International Scientific Conference 20 UNITECH 26

INTERNATIONAL SCIENTIFIC CONFERENCE
19-21 November 2026
GABROVO

ВЛИЯНИЕ НА ИНВЕРТОРНО-ПРИСЪЕДИНЕНИ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ЕНЕРГИЙНИ ИЗТОЧНИЦИ ВЪРХУ СИСТЕМНАТА ИНЕРЦИЯ И ЧЕСТОТНАТА СТАБИЛНОСТ НА ЕНЕРГИЙНАТА СИСТЕМА НА БЪЛГАРИЯ

Димитър Славов[1]

[1]*Технически Университет Габрово,5300 Габрово, България*
**кореспондиращ автор: d.slavov@tugab.bg*

THE IMPACT OF INVERTER-CONNECTED RENEWABLE ENERGY SOURCES ON THE SYSTEM INERTIA AND FREQUENCY STABILITY OF ELECTRICITY SYSTEM OF BULGARIA

Dimitar Slavov[1]

[1]*Technical University of Gabrovo, 5300 Gabrovo, Bulgaria*
**Corresponding author:* d.slavov@tugab.bg

Abstract
The growing penetration of grid-connected renewable energy sources primarily photovoltaic power plants and battery energy storage systems is displacing traditional synchronous generators from the load schedule and, as a result, reducing the kinetic energy stored in the system in the form of rotating masses. This report analyzes this effect on Bulgaria`s power system by comparing two typical operating conditions in 2025: days with minimum and maximum system load. For both days, the period with the highest solar power generation is examined. For both scenarios, calculations were performed for the system inertia constant H_{sys} and the rate of frequency change (RoCoF) in the event of a loss of 1000 MW of generating capacity (equivalent to one unit at the Kozloduy NPP), and the results are supplemented by a dynamic simulation of the frequency response in MATLAB. The results show a reduction in inertia of approximately 34% and a nearly twofold increase in RoCoF in the scenario with a high share of solar power, which is consistent with the pan-European trend documented by ENTSO-E.

Keywords: system inertia, RoCoF, frequency stability, renewable energy system, ENTSO-E.

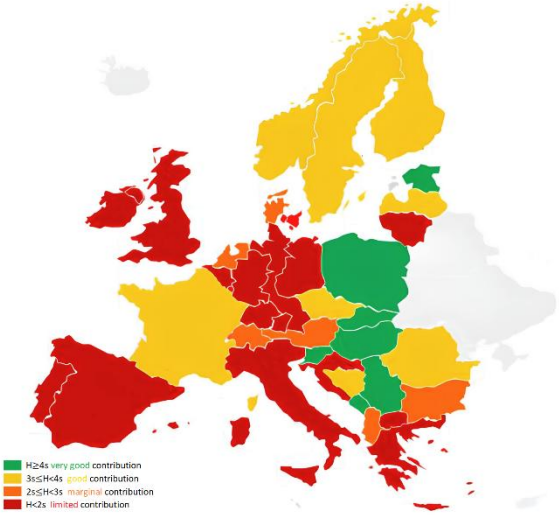
ВЪВЕДЕНИЕ

Класическите електроенергийни системи разчитат на кинетичната енергия, съхранена във въртящите се маси на синхронните турбо-генератори, за да балансират моментните разлики между производство и потребление. Тази тяхна естествена способност определя началната скорост на изменение на честотата (RoCoF), непосредствено след внезапна загуба на генерация или товар.

Инверторно-присъединените енергийни източници не съхраняват и не отдават кинетична енергия към системата, освен ако не са от типа „grid-forming" които имат възможност да поддържат системата, чрез така наречената виртуална инерция.

Тяхното нарастващо навлизане измества традиционните централи, особено в часовете на пиково слънцегреене и по този начин намалява общата разполагаема инерция на системата. На Фиг. 1 [1, 2] е представен сценарий за границите на системна инерция към 2030 г., според системните оператори на страните в Европа.

Print ISSN: 1313-230X, Online ISSN: 3033-1404



***Фиг. 1**. Отразяващ сценарий на системна инерция към 2030г., ENTSO-E.*

България е в оранжевата зона, при която системната инерция е в диапазона между 2 до 3 секунди, като повечето от държавите в Европа, които ползват голям процент инверторно присъединени възобновяеми енергийни източници влизат в червения сектор който е със стойност под 2 сек Таблица 1.

