

## TECHNICAL AND ECONOMIC ASPECTS OF NOMINAL THERMAL AND ELECTRIC POWER OF ELECTRIC TURBINE UNITS BASED ON BACKPRESSURE STEAM TURBINE

V. Filonenko

National University of Food Technologies

---

**Key words:**

*Cogeneration  
Electric turbine unit  
Backpressure steam turbine  
Heat consumption  
Electricity consumption  
Fuel economy  
Electricity purchase*

**Article history:**

Received 06.05.2022  
Received in revised form 20.05.2022  
Accepted 15.06.2022

---

**Corresponding author:**

V. Filonenko  
**E-mail:**  
ipren@ukr.net

---

**ABSTRACT**

The study is devoted to the formation of conditions to avoid financial losses from the implementation of technical solutions which reduce heat consumption of an industrial enterprise, which is supplied from a turbine unit based on a steam turbine with backpressure. The object of research is a cogeneration unit based on a turbine unit with a steam turbine with backpressure. It produces heat and electricity by cogeneration method, implementing a steam cycle with the maximum possible thermal efficiency, and generating electricity with the lowest cost.

These turbines are used to create CHPs of industrial enterprises, such as sugar, distilleries, chemical and oil refining enterprises.

The peculiarity of the use of such turbines is the perception of the balance of the relationship between the generated turbine heat and electricity. This perception is that the company forms a similar relationship between the consumption of heat and electricity — the so-called mutual balance of generation and consumption of energy resources.

The consequence of the existence of this balance is the reduction of electric power of the turbine unit in the case of reducing the consumption of steam (thermal energy) and the need to purchase a certain amount of electricity from the district power system (DPS).

In case of certain ratios of prices for fuel and electricity and energy performance of steam generators and steam turbines, the implementation of energy-saving technical solutions in the heat use system of the enterprise leads to their financial loss. As a result of the study it was found that the considered cogeneration system, having unquestionable energy efficiency, ie, reducing fuel consumption, in case of problems can avoid financial losses in case of cheaper fuels or work to reduce electricity consumption.

According to the results of the study, the corresponding mathematical dependences are proposed. The methodology of determining the nominal power of the turbine unit is formed in the work, which guarantees the observance of the condition of financial efficiency of the turbine unit operation.

## ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ НОМІНАЛЬНОЇ ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТУРБОАГРЕГАТИВ НА БАЗІ ПАРОВИХ ТУРБІН З ПРОТИТИСКОМ

**В. М. Філоненко**

*Національний університет харчових технологій*

*Дослідження присвячено формуванню умов уникнення фінансової збитковості від реалізації технічних рішень, що передбачають зменшення теплоспоживання промислового підприємства, енергозабезпечення якого здійснюється від турбоагрегату на базі парової турбіни з протитиском.*

*Об'єктом дослідження обрано когенераційну установку на базі турбоагрегату з паровою турбіною з протитиском, що в когенераційний спосіб виробляє теплову й електричну енергію, реалізуючи паросиловий цикл з максимально можливим термічним ККД і генеруючи електроенергію з найнижчою собівартістю.*

*Вказані турбоагрегати застосовуються для створення ТЕЦ промислових підприємств, таких як цукрові, спиртові заводи, підприємства хімічної та нафтопереробної промисловості.*

*Особливістю використання таких турбоагрегатів є сприйняття підприємством балансового взаємозв'язку між генерованою турбоагрегатом тепловою й електричною енергією. Означене сприйняття полягає в тому, що у підприємства формується аналогічний взаємозв'язок між споживанням теплової й електричної енергії — так звана взаємна збалансованість генерації і споживання енергоресурсів.*

*Наслідком існування означеної збалансованості є зменшення електричної потужності турбоагрегату при зменшенні споживання підприємством пари (теплової енергії) і необхідності закупівлі певного обсягу електричної енергії від районної енергосистеми (РЕС).*

*У разі певних співвідношень цін на паливо й електричну енергію та енергетичних показників парогенераторів і парових турбін реалізація енергоощадних технічних рішень у системі тепловикористання підприємства призводить до їх фінансової збитковості.*

*У результаті дослідження встановлено, що розглянута когенераційна система, маючи беззаперечну енергетичну ефективність, тобто забезпечуючи зменшення витрати палива, при виникненні проблеми може уникнути фінансової збитковості у разі використання дешевших палив або реалізації робіт зі зменшення електроспоживання підприємства. За результатами дослідження запропоновано відповідні математичні залежності.*

*Сформовано методологію визначення номінальної потужності, що гарантує дотримання умови фінансової ефективності експлуатації турбоагрегату.*

**Ключові слова:** когенерація, турбоагрегат, парова турбіна з протитиском, теплоспоживання, електроспоживання, економія палива, закупівля електроенергії.

**Постановка проблеми.** Підвищення виробничої потужності промислових підприємств України та удосконалення їх систем енергопостачання розглядають як магістральні напрями розвитку промисловості.

Збереження в системі енергопостачання промислових підприємств саме когенераційної генерації теплової і електричної енергії є їх запорукою енергетичної незалежності та фінансової ефективності. Однак у сучасних умовах ціноутворення на паливно-енергетичні ресурси формувалася тенденція до неухильного росту цін як на паливо, так і на електричну енергію.

Практично вся цукрова промисловість України оснащена системами когенераційної генерації електричної і теплової енергії турбоагрегатами, сформованими на базі парових турбін з протитиском. Стратегія розвитку цих підприємств — досягнення виробничих потужностей європейського рівня і, відповідно, збільшення потужностей енергопостачання (Данько, 2012).

За умови сучасного ринкового співвідношення цін на паливо й електроенергію когенераційний метод вироблення енергоресурсів набуває фінансової збитковості. Заводська собівартість електричної енергії власної генерації, отриманої від спалювання природного газу, незважаючи на реалізацію найвищого термодинамічного ККД циклу, стає суттєво дорожчою за електричну енергію на енергоринку.

**Огляд останніх досліджень і публікацій.** Когенераційна генерація теплової і електричної енергії останні роки зберігала свою актуальність, що відображено як в дисертаційних дослідженнях (Казарова, 2017), так і в публікаціях вітчизняних (Андреев та ін., 2016) та зарубіжних авторів (Aklilu & Gilani, 2010; Mashoko, Mbohwa & Thomas, 2013; Çakir, Çomaklı & Yüksel, 2012; Андреев та ін., 2016).

Застосування турбоагрегатів на базі парових турбін у структурі енергетичних установок теж залишається актуальним технічним рішенням і на сьогодні (Маяренко, Темнохуд, Сенецкий & Петров, 2013; Aklilu & Gilani, 2010; Pasquariello, 2020; Gülen, 2021).

Енергетична привабливість турбоагрегатів з протитисковими турбінами полягає в реалізації найефективнішого, з термодинамічним ККД у 100% теплофікаційного паросилового циклу та найнижчою, до 170 г у.п/(кВт·год), питомою витратою умовного палива на відпущену електричну енергію і найнижчу її заводську собівартість.

Експлуатація означених турбоагрегатів характеризується наявністю балансового взаємозв'язку між генерованою тепловою —  $Q_{\text{ТА}}$  та генерованою електричною енергією —  $W_{\text{ТА}}$ , які пов'язані між собою відповідними рівняннями (Філоненко, 2009).

Наявність такого взаємозв'язку породжує специфічні вимоги до визначення номінальної електричної потужності турбоагрегату і його типорозміру. Ці вимоги не передбачені чинними технічними умовами щодо експлуатації паротурбінних установок теплових електростанцій (ГКД 34.20.507-2003, 2019), які визначають тільки вимоги до їх надійності, комплектації, безпеки, стабільності експлуатації.

У разі реалізації на підприємстві, що використовує для свого енергозабезпечення означені турбоагрегати, технічних рішень зі зменшення свого теплоспожи-

вання виникає ситуація, за якою або вироблена турбоагрегатом електрична енергія, або вироблена теплова енергія «диктуватимуть» пропуск гострої пари через проточну частину турбіни, тобто «диктуватимуть» співвідношення між  $W_{TA}$  і  $Q_{TA}$ .

