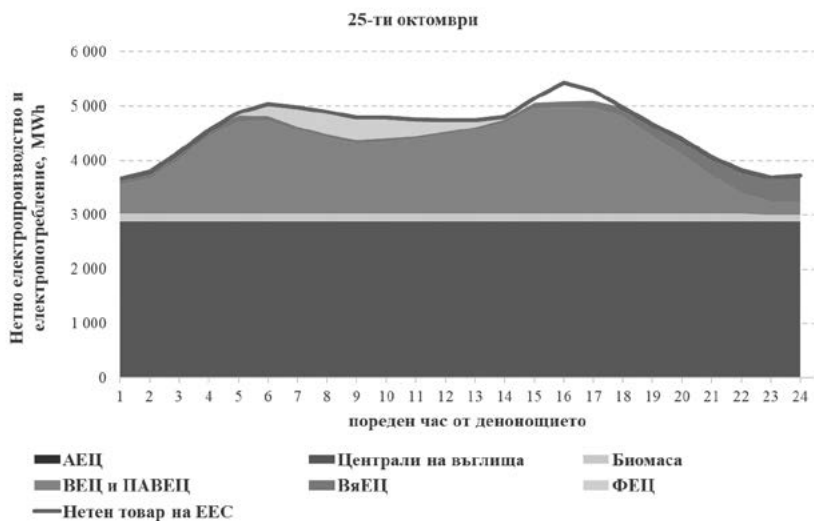


Фигура 3: Нетен баланс на ЕЕС за деня с най-висок електрически товар – референтен сценарий.

При екстремални климатични условия и завишена аварийност на електропроизводствените мощности (с вероятност веднъж на 20 години) се появява недостиг на електрическа енергия $ENS = 1\ 008\ MWh$ при $LOLE = 8$ часа от календарната година и максимално за час в размер на $340\ MWh$ (фигура 4). Най-критични са дните през октомври, когато ремонтната програма при кондензационните централи не е приключила, в т.ч. в АЕЦ, а освен това при симулациите е налице авария при работещия блок на АЕЦ и екстремно застудяване (фигура 5).



Фигура 4: Недоставена електроенергия през календарната година – краен сценарий.



Фигура 5: Нетен баланс на ЕЕС за деня с най-голям недостиг на електроенергия – краен сценарий.

Заклучение

В краткосрочен и средносрочен план електропроизводствените мощности в страната са достатъчни, за да обезпечат повишеното електропотребление, вследствие изцяло заместване на топлофицирането на газ чрез електропотребление. Това важи както за мощностните баланси, така и за енергийния, поради което не се налага предприемане на краткосрочни спешни мерки на ниво електропреносна мрежа. Въпреки, че при разгледания краен сценарий (веднъж на 20 години) се очертава недостиг на електроенергия, то той е в рамките на стандартите за надеждност ($LOLE=3\text{:}8$ часа) приети в европейските страни [5], а и възниква при пълно спиране на доставките на газ. Поради наличните възможности за диверсификация на доставките на газ, разглежданите два сценария (краен и референтен) са по-скоро хиперболизирани отколкото вероятни.

Не на последно място следва да се отбележи, че ЕЕС на страната работи в паралел с останалите системи от континентална Европа, т.е. всяко смущение извън България се отразява при управлението в реално време на ЕЕС на страната. В допълнение, обединението на пазарите в рамките на деня [11] и за следващ ден [12] в Европа предполагат електроенергията предлагана от електропроизводствените мощности да се раз-

пределя според търсенето и предлагането между отделните национални пазари при единствено ограничение на междусистемната свързаност. В тази връзка е необходимо на нива ENTSO-E и ENTSO-G да се оценят рисковете във всяка една държава, да се разработи общ план за действие и да се набележат превантивни мерки в краткосрочен и дългосрочен план..

Литературни източници

- [1] Official Journal of the European Union, Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity, OJ L 158, 14.6.2019, p. 54–124.
- [2] <https://antares-simulator.org/>
- [3] <https://docstore.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>
- [4] <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>
- [5] ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment, 2021 Edition.
- [6] ENTSO-E, Pan-European Climate database (PECD), DOI: 10.5281/zenodo.3702418
- [7] *Министерство на енергетиката, Доклад за анализ и оценка на състоянието на енергийния сектор, свързан с централизираното топлоснабдяване, 2015г.*
- [8] *Наредба №3 за устройство на електрическите уредби и електропроводни линии (Обн. ДВ, бр. 90 и 91 от 2004г.)*
- [9] <https://www.eso.bg/doc?271>
- [10] <https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=3505>
- [11] https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/
- [12] https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/

маг. инж. Николай Чавдаров е експерт в отдел “Енергийни режими” към ЦДУ на ЕСО ЕАД, e-mail: nchavdarov@eso.bg.

д-р инж. Стефан Сулаков е ръководител в отдел “Енергийни режими” към ЦДУ на ЕСО ЕАД, e-mail: ssulakov@eso.bg.