***Таблица 1.** Отразяващ сценарий на инерционната константа към 2030 г.*

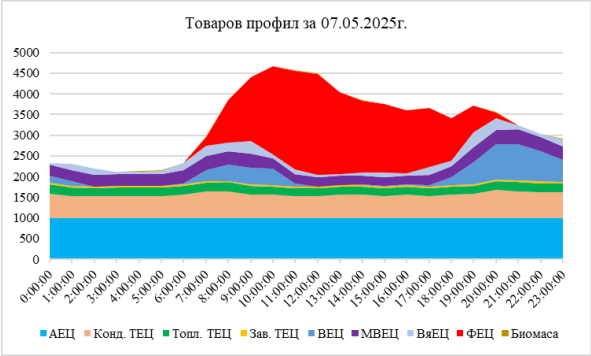
Цвят	Инерционна константа [s]	Оценка
Зелено	$H \geq 4\ s$	Много добър принос
Жълто	$3\ s \leq H < 4\ s$	Добър принос
Оранжево	$2\ s \leq H < 3\ s$	Граничен принос
Червено	$H < 2\ s$	Ограничен принос

Целта на настоящото изследване е:

- Да определи текущото ниво на системна инерция на ЕЕС в България за двата контрастни експлоатационни режима;
- Да оцени последствията чрез RoCoF и динамична симулация на честотния отговор;
- Да очертае мерки за смекчаване на идентифицираните рискове за честотната стабилност.

ИЗЛОЖЕНИЕ

Анализът обхваща електро-енергийната система на България за дните с минимален (07.05.2025 г.) и максимален (20.02.2025 г.) товар в часовия диапазон от 12 до 13 часа, като през този период е и най-голяма генериращата мощност от фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ). На Фиг. 2 [5] е представен товаровия профил за 07.05.2025 г., като максималното производство от ФЕЦ е достигнало 2439 MW при общ товар на системата 4494 MW, което отговаря на 54%.



***Фиг. 2**. Товаров профил на ЕЕС на България по данни на ЕСО.*

Съхранена кинетична енергия E_k в системата се представя с израза:

$$E_k = \sum_{i=1}^{n}(H_i \times S_{n,i}) \qquad (1)$$

където: H – инерционна константа [s]; S – пълна мощност [MVA].

За този период от време са работили следните генериращи мощности, които имат възможност да съхраняват кинетична енергия, посредством големите си въртящи се маси: един блок на атомната електрическа централа и четири блока на топлоелектрическите централи. Следователно:

$$E_k = \sum_{i=1}^{n}(H_i \times S_{n,i}) = (4.2 \times 1110) + (3.5 \times 230) + (3.5 \times 210) + (3.5 \times 260) + (4.2 \times 360) = 4662 + 805 + 735 + 910 + 1512 = 8624 \text{ MW·s} \qquad (2)$$

След като сме намерили общата запасена кинетична енергия, изчисляваме системната инерция H_{sys}:

$$H_{sys} = \frac{E_k}{P_{LOAD}} \quad (3)$$

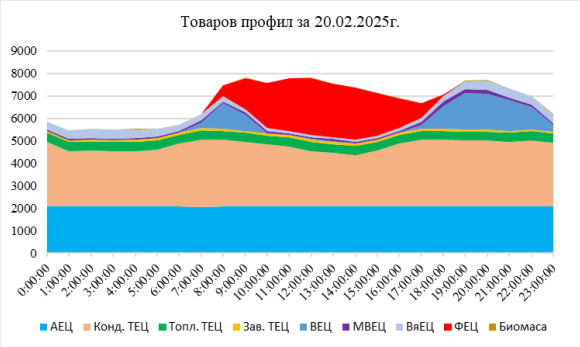
$$H_{sys} = \frac{8624}{4494} = 1.92\ s \quad (4)$$

В случая $H_{sys} < 2$ s, което означава че ЕЕС влиза в червената зона с ограничен принос за системна инерция.

Разглежда се най-тежкия възможен сценарий на отпадане на един блок в АЕЦ „Козлодуй“ при изолирана ЕЕС на България. При дефицит в системата от 1000 MW, честотата ще започне да пада със следната стойност:

$$RoCoF = \frac{\Delta P_{imbalance}}{P_{LOAD}} \times \frac{f_0}{2 \times H_{sys}} = \frac{1000}{4494} \times \frac{50}{2 \times 1.92} = 0.2225 \times 13.02 = 2.90\ Hz/s \quad (5)$$

При деня с максималния товар, производството от ФЕЦ достига 2518 MW или 32% от общия товар на системата от 7800 MW, Фиг. 3 [5].