Такий «диктат» породжує вихлоп частини (від 2% до 10%) відпрацьованої пари турбіни і відповідну втрату теплової енергії в атмосферу, що призводить до втрати зекономленої теплової енергії і, відповідно, палива та зниження енергетичної й економічної ефективності підприємства.

«Вихлопна» частина електроенергії генерується турбоагрегатом у рамках циклу У. Ренкіна, з низьким (до 22%), термічним ККД, унаслідок чого має собівартість у 3,5 раза вищу за собівартість «протитискової» електроенергії, яка генерується в теплофікаційному циклі. Вибір належного типорозміру турбоагрегату має враховувати цю обставину і забезпечувати уникнення експлуатаційних і фінансових проблем під час його експлуатації.

До фінансових проблем відноситься перспектива втрати фінансової переваги від когенераційного вироблення теплової та електричної енергії у разі несприятливого співвідношення закупівельних цін на паливо та електричну енергію для джерела енергопостачання.

Взаємодія означених турбоагрегатів із системами тепло- і електроспоживання підприємств, що їх використовують, визначається балансовим рівнянням (Філоненко 2009):

$$(+/-)W_{TA} = \left[ \frac{q_{\text{техн}} \cdot K_q^{\text{TA}} \cdot A_{\text{п.п}} \cdot 1000 \cdot 4,2}{24 \cdot (h_{\text{техн}} - \beta_{\text{конд}} \cdot h_{\text{конд}}) \cdot d_o^{\text{TA}} \cdot \gamma_{\text{ОУ}}} \right] - \left[ \frac{e_{\text{техн}} \cdot K_e^{\text{TA}} \cdot A_{\text{п.п}} \cdot K_{\text{вл.п}}^{\text{TA}}}{24} \right]. \quad (1)$$

$W^q$   $W^e$

Наведене рівняння формує режим експлуатації турбоагрегату — або за «тепловим», або «електричним» графіком.

Перша складова рівняння (3) —  $W^q$ , кВт, є електричною потужністю ТГ, продиктованою (обумовленою) рівнем теплоспоживання підприємства, друга складова —  $W^e$ , кВт, є електричною потужністю, продиктованою електроспоживанням промислового підприємства.

Цей баланс може бути як позитивним, за умови вироблення турбоагрегатом електроенергії на тепловому споживанні більше, ніж існує потреба підприємства відповідно свого питомого електроспоживання —  $e_{\text{техн}}$ , так і від'ємним, за умови перевищення потреби підприємства в електроенергії над можливістю турбоагрегату виробити електроенергію за рівнем теплоспоживання —  $q_{\text{техн}}$ .

Експлуатаційні параметри  $A_{\text{п.п.}}$ ,  $q_{\text{техн}}$ ,  $e_{\text{техн}}$ ,  $d_o^{\text{TA}}$  тощо є незалежними один від одного і обумовлюються рівнем розвитку й удосконалення систем тепло- та електроспоживання підприємства.

Удосконалення системи теплоспоживання виробництва з метою економії палива і фінансових затрат на його придбання передбачає зменшення параметра  $q_{\text{техн}}$ , але за умови уникнення вихлопу частки відпрацьованої пари в атмосферу (Філоненко, 2009). Для уникнення вихлопу необхідно зменшити електричне навантаження турбоагрегату, зменшивши витрату гострої пари на турбіну і витрату палива на її генерацію, й отримати недовироблену електричну потужність від رایонної енергосистеми (РЕС).

Реалізація вказаного технічного рішення, суттєво зменшуючи фінансові витрати на закупівлю палива для вироблення теплової енергії, передбачає закупівлю у РЕС певний обсяг електроенергії, потужністю —  $W_{\text{РЕС}}$ , кВт, за ринковою ціною —  $C_{e, \text{РЕС}}$ , грн/(кВт·год), що породжує фінансові витрати на закупівлю електроенергії.

Технічні умови вирішення проблеми вихлопу сформовані в (Філоненко, 2009). Зокрема, для підприємств цукрової галузі запропоновано формули для визначення мінімально-допустимого питомого споживання теплової енергії промисловим виробництвом —  $q_{\text{гран}}^{\text{мін}}$ , Мкал/(т бур) і максимально-допустимого питомого споживання електроенергії —  $e_{\text{гран}}^{\text{макс}}$ , кВт·год/ (т бур):

$$q_{\text{гран}}^{\text{мін}} = 0,521 \cdot \frac{e_{\text{техн}}^{\text{факт}} \cdot d_o^{\text{ТА}} \cdot (1 + J_{\text{ОУ}})}{1 - K_{\text{вл.л}}^{\text{ТА}} - K_{\text{решт}}^{\text{ТА}}}; \quad (2)$$

$$e_{\text{гран}}^{\text{макс}} = 1,92 \cdot \frac{q_{\text{техн}}^{\text{факт}} \cdot (1 - K_{\text{вл.л}}^{\text{ТА}} - K_{\text{решт}}^{\text{ТА}})}{d_o^{\text{ТА}} \cdot (1 + J_{\text{ОУ}})}. \quad (3)$$

Наведені формули засвідчують, що за умови знаходження фактичних заводських параметрів питомого тепло- та електро- споживання в межах гранично-допустимих, тобто за умов  $q_{\text{техн}}^{\text{факт}} > q_{\text{гран}}^{\text{мін}}$  та  $e_{\text{техн}}^{\text{факт}} < e_{\text{гран}}^{\text{макс}}$ , турбоагрегати на базі парових турбін з протитиском не будуть створювати ні проблем з виникненням вихлопу турбіни, ні фінансових проблем із закупівлею недостатнього обсягу електроенергії.

Однак, як засвідчує розвиток підприємств, їх системи теплоспоживання безперервно удосконалюються, зменшуючи параметр  $q_{\text{техн}}^{\text{факт}}$ , і водночас підвищується їх енергоємність, тобто зростає параметр  $e_{\text{техн}}^{\text{факт}}$ . Таким чином, виникає технічна передумова виникнення вихлопу частини відпрацьованої пари в атмосферу.

Наведені обставини обумовлюють необхідність формування належної номінальної потужності турбоагрегатів, тобто їх типорозмірів, яка б урахувала максимальну кількість експлуатаційних факторів і не створювала б ні технічних, ні фінансових проблем.

Експлуатація турбоагрегату з вихлопом не призводить до зменшення витрати палива і є неприпустимою, оскільки зекономлена тепла енергія в системі теплоспоживання підприємства в еквівалентній кількості втрачається в атмосферу з вихлопною парою.

Уникнути вихлопу і зберегти паливний та економічний ефект від удосконалення теплової схеми дає змогу комбінація двох технічних рішень:

- зменшення обсягу генерації електричної енергії турбоагрегатом;
- закупівлі еквівалентного обсягу електричної енергії від РЕС.

За відсутності на підприємстві умов, що обумовлюють вихлоп, зменшувати теплоспоживання підприємства можна, не звертаючи увагу на співвідношення цін на паливо та електричну енергію, фінансовий ефект — гарантовано.

Але за умови існування таких умов зменшення теплоспоживання підприємства має обмеження, яке визначається чотирма параметрами:

- вартістю палива;
- вартістю електроенергії від РЕС;
- питомою паропродуктивністю парогенераторів;
- питомою витратою гострої пари в турбоагрегаті.

**Мета дослідження:** створення науково-технічної основи встановлення типорозміру турбоагрегатів на базі парових турбін з протитиском для реалізації когенераційної системи енергопостачання промислового підприємства з урахуванням максимальної кількості факторів, що визначають енергетичну і фінансову ефективність їх експлуатації та відповідають виробничим параметрам тепло- та електроспоживання промислового підприємства.

