

ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621,311,22+621,311,25:621.039

С.В.ДУБОВСЬКИЙ, д-р техн. наук, **М.Є.БАБІН**, **М.Я.КАДЕНСЬКИЙ**
Інститут загальної енергетики НАН України, м. Київ

ВПЛИВ ЗМІН ТЕМПЕРАТУРИ ОТОЧЕННЯ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ПОТУЖНІСТЬ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК

У статті розглянуто можливість адаптації енергетичної галузі до змін кліматичних факторів. Розроблено методологічні аспекти аналізу впливу змін температури оточення на ефективність та потужність енергетичних установок. Виконано розрахунки з визначення змін потужності і ККД паротурбінних установок ТЕС, ТЕЦ та АЕС залежно від температури охолоджувальної води за енергетичними характеристиками. Проведено чисельні оцінки температурної залежності потужності та ККД типових турбоустановок ТЕС та АЕС.

Ключові слова: кліматичні фактори, енергетичні характеристики, ККД, температура, паротурбінні установки, конденсація пари.

Функціонування енергетичних підприємств знаходиться в очевидній залежності від кліматичних факторів [1]. Вона проявляє себе як у змінах попиту на електричну і теплову енергію залежно від періодичних коливань температури повітря та сонячного сяйва, так і у безпосередніх впливах на технологічні показники і безпечність функціонування об'єктів енергетики [2, 3].

Кліматичні фактори неодмінно враховуються у практиці проектування, спорудження та експлуатації енергетичних підприємств на основі узагальнених даних багаторічних кліматичних спостережень, які враховують як установлені «середні» значення цих факторів (норми), так і імовірні їх зміни, що зумовлюють ризики порушення умов безпечної експлуатації. При цьому вважалось очевидним, що аномальні

зрушення кліматичних факторів мають характер випадкових флуктуацій на тлі незмінних у часі середніх значень, імовірність виникнення яких уточнюється по мірі накопичення баз даних метеорологічних спостережень. Згідно з цими уявленнями, за час служби основних об'єктів енергетики, що розраховуються звичайно на досить тривалі терміни існування — від десятків до сотень років, імовірні зміни кліматичних факторів не могли істотно перевищувати значень ретроспективних норм.

Останніми роками стає дедалі зрозумілим, що аномальні кліматичні зміни набувають закономірного характеру [3, 4], формуючи багаторічний тренд як щодо підвищення середньої температури земної поверхні, так і щодо зростання частоти і амплітуди аномальних кліматичних проявів — повеней і посух, катастрофічних злив та буревіїв тощо, що здійснюють дедалі більші фізичні впливи на енергетичну

© С.В.ДУБОВСЬКИЙ, М.Є.БАБІН,
М.Я.КАДЕНСЬКИЙ, 2013

інфраструктуру. Вони можуть істотно змінюватися за час існування енергетичних об'єктів.

Дослідження з визначення вразливості об'єктів паливно-енергетичного комплексу до змін клімату проводяться у багатьох країнах світу і їх аналіз дозволяє більш-менш повно уявити якісні аспекти впливу клімату на енергетику. Однак це ніяк не позбавляє від проведення кількісних оцінок факторів вразливості на рівні кожної країни. В Україні дослідження з цієї проблематики стосуються лише оцінок кліматичних змін на визначення попиту на теплову енергію, а заходи з адаптації енергетики до змін клімату практично не розглянуто.

Серед багатьох природних і антропогенних факторів впливу найбільш важливим з точки зору ефективності і продуктивності є зростання або зниження температури повітря і води. Згідно з теоремою Карно для теплових машин, що складають сьогодні і будуть складати надалі основу сучасної стаціонарної і мобільної електроенергетики, граничний ККД перетворення теплоти в роботу будь-якої теплосилової установки визначається температурою T_0 підведення теплоти в її робочому циклі і температурою T_2 відведення теплоти з робочого циклу [5]:

$$\eta_0 = 1 - \frac{T_2}{T_0}.$$

Температура підведення теплоти у робочий цикл визначається технологічними особливостями кожної силової установки і лімітується відомими проблемами довготривалої міцності її вузлів. Її залежність від температури оточення хоча і присутня, але є відносно невеликою порівняно із впливом на температуру відведення теплоти. Крім того, відомо, що вплив температури підведення на ефективність енергоустановки є нижчим, ніж температури відведення теплоти [5]. Так, безпосередньо з наведеної формули Карно випливає, що абсолютні значення зміни теоретичного ККД, викликані змінами температур відведення і підведення теплоти на 1°C , відповідно, відносяться між собою таким чином:

$$\frac{\Delta\eta_2}{\Delta\eta_0} = \frac{1}{1 - \eta_0}.$$

Фактичні значення теоретичного ККД сучасних енергетичних установок коливаються у межах 50–80%. Це означає, що абсолютний

вплив змін температури відведення теплоти на ККД у 2–5 разів більший, ніж відповідний вплив змін температури підведення. З іншого боку, фактична температура T_2 відведення теплоти у енергетичних силових установках змінюється приблизно еквідистантно температурі природного охолоджуючого агента, відрізняючись від неї на 1–3 десятки градусів залежно від типу та технологічної досконалості системи охолодження.

Виходячи з цього, основним каналом вразливості теплоенергетики від кліматичних змін є саме системи відведення теплоти, удосконалення яких і є головним чинником протидії кліматичним змінам.

У зв'язку із цим в аналізі кліматичної вразливості і відповідних контрзаходів системи охолодження теплосилових установок необхідно розглядати сукупно із їх перетворюючою частиною.

У цій роботі проведено визначення коефіцієнтів впливу температури охолоджуючого агента на потужність та ефективність виробництва корисних видів енергії. У ролі вихідної величини розглядається температура охолоджуючої води t_1 , що надходить у теплообмінні апарати – конденсатори теплосилової установки.

У рамках цього підходу електричний ККД виробітку електричної енергії теплосиловою установкою ТЕС може бути визначеним у вигляді

$$\eta_e = \eta_0 \cdot \eta_c \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_{qe}, \quad (1)$$

де η_0 – граничний ККД циклу теплосилової установки, що визначається температурою підведення теплоти у робочий цикл та вхідною температурою охолоджуючого агента, η_c – ККД охолоджуючої установки, що враховує втрати температур у процесі відведення теплоти до охолоджуючого агента, η_{oi} – внутрішній відносний ККД установки перетворення; η_{qe} – технологічний ККД силової установки, що враховує теплові втрати при одержанні теплоти від органічного або ядерного пального, технологічні втрати транспортування теплоти до установки перетворення, та втрати енергії електромеханічного перетворення, тобто всі втрати теплосилової установки, що можуть вважатися незалежними від змін температури оточення.

Оцінка кліматичної вразливості енергетичних установок відкритих циклів