***Фиг. 3**. Товаров профил на ЕЕС на България по данни на ЕСО*

През този момент са работили: два блока на атомната електрическа централа и петнадесет блока на топлоелектрически централи. Отново по предходния ред изчисляваме E_k:

$$E_k = \sum_{i=1}^{n}(H_i \times S_{n,i}) = (4.2 \times 1110) + (4.2 \times 1110) + (3.5 \times 230) + (3.5 \times 230) + (3.5 \times 230) + (3.5 \times 230) + (3.5 \times 210) + (3.5 \times 210) + (3.5 \times 210) + (3.5 \times 210) + (3.5 \times 260) + (3.5 \times 260) + (3.5 \times 260) + (3.5 \times 260) + (4.2 \times 360) + (4.2 \times 360) + (4.15 \times 150) = 4662 + 4662 + 805 + 805 + 805 + 805 + 735 + 735 + 735 + 735 + 910 + 910 + 910 + 910 + 1512 + 1512 + 622 = 22\ 770\ \text{MW·s} \quad (6)$$

Изчисленията по формула (6) показват, че в този случай има близо три пъти повече съхранена кинетична енергия.

Изчисляваме и системната инерция H_{sys}:

$$H_{sys} = \frac{E_k}{P_{LOAD}} = \frac{22\ 770}{7800} = 2.92\ s \quad (7)$$

При същия сценарий и дефицит от 1000 MW честотата ще започне да пада със следната стойност:

$$RoCoF = \frac{\Delta P_{imbalance}}{P_{LOAD}} \times \frac{f_0}{2 \times H_{sys}} = \frac{1000}{7800} \times \frac{50}{2 \times 2.92} = 0.1282 \times 8.56 = 1.10\ Hz/s \quad (8)$$

От получените стойности (5) и (8) се вижда как в първия случай честотата започва да пада с 2.9 Hz/s, като това е изключително висока стойност, която може да достигне прага на RoCoF защитите и да създаде риск от каскадно изключване. При втория случай спадът е със 1.1 Hz/s и естествената кинетична инерция на синхронните генератори започва незабавно да забавя падането.

ДИНАМИЧНА СИМУЛАЦИЯ НА ЧЕСТОТНИЯ ОТГОВОР

Анализът изчислява динамичния честотен отговор при отпадане на 1000 MW, като разглежда инерцията и товара единствено на българската ЕЕС. В нормален режим на работа в синхронната зона на Континентална Европа честотата и кинетичната енергия се споделят от цялата взаимносвързана система.

Изчисленията по формули от (1) до (8) дават единствено началния наклон на честотата в момента на смущението, преди намесата на първичното регулиране. За да се получи пълната крива на честотата във времето е реализиран динамичен модел на системния честотен отговор (9) [3], представен в MATLAB [6].

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P_L(s)} = \frac{-(1+sT_R)}{2H\,T_R\,s^2 + \left(2H + DT_R + \frac{F_H T_R}{R}\right)s + \left(D + \frac{1}{R}\right)} \quad (9)$$

Където: $\Delta\omega(s)$ е относителното изменение на честотата [о.е.]; $\Delta P_L(s)$ – относителният небаланс [о.е.]; H – инерционната константа [s]; D – коефициент на честотната зависимост на товара [о.е.]; R – статизъм на управляващите системи [о.е.]; F_H и T_R – дял на мощността от турбината с високо налягане [о.е.] и времеконстанта на прегряването [s].