**Матеріали та методи.** У статті використані:

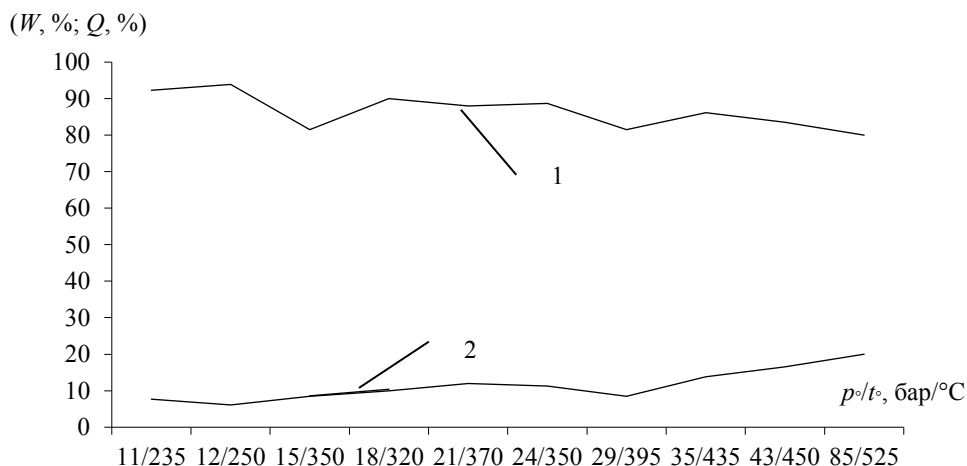
- матеріали власних експериментальних досліджень турбоагрегатів на базі парових турбін з протитиском;
- заводські параметри і характеристики парогенераторів, парових турбін і турбогенераторів;
- методи визначення питомих показників тепло- та електроспоживання промислових підприємств;
- метод теплового розрахунку систем теплоспоживання промислових підприємств;
- метод енергетичного розрахунку джерела когенераційної генерації теплової та електричної енергії із застосуванням турбоагрегатів на базі парових турбін з протитиском;
- метод визначення заводської собівартості виробленої та відпущеної електричної енергії від джерела енергопостачання.

**Результати і обговорення.** Формуванню методики визначення належного типорозміру турбоагрегату має передувати розгляд всіх параметрів, які не створюють під час експлуатації технічних і фінансових проблем перед підприємством, що буде отримувати вироблену ним теплову та електричну енергію.

Турбоагрегати на базі парових турбін з протитиском застосовуються промисловими підприємствами, що мають потребу в тепловій та електричній енергії як джерелі когенераційного вироблення теплової й електричної енергії.

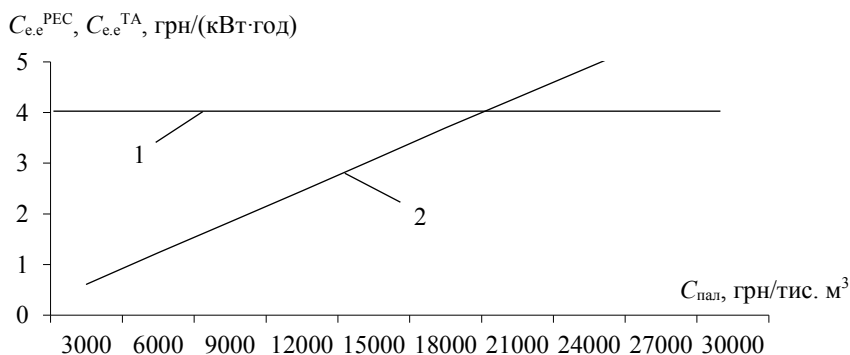
Технічною умовою застосування таких турбоагрегатів є наявність ідентичності співвідношення потреби в тепло- та електроенергії підприємства можливостям їх генерації турбоагрегатами.

Особливістю таких турбоагрегатів є те, що теплової енергії —  $Q$ , кВт, вони генерують значно більше, ніж е/е —  $W$ , кВт. Аналіз існуючих на енергоринку турбоагрегатів засвідчив, що частка виробленої турбоагрегатами теплової енергії залежить від параметрів гострої пари і становить від 80% до 92% від енергії, що надійшла до парової турбіни у вигляді гострої пари, а частка електричної енергії — від 6% до 20% (рис. 1).



**Рис. 1. Обсяги генерації теплової та електричної енергії від турбоагрегатів на базі парових турбін з протитиском залежно від параметрів  $p^\circ/t^\circ$ , бар/ $^\circ\text{C}$  гострої пари:**  
1 — теплова енергія ( $Q$ , %); 2 — електрична енергія ( $W$ , %)

У сучасних умовах ринкового ціноутворення на паливо та електричну енергію електроенергія, вироблена в паросилових турбоустановках, що реалізують найбільш досконалий термодинамічний цикл (суто теплофікаційний цикл), має заводську собівартість, яка залежно від вартості палива суттєво перевищує вартість покупної електроенергії від РЕС.



**Рис. 2. Вартість електричної енергії залежно від вартості палива — природного газу:**  
1 — покупна електрична енергія від РЕС; 2 — електрична енергія від турбоагрегату на базі парової турбіни з протитиском

Станом на 2022 р. сучасне співвідношення собівартості електричної енергії від турбоагрегатів на базі протитискових парових турбін для різної ціни палива — природного газу і ринкової вартості електроенергії від РЕС ілюструє рис. 2. Наведена інформація засвідчує, що вже ціною природного газу, вищою за 1800 грн/тис.  $\text{м}^3$ , електроенергія власної генерації стає дорожчою за електро-

енергію від РЕС. Тобто для збереження існування турбоагрегатів і системи когенераційного енергозабезпечення підприємства потрібно шукати дешеві палива, для яких добуток ціни 1 тонни (тис. м<sup>3</sup>) палива величину, обернену до  $K_{у.п}^{пал}$  ( $C_{пал}/K_{у.п}^{пал}$ ) становить 5500—8500 грн.

Наприклад, у разі використання деревинних пелет ( $K_{у.п}^{пал} = 0,58$ ) за ціною 3200 грн/т заводська собівартість виробленої турбоагрегатом електроенергії становитиме — 2,66 грн/(кВт·год), що нижче за покупну вартість електроенергії від РЕС — 4,0 грн/(кВт·год).

Можлива реалізація апробованого технічного рішення для отримання біогазу (Епштейн, 2018).

Вибір типорозміру турбоагрегату для когенераційної системи енергопостачання підприємства залежить від значної кількості факторів (Філоненко & Почко, 2018), зокрема економічна ефективність його експлуатації.

Економічна (фінансова) ефективність експлуатації турбоагрегату полягає в тому, що в разі перенесення частини його електричного навантаження на покупну електроенергію від РЕС перед підприємством відкривається можливість зменшення споживання пари і, відповідно, зменшення споживання палива, що витрачається на енергозабезпечення підприємства.

Результатом є зменшення витрати коштів на закупівлю палива, але збільшення витрат на закупівлю електричної енергії від РЕС.

Відповідне рівняння, що враховує обидва фактори, має вигляд (Філоненко, 2009):

$$(+/-)\Delta S = B_1^{ТЕЦ} \cdot C_{пал} - (B_2^{ТЕЦ} \cdot C_{пал} + 24 \cdot \Delta W^{РЕС} \cdot C_{е.е}^{РЕС}), \quad (4)$$

де:  $(+)\Delta S$ ,  $(-)\Delta S$  — відповідно, добова економія та перевитрата коштів на закупівлю енергоресурсів, палива і електроенергії, грн/добу;

$B_1$ ,  $B_2$  — добова витрата палива в разі експлуатації турбогенераторів, відповідно, без отримання та з отриманням електроенергії від РЕС, тис. м<sup>3</sup>/добу;

$C_{пал}$  — закупівельна (з ПДВ) ціна палива, грн/(тис. м<sup>3</sup>);

$\Delta W^{РЕС}$  — потужність електроенергії, отриманої від РЕС, кВт;

$C_{е.е}^{РЕС}$  — вартість (з ПДВ) покупної електроенергії від РЕС, грн/(кВт·год);

24 — співвідношення год/добу.

З теплоенергетичного балансу парогенератора отримано рівняння, що визначає зміну витрати палива —  $\Delta B$ , тис. м<sup>3</sup>/год, залежно від зміни його парового навантаження —  $\Delta D^{ПГ}$ , т/год:

$$\Delta B^{ПГ} = \Delta D^{ПГ} / d_{г}^{ПГ}, \quad (5)$$

де:  $\Delta B^{ПГ}$  — годинне зменшення витрати палива (природного газу), тис. м<sup>3</sup>/год;

$d_{г}^{ПГ}$  — питома генерація гострої пари в парогенераторах, т пари/тис. м<sup>3</sup> газу.

З теплоенергетичного балансу турбоагрегату отримано рівняння, що визначає зменшення витрати гострої пари на турбоагрегат —  $\Delta D^{ТА}$ , т/год, залежно від зменшення його електричного навантаження, еквівалентного потужності електроенергії, отриманої від РЕС —  $\Delta W_{РЕС}$ :

$$\Delta D^{ТА} = \Delta W_{РЕС} \cdot d_{г}^{ТА} \cdot 10^{-3}, \quad (6)$$

де:  $\Delta D^{ТА}$  — годинне зменшення витрати гострої пари на турбоагрегат унаслідок зменшення електричного навантаження, т/год;

$\Delta W_{РЕС}$  — потужність електроенергії, отриманої від РЕС, кВт;

$d_o^{TA}$  — питома витрата гострої пари на вироблення однієї кВт·год електроенергії турбоагрегатом, кг/(кВт·год);

$10^{-3}$  — коефіцієнт, що корелює одиниці виміру витрати пари, кг/т.

Оскільки  $\Delta D^{ПГ} = \Delta D^{TA}$  за логікою електричної енергії, то застосування наведених формул у рівнянні (6) суттєво спрощує його, зводячи до рівняння, яке не передбачає паливно-енергетичного розрахунку ТЕЦ і визначення витрат палива  $B_1$  і  $B_2$ :

$$(+/-)\Delta S = 24 \cdot \Delta W_{PEC} \cdot [C_{пал} \cdot (d_o^{TA} \cdot 10^{-3} / d_o^{ПГ}) - C_{e/e}^{PEC}]. \quad (7)$$

Графічна інтерпретація залежності (7) для  $d_o^{ПГ} = 10,7$  кг пари/м<sup>3</sup> газу та  $d_o^{TA} = 8,6$  кг пари/(кВт·год) наведена на рис. 3. За ординату графічної залежності використано вартість палива, приведену до вартості електроенергії від PEC —  $C_{пал}^*$ , грн/(кВт·год):

$$C_{пал}^* = C_{пал} \cdot (d_o^{TA} \cdot 10^{-3} / d_o^{ПГ}). \quad (8)$$

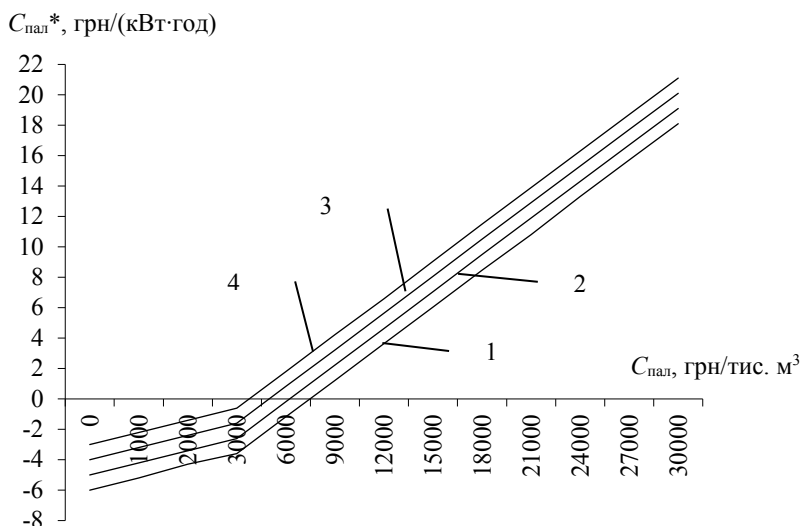


Рис. 3. Графічна залежність  $C_{пал}^* = f(C_{пал}, C_{e,e}^{PEC})$ .  $C_{e,e}^{PEC}$ , грн/(кВт·год):  
1 — 3,0; 2 — 4,0; 3 — 5,0; 4 — 6,0

Від'ємне значення ординати означає, що в разі низької вартості палива зменшення його витрати шляхом реалізації технічних рішень зі зменшення теплоспоживання підприємства і закупівлі електроенергії від PEC стає фінансово збитковим.

За такого співвідношення цін на паливо та електроенергію має бути змінено пріоритет в енергозбереженні — набуває актуальності зниження електро-, а не теплоспоживання підприємства з метою ліквідації фінансової основи проблеми — вихлопу і необхідності закупівлі електроенергії від PEC. Тобто за умов дешевого палива для підприємства, що має систему енергопостачання на базі власної ТЕЦ, економити теплову енергію і, відповідно, паливо — економічно не вигідно, оскільки зниження витрат коштів на закупівлю палива не покриває їх збільшення на закупівлю дорогої електроенергії.

За цих умов потрібно економити електричну енергію, зменшуючи питоме електроспоживання виробництва —  $e_{техн}$ , до рівня, яке взагалі ліквідує утворення

вихлопу і ліквідує потребу в закупівлі електроенергії від РЕС. Умовою зміни пріоритету є така ціна палива, що його економія не перекриває вартість закупленої в РЕС електроенергії, і яка визначається нерівністю —  $C_{\text{пал}} < C_{\text{пал}}^*$ .

Тобто у разі ціни палива, меншої за визначену за формулою (8), зменшення витрати палива призведе до збитковості існуючої системи енергопостачання підприємства, тому потрібно працювати над зниженням його електроспоживання.

А за умови ціни палива, вищої за визначену за формулою (8), зменшення витрати палива, незважаючи на високу вартість закупівлі електроенергії від РЕС, буде фінансово вигідним.

На визначення типорозміру турбоагрегату має вплив рівень відхилення від номінальних параметрів гострої пари і відпрацьованої пари, а також ступінь його електричного навантаження.

Дослідження А. Стодоли і Г. Флюгеля засвідчують, що в разі відхилення експлуатаційних параметрів парових турбін — тиску ( $p^\circ$ ), температури ( $t^\circ$ ) гострої пари і тиску відпрацьованої пари ( $p_n$ ) від їх номінальних значень, зменшується реальна пропускна здатність їх проточних частин ( $D^{\text{експл}}$ ) відносно номінальних значень ( $D^{\text{ном}}$ ) Графічна інтерпретація відповідних залежностей наведена на рис. 4, 5, 6, 7, 8.