Резултатите от симулацията за двата

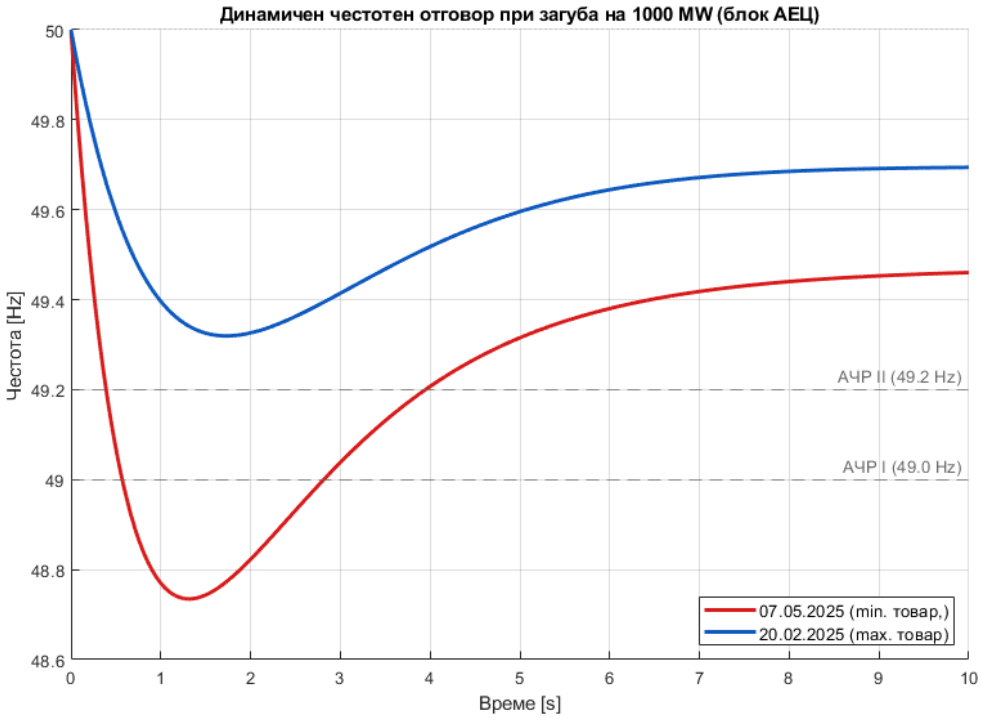
разгледани сценария са обобщени в Таблица 3 и на Фиг. 4 [4].

Таблица 2. *Статични параметри на динамичната симулация*

Параметър	Стойност
f_{sys}	50 [Hz]
T_R	7 [s]
F_H	0.3 [o.e.]
R	0.05 [o.e.]
D	1 [o.e.]

Таблица 3. *Резултати от динамичната симулация на честотния отговор*

Сценарий	RoCoF [Hz/s]	Надир [Hz]	$f_{уст.}$ [Hz]
07.05.25	2.90	48.73	49.46
20.02.25	1.10	49.32	49.69



Фиг. 4*. Динамичен честотен отговор на системата.*

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изследването потвърждава чрез конкретните изчисления за ЕЕС на България ефекта на намаляващата системна инерция при висок дял на инверторно присъединени възобновяеми енергийни източници с около 34% между двата разгледани периода и близо двукратно увеличение на RoCoF. Което от своя страна прави ЕЕС неустойчива при възникване на системни аварии и се създават възможности за каскадно изключване на генериращи източници, а в най-лошия случай и до нейното разпадане. Резултатите съответстват на общоевропейската наблюдавана тенденция и подчертават необходимостта от навременно въвеждане на мерки за поддържане на честотната стабилност успоредно с декарбонизацията на енергийния микс:

- Преоборудване на извеждани от експлоатация турбогенератори в ТЕЦ за работа в режим на синхронен компенсатор с цел осигуряване на чиста физическа инерция и реактивна мощност;
- Въвеждане на ССЕБ с “grid-forming” инвертори;
- Модернизация и рехабилитация на съществуващи ПАВЕЦ, както и изграждане на нови мощности от този тип.

БЛАГОДАРНОСТИ: *Статията е финансирана по проект BG05SFPR001-3.004-0018-C01 „Подкрепа за развитие*

на проектна докторантура по професионално направление 5.2 „Електротехника, Електроника и Автоматика“ в Технически Университет – София.“

ЛИТЕРАТУРА

[1] ENTSO-E, “High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters”, Technical Report, 2020.

[2] ENTSO-E, “Ten Year Network Development Plan – TYNDP”, 2016.

[3] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill, 1994.

[4] ENTSO-E, “Technical background for the Low Frequency Demand Disconnection requirements”, November 2014

[5] Electricity System Operator (ESO EAD), Bulgaria – daily generation and load data.

[6] MathWorks (R2024a); The MathWorks Inc.: Natick, MA, USA, 2024.