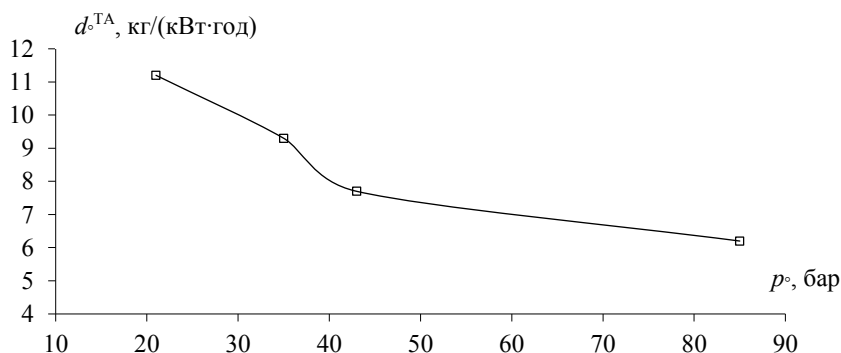


Рис. 4. Залежність питомої витрати гострої пари на турбоагрегат —  $d^{\text{ТА}}$  від тиску гострої пари —  $p^\circ$

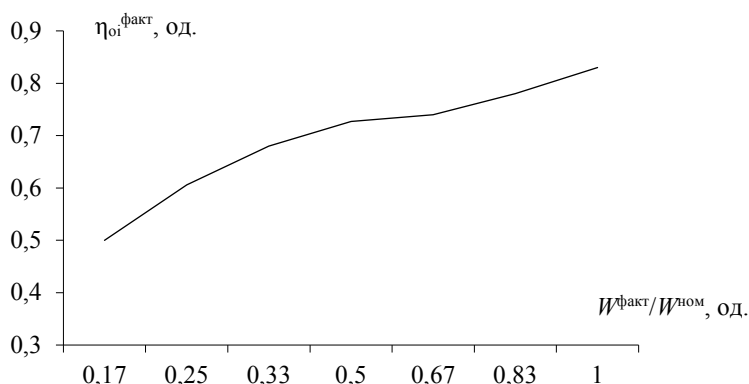


Рис. 5. Вплив ступеня завантаження турбоагрегату —  $W^{\text{факт}}/W^{\text{ном}}$  на експлуатаційний ККД парової турбіни —  $\eta_{oi}^{\text{факт}}$

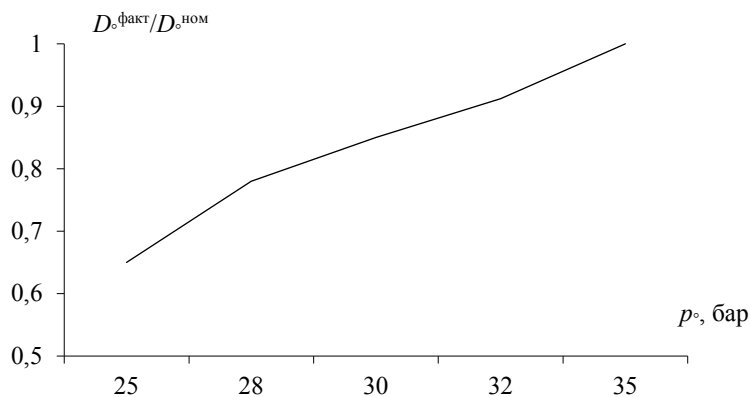


Рис. 6. Вплив тиску гострої пари на вході в парову турбіну —  $p_g$ , на пропускну здатність проточної частини парової турбіни —  $D_{o,факт}/D_{o,ном}$

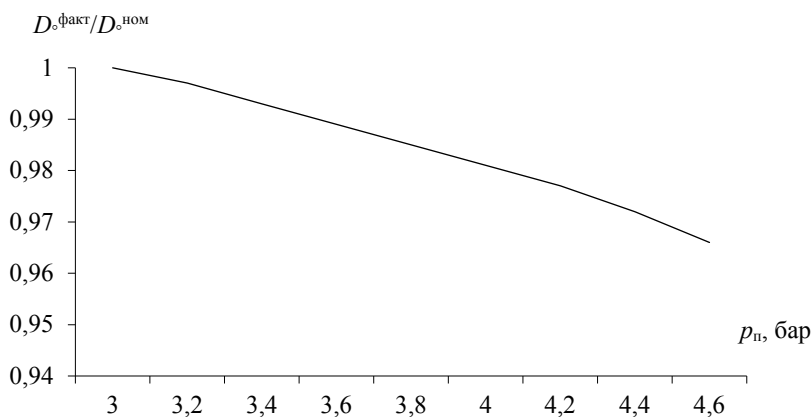


Рис. 7. Вплив протитиску відпрацьованої пари на виході з парової турбіни —  $p_n$ , на пропускну здатність проточної частини парової турбіни —  $D_{o,факт}/D_{o,ном}$

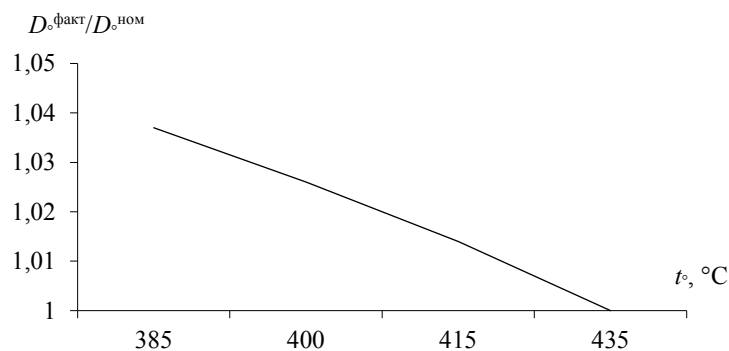


Рис. 8. Вплив температури гострої пари на вході в парову турбіну —  $t_g$ , на пропускну здатність проточної частини парової турбіни —  $D_{o,факт}/D_{o,ном}$

На основі встановленого впливу технічних та економічних факторів пропонується така методологія формування належного типорозміру турбоагрегату, який не створить фінансових проблем у разі енергопостачання промислового підприємства, що реалізує політику енергозбереження:

1. Визначається середньодобова виробнича потужність промислового підприємства —  $A_{п.п.}$ , т прод/добу.

2. Визначається вид палива для джерела енергопостачання підприємства і його коефіцієнт умовного палива —  $K_{у.п}^{пал}$ , од.

3. Встановлюється вартість закупівлі електроенергії для промислових споживачів 1-го ( $> 27$  кВ) або 2-го ( $< 27$  кВ) класу від РЕС, з урахуванням ПДВ та діючих тарифів на розподіл і передачу —  $C_{е.е}^{РЕС}$ , грн/(кВт·год).

4. Визначається закупівельна вартість палива (з ПДВ та платою за транспортування) —  $C_{пал}$ , грн/тис. м<sup>3</sup> або грн/тону.

5. Визначається заводська собівартість, виробленої турбоагрегатом на базі парової турбіни з протитиском, електричної енергії —  $C_{е.е}^{ТА}$ , грн/(кВт·год), за формулою:

$$C_{е.е}^{ТА} = (b_e^{дж} / K_{у.п}^{пал}) \cdot C_{пал} \cdot K_{е.е}^{експл} \cdot 10^{-6}, \quad (9)$$

де:  $b_e^{дж}$  — питома витрата умовного палива на відпущену електричну енергію від джерела енергопостачання, в структурі якого експлуатується турбоагрегат, г у.п/(кВт·год). Дорівнює в межах від 167,4 до 185,4 залежно від ефективності системи генерації електроенергії;

$K_{е.е}^{експл}$  — коефіцієнт, що враховує експлуатаційну складову заводської собівартості відпущеної електроенергії, од. Дорівнює від 1,15 до 1,30, залежно від фактичних затрат, віднесених на виробництво електроенергії.

6. Порівнюються  $C_{е.е}^{РЕС}$  і  $C_{е.е}^{ТА}$  і формується висновок щодо фінансової доцільності встановлення й експлуатації турбоагрегату за існуючого співвідношення цін на паливо та електроенергію від РЕС:

- у разі  $C_{е.е}^{ТА} > C_{е.е}^{РЕС}$  встановлення турбоагрегату економічно збитково і тому економічно недоцільно;

- у разі  $C_{е.е}^{ТА} < C_{е.е}^{РЕС}$  встановлення турбоагрегату економічно вигідно і тому економічно доцільно.

7. Визначаються номінальні параметри гострої пари з парогенераторів: абсолютний тиск —  $p_{пг}^{ном}$ , бар, температура —  $t_{пг}^{ном}$ , °С.

8. Визначаються фактичні експлуатаційні параметри гострої пари з парогенераторів: абсолютний тиск —  $p_{пг}^{факт}$ , бар, та температуру —  $t_{пг}^{факт}$ , °С, ентальпія —  $h_{пг}^{факт}$ , кДж/кг.

9. Визначаються фактична ентальпія живильної води на вході в парогенератори —  $h_{ж.в}^{факт}$ , кДж/кг.

10. Визначаються фактичні тиск —  $p_0$ , бар, та температура —  $t_0$ , °С гострої пари перед стопорними клапанами парової турбіни за формулами:

$$p_0 = p_{пг}^{факт} - \Delta p_{зниж}; \quad (10)$$

$$t_0 = t_{пг}^{факт} - \Delta t_{зниж}, \quad (11)$$

де:  $\Delta p_{зниж}$ ,  $\Delta t_{зниж}$  — відповідно, обґрунтовані зниження тиску, бар, і температури гострої пари в транспортному паропроводі, °С.

11. Формується висновок щодо відповідності (або не відповідності) фактичних параметрів гострої і відпрацьованої пари їх номінальним значенням для відповідних типорозмірів турбоагрегатів.

12. Визначаються фактичний (експлуатаційний) абсолютний тиск технологічної пари на вході в підприємство —  $p_{\text{техн}}$ , бар.

13. Визначає фактичний абсолютний тиск відпрацьованої пари турбіни на виході з турбіни, з урахуванням —  $p_{\text{п}}$ , бар, за формулою:

$$p_{\text{п}} = p_{\text{техн}} + \Delta p_{\text{зниж}}, \quad (12)$$

де  $\Delta p_{\text{зниж}}$  — обґрунтована втрата тиску відпрацьованої пари в транспортному паропроводі, бар.

14. Формується висновок щодо відповідності (або не відповідності) фактичних параметрів гострої і відпрацьованої пари їх номінальним значенням для відповідних типорозмірів турбоагрегатів.

15. Визначається адіабатна ентальпія відпрацьованої пари в турбіні —  $h_{\text{п.а}}$ , кДж/кг.

16. Визначається, у разі невідповідності фактичним параметрів пари турбіни їх номінальним значенням, відносна пропускна спроможність проточної частини парової турбіни за формулою Флюгеля-Стодоли:

$$D_{\circ}^{\text{факт}} / D_{\circ}^{\text{ном}} = (p_{\circ} / p_{\circ}^{\text{ном}}) \cdot \sqrt{(t_{\circ} + 273) / (t_{\circ}^{\text{ном}} + 273)} \times \\ \times \sqrt{(1 - (p_{\text{п}} / p_{\circ})^2) / (1 - (p_{\text{п}}^{\text{ном}} / p_{\circ}^{\text{ном}})^2)}, \quad (13)$$

де:  $D_{\circ}^{\text{факт}}$  — фактична годинна витрата гострої пари (так звана пропускна спроможність проточної частини парової турбіни) у разі відхилення параметрів гострої та відпрацьованої пари від номінальних значень, т/год;

$D_{\circ}^{\text{ном}}$  — номінальна витрата гострої пари у разі номінальних параметрів гострої та відпрацьованої пари, т/год;

$p_{\circ}, p_{\circ}^{\text{ном}}$  — відповідно, фактичний і номінальний абсолютні тиски гострої пари на вході в турбіну, бар;

$t_{\circ}, t_{\circ}^{\text{ном}}$  — відповідно, фактична і номінальна температури гострої пари на вході в турбіну, °С;

$p_{\text{п}}, p_{\text{п}}^{\text{ном}}$  — відповідно, фактичний і номінальний абсолютні тиски відпрацьованої пари на виході з турбіни, бар.

17. Формується висновок: у разі  $D_{\circ}^{\text{факт}} / D_{\circ}^{\text{ном}} < 1,0$  — фактичний пропуск гострої пари через проточну частину парової турбіни буде менший за номінальний і фактична електрична потужність турбоагрегату очкується меншою за номінальну.

У разі  $D_{\circ}^{\text{факт}} / D_{\circ}^{\text{ном}} \geq 1,0$  — фактичний пропуск гострої пари через проточну частину парової турбіни може перевищувати номінальний і фактична електрична потужність турбоагрегату може перевищувати номінальну.

18. Визначається фактична питома витрата гострої пари на вироблення електричної енергії в турбоагрегаті —  $d_{\circ}^{\text{ТА}}$ , кг/(кВт·год), за формулою:

$$d_{\circ}^{\text{ТА}} = \frac{3600}{(h_{\circ} - h_{\text{п.а}}) \cdot \eta_{\text{oi}} \cdot \eta_{\text{е}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{др}}}, \quad (14)$$

де:  $h_o$ ,  $h_{п.а}$  — відповідно, ентальпія гострої пари перед стопорним клапаном турбіни та ізоентропна ентальпія відпрацьованої пари на виході з турбіни, кДж/кг;  $\eta_{oi}$ ,  $\eta_e$ ,  $\eta_m$ ,  $\eta_{др}$  — система ККД турбоагрегату, од.

19. Визначається питома паропроодуктивність палива в парогенераторах —  $d_o^{ПГ}$ , кг пари/м<sup>3</sup> газу, або кг пари/кг (вугілля, пелет, тощо) за формулою:

$$d_o^{ПГ} = \frac{\eta_{ПГ} \cdot K_{у.п}^{пал} \cdot 29300}{(h_o - h_{ж.в})}, \quad (15)$$

де:  $\eta_{ПГ}$  — фактичний експлуатаційний ККД (брутто) парогенератора, од;

$K_{у.п}^{пал}$  — коефіцієнт перерахунку нижчої теплоти згоряння фактичного палива в теплоту згоряння умовного палива, од;

29300 — теплота згоряння умовного палива, кДж/кг;

$h_o$  — фактична ентальпія гострої пари на виході з парогенератора, кДж/кг;

$h_{ж.в}$  — фактична ентальпія живильної води на вході в парогенератор, кДж/кг.

20. Визначається «приведена» до енергетичних параметрів турбоагрегату вартість палива —  $C_{пал}^*$ , за формулою (8).

21. Здійснюється зіставлення вартості покупної електроенергії від РЕС —  $C_{е.е}^{РЕС}$ , і «приведеної» вартості палива —  $C_{пал}^*$ :

- у разі  $C_{пал}^* < C_{е.е}^{РЕС}$ , тобто умови фінансової збитковості закупівлі електричної енергії від РЕС вирішується питання або про відмову від встановлення й експлуатації турбоагрегату та експлуатації ТЕЦ в режимі парової котельні із закупівлею в РЕС усього потрібного підприємству обсягу електроенергії або про перехід турбоагрегату на підвищені параметри (тиск і температуру) гострої пари;

- у разі  $C_{пал}^* > C_{е.е}^{РЕС}$ , тобто умови фінансової доцільності закупівлі в РЕС електроенергії приймається рішення про встановлення турбоагрегату й експлуатації турбоагрегату в режимі когенерації.

22. Визначається фактична експлуатаційна питома витрата теплової енергії на виробництво —  $q_{техн}$ , Мкал/т продукції.

23. Визначається фактична експлуатаційна питома витрата електричної енергії на виробництво —  $e_{техн}$ , кВт·год/т продукції.

24. Визначається параметр  $(+/-)W_{ТА}$ , кВт, за формулою (1).

25. Здійснюється аналіз взаємної збалансованості тепло- та електроспоживання підприємства:

- за умови  $W_{ТА} > 0$  енергопостачання підприємства є взаємно збалансованим і подальше зменшення теплоспоживання підприємства не загрожує турбоагрегату вихлопом;

- за умови  $W_{ТА} < 0$  енергопостачання підприємства є незбалансованим і зменшення теплоспоживання підприємства загрожує турбоагрегату вихлопом і появою фінансових проблем із закупівлею електроенергії від РЕС.

26. Визначається гранично мінімальне значення питомого теплоспоживання підприємства —  $q_{гран}^{мін}$ , Мкал/т продукції, формула (2).

27. Визначається гранично максимальне значення питомого електроспоживання підприємства —  $e_{гран}^{макс}$ , кВт·год/т продукції, формула (3).

28. Здійснюється порівняння фактичних —  $q_{\text{техн}}$  і граничних  $q_{\text{гран}}^{\text{мін}}$  питомих витрат теплової енергії на виробництво.

29. Здійснюється порівняння фактичних і граничних параметрів питомого споживання електричної енергії.

30. Формується висновок щодо перспектив економії палива на енергопостачання підприємства:

- за умови  $q_{\text{техн}} > q_{\text{гран}}^{\text{мін}}$  — турбоагрегат за фактичного рівня  $e_{\text{техн}}$  виробництва експлуатується без вихлопу частки відпрацьованої пари та створює потенціал зменшення витрати палива за рахунок зменшення питомого теплоспоживання виробництва;

- за умови  $q_{\text{техн}} < q_{\text{гран}}^{\text{мін}}$  — турбоагрегат за фактичного рівня  $e_{\text{техн}}$  працює з вихлопом частки пари в атмосферу і не створює потенціалу зменшення витрати палива. Для створення потенціалу зменшення витрати палива потрібно зменшення питомого споживання електроенергії виробництва;

- за умови  $e_{\text{техн}} < e_{\text{гран}}^{\text{макс}}$  — турбоагрегат за фактичного рівня  $q_{\text{техн}}$  свого виробництва працює без вихлопу в атмосферу та створює потенціал зменшення витрати палива за рахунок зменшення питомого теплоспоживання виробництва;

- за умови  $e_{\text{техн}} > e_{\text{гран}}^{\text{макс}}$  — турбоагрегат за фактичного рівня  $q_{\text{техн}}$  працює з вихлопом частки пари в атмосферу. Для створення потенціалу зниження витрати палива на енергопостачання підприємства за рахунок зменшення його  $q_{\text{техн}}$  потрібно зменшення питомого споживання електроенергії виробництва.

31. Визначається електрична потужність турбоагрегату відповідно до середньодобового електричного навантаження виробництва  $W_{\text{ТА}}^e$ , кВт, за формулою:

$$W_{\text{ТА}}^e = \frac{e_{\text{техн}} \cdot A_{\text{п.п}} \cdot K_{\text{ТА}}^{\text{вл.п}} \cdot (K_{\text{ТА}}^e)_{\text{нерів}}}{24}, \quad (16)$$

де:  $K_{\text{ТА}}^{\text{вл.п}}$  — емпіричний коефіцієнт, що враховує потребу в електричній енергії системи власних потреб турбоагрегату, од. Дорівнює від 1,04 до 1,10.

$(K_{\text{ТА}}^e)_{\text{нерів}}$  — емпіричний коефіцієнт, що враховує добову нерівномірність споживання електричної енергії підприємством, од. Дорівнює від 1,03 до 1,10.

32. Визначаємо електричну потужність турбоагрегату відповідно до середньодобового теплового навантаження підприємства —  $W_{\text{ТА}}^q$ , кВт, за формулою:

$$W_{\text{ТА}}^q = \frac{4,2 \cdot 10^3 \cdot A_{\text{п.п}} \cdot q_{\text{техн}} \cdot (K_{\text{ТА}}^q)_{\text{нерів}}}{24 \cdot \gamma_{\text{ОУ}} \cdot d_{\text{ТА}}^{\text{ТА}} \cdot (h_{\text{техн}} - h_{\text{зв.конд}})}, \quad (17)$$

де:  $A_{\text{п.п}}$  — виробнича потужність підприємства, т прод/добу;

$q_{\text{техн}}$  — питома теплоспоживання підприємства, Мкал/т продукції;

24 — співвідношення, год/добу;

$\gamma_{\text{ОУ}}$  — коефіцієнт, що враховує збільшення відпрацьованої пари в охолоджувальній установці (ОУ) парової турбіни, од. Дорівнює від 1,0 до 1,05;

$h_{\text{техн}}$  — ентальпія відпрацьованої (технологічної) пари на виході з турбіни, кДж/кг;

$h_{\text{зв.конд}}$  — ентальпія зворотного конденсату, що повертається від заводу в систему турбоагрегату;

$(K_{TA}^q)_{\text{нерівн}}$  — емпіричний коефіцієнт, що враховує добову нерівномірність споживання теплової енергії (відпрацьованої пари) підприємством, од. Дорівнює від 1,03 до 1,12.

$d^{TA}$  — фактична питома витрата гострої пари на генерацію електричної енергії турбоагрегатом, кг/(кВт·год).

33. Здійснюється зіставлення порівняння варіантів експлуатаційної потужності турбоагрегату  $W_{TA}^q$  — експлуатація за «тепловим» графіком і  $W_{TE}^e$  — експлуатація за «електричним» графіком.

- за умови  $W_{TA}^q > W_{TE}^e$  очікується режим з виробленням турбоагрегатом потужності електричної енергії, що перевищує потребу підприємства і створенням технічної можливості відпуску надлишкової електроенергії в РЕС.

- за умови  $W_{TA}^q < W_{TE}^e$  очікується режим з виробленням турбоагрегатом потужності електричної енергії, що відповідає потребі підприємства і відсутності створення технічної можливості відпуску надлишкової електроенергії в РЕС.

34. Формулюється висновок:

- за наявності технічної можливості і фінансової доцільності відпуску в РЕС за договірною ціною потенційного надлишку електричної енергії власної генерації приймається рішення щодо встановлення високої розрахункової електричної потужності турбоагрегату, що відповідає режиму експлуатації за «тепловим» графіком —  $W_{TE}^q$ .

- за відсутності технічної можливості або збитковості відпуску в РЕС за договірною ціною потенційного надлишку електричної енергії власної генерації приймається рішення щодо встановлення низької розрахункової електричної потужності турбоагрегату, що відповідає режиму експлуатації за «електричним» графіком —  $W_{TE}^e$ .

35. Визначається розрахункове електричне навантаження турбогенератора —  $W_{TA}^{\text{розр}}$ , відповідно до прийнятого техніко-фінансового рішення, за формулами:

$$W_{TA}^{\text{розр}} = W_{TA}^e + \Delta W_{TA}^{\text{зап}}; \quad (18)$$

$$W_{TA}^{\text{розр}} = W_{TA}^q + \Delta W_{TA}^{\text{зап}}, \quad (19)$$

де  $\Delta W_{TA}^{\text{зап}}$  — експлуатаційний запас номінальної електричної потужності турбоагрегату, для уникнення можливих нештатних перенавантажень, кВт. Дорівнює від 3% до 6% від розрахункової потужності турбоагрегату.

36. Визначається номінальна (паспортна) електрична потужність турбоагрегату відповідно типорозмірам заводів-виробників, представлених на енергоринку країни —  $W_{TA}^{\text{ном}}$ , кВт, за формулою:

$$W_{TA}^{\text{ном}} \geq W_{TA}^{\text{розр}}. \quad (21)$$

37. Визначається пропускна спроможність проточної частини турбіни відповідно до фактичних параметрів гострої та відпрацьованої пари за формулою (13).

Приклад вибору типорозміру турбоагрегату для цукрового заводу.

$A_{\text{пп}} = 4500$  т буряку/добу.

Паливо — кам'яне вугілля.

$K_{\text{уп}}^{\text{пал}} = 0,86$  (інформація енергоринку);

$C_{\text{пал}} = 9000$  грн/тис. м<sup>3</sup> (інформація енергоринку);

$C_{\text{е.е}}^{\text{РЕС}} = 4,0$  грн/(кВт·год) (інформація енергоринку);

$C_{e.e}^{TA} = 2,53$  грн/(кВт·год), формула (9);

Зіставлення:  $2,6 < 4,0$  ( $C_{e.e}^{ПГ} < C_{e.e}^{РЕС}$ )

Висновок: встановлення турбоагрегату є економічно доцільним.

$p_{ПГ}^{ном} = 35,0$  бар;

$t_{ПГ}^{ном} = 435,0^{\circ}\text{C}$ ;

$p_{ПГ}^{факт} = 34,0$  бар;

$t_{ПГ}^{факт} = 430,0^{\circ}\text{C}$ ;

$h_{ПГ}^{факт} = 3294$  кДж/кг

$h_{ж.в}^{факт} = 440$  кДж/кг;

$p_{\circ} = 32,0$  бар; ( $\Delta p_{зниж} = 2,0$  бар), формула (10);

$t_{\circ} = 420,0^{\circ}\text{C}$ ; ( $\Delta t_{зниж} = 10^{\circ}\text{C}$ ), формула (11);

$p_{техн} = 2,7$  бар;

$h_{\circ} = 3274$  кДж/кг;

$p_{п} = 2,9$  бар ( $\Delta p_{зниж} = 0,2$  бар), формула (12);

$h_{п.а} = 2705$  кДж/кг;

$D_{\circ}^{факт}/D_{\circ}^{ном} = 0,93$ , формула (13);

$d_{\circ}^{TA} = 9,1$  кг/(кВт·год) ( $\eta_{oi} = 0,76$ ;  $\eta_e = 0,94$ ;  $\eta_m = 0,97$ ;  $\eta_{др} = 0,99$ ), формула (14);

$d_{\circ}^{ПГ} = 7,8$  кг/т, формула (15);

$C_{пал}^{*} = (+) 6,5$  грн/(кВт·год), формула (8);

Висновок: отримано позитивний результат, тобто економія палива за рахунок зменшення теплоспоживання підприємства і закупівлі відповідного обсягу електроенергії від РЕС.

$q_{техн} = 210,0$  Мкал/т бур;

$e_{техн} = 29,0$  Мкал/т бур;

$q_{гран}^{мін} = 169,6$  Мкал/т бур, формула (2);

Зіставлення:  $q_{техн} > q_{гран}^{мін}$  ( $210,0 > 169,6$ );

Висновок: система теплоспоживання підприємства має технічний і фінансовий потенціал енергозбереження.

$e_{гран}^{макс} = 35,9$  кВт·год/т бур, формула (3);

Зіставлення:  $e_{техн} < q_{гран}^{мін}$  ( $29,0 < 35,9$ );

Висновок: система електроспоживання підприємства має технічний і фінансовий потенціал енергозбереження.

$W_{TA}^e = 6750$  кВт, формула (16);

$W_{TA}^q = 7760$  кВт, формула (17);

Зіставлення:  $W_{TA}^q > W_{TA}^e$  ( $7760 > 6750$ ).

Висновок: вироблення електроенергії турбоагрегатом за «тепловим» графіком перевищує вироблення за «електричним» графіком. Система теплоспоживання створює надлишкову генерацію електроенергії в обсязі 1010 кВт і можливість її відпуску за договірною ціною в РЕС.

Рішення: з фінансових міркувань визнано економічно недоцільним купувати та експлуатувати турбоагрегат (парову турбіну і турбогенератор) надмірної потужності та купувати надлишкове паливо за умови низької ціни відпущеної в РЕС електроенергії.

$\Delta W_{TA}^{зап} = 500$  кВт;

$W_{\text{ТА}}^{\text{розр}} = 8000 \text{ кВт}$ , формула (18);

$W_{\text{ТА}}^{\text{ном}} = 8000 \text{ кВт}$  (4000 кВт + 4000 кВт) — два турбоагрегати на базі парових турбін Р-4-35/5, формула (19).

Номінальна витрата гострої пари на турбіну — 42,0 т/год.

Експлуатаційна пропускна спроможність гострої пари проточною частиною парової турбіни — 39,1 т/год, формула (13).

### Висновки

За результатами дослідження встановлена кількісна оцінка впливу експлуатаційних параметрів енергетичного характеру промислових підприємств на режим роботи турбоагрегатів на базі парових турбін з протитиском, що забезпечують їх енергопостачання.

Сформовано фінансові обмеження на співвідношення закупівельних цін на паливо й електричну енергію, що дають змогу уникнути фінансово збиткових режимів експлуатації турбоагрегатів на базі протитискових парових турбін у разі реалізації робіт з удосконалення системи теплоспоживання підприємства з метою зниження витрати палива на виробництво.

Сформовано науково обґрунтовану методику визначення номінальної потужності турбоагрегату, що дає змогу визначити його відповідний типорозмір для системи когенераційного енергопостачання промислового підприємства.

### Література

Андреев, С. Ю., Маляренко, В. А., Шубенко, А. Л., Бабак, Н. Ю., Сенецкий, А. В., Темнохунд, И. А. (2016). Когенерация в котельных на основе органического цикла Ренкина. *Коммунальное хозяйство міст*. Харків: ХНУМГ, 130, 55—64.

ГКД 34.20.541-95. (2019). Положення про узгодження обмежень потужності і заходів щодо підвищення ефективності використання встановленої потужності теплових електростанцій. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (В редакції наказу Міністерства енергетики від 21.06.2019 № 271).

Данько, І. М. (2012). Сучасний стан цукрової галузі України. Проблеми та перспективи розвитку. *Економіст*, 4, 40—41.

Епштейн, Ю. М. (2018). Біогазовий комплекс для цукрового заводу: як використання вторинної сировини проносить прибуток. *Журнал головного енергетика*, 10, 55—58.

Казарова, І. О. (2017). *Підвищення ефективності системи енергопостачання за рахунок когенерації*. Автореф. дис. канд. техн. наук. Харків.

Капустин, В. Б., Філоненко, В. М. (1999). Когенерация в пищевой промышленности. Потребности и возможности. В кн. *Региональные проблемы энергосбережения в производстве и потреблении энергии*. Київ, 101—102.

Маляренко, В. А., Темнохунд, И. А., Сенецкий, А. В., Петров, А. Ю. (2014). Перевод котельных в режим когенерации путем внедрения турбин малой мощности. *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. Технічні науки. Вісник НТУСГ*, 153, 110—121. [http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vkhdutsg\\_2014\\_153\\_38](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vkhdutsg_2014_153_38).

Філоненко, В. М. (2009). Вплив вартості палива та електроенергії на формування проектного рівня питомого тепло споживання цукрового заводу. *Наукові праці НУХТ*, 32, 49—52.

Філоненко, В. М., Почко, С. М. (2018). Системи енергопостачання цукрового заводу в сучасних умовах ціноутворення на енергоресурси. *Міжнарод. наук-техн. конф. «Перспективи розвитку цукрової галузі України»*, 61—69.

Філоненко, В. М. (2019). Формування типорозміру турбоагрегату для ТЕЦ цукрового заводу. *Міжнар. наук-техн. конф. «Перспективи розвитку цукрової галузі України»*. К.: НУХТ, 42—46.

Aklilu, B. T., Gilani, S. I. (2010). Mathematical modeling and simulation of a cogeneration plant. *Applied Thermal Engineering*, 30, 2545. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2010.07.005>.

Boss, M. J., Gradoia, M., and Hofer, D. (2005). Steam turbine technology advancements for high efficiency, high reliability and low cost of electricity. *Powergen international*. Orlando, FL, 14—16.

Gülen, S. C. (2021). Steam Turbine — Quo Vadis? *Frontiers Energy Research*, 8, 612731. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.612731>.

Mashoko, L., Mbohwa, C., Thomas, V. M. (2013). Life cycle inventory of electricity cogeneration from bagasse in the South African sugar industry. *Journal of Cleaner Production*, 39, 42—9. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.08.034>.

Çakir, U., Çomaklı, K., Yüksel, F. (2012). The role of cogeneration systems in sustainability of energy. *Energy Conversion Management*, 63, 196—202. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.01.041>.

Pasquariello, R. (2020). Steam is here to stay. *Turbomachinery International*, 11, 24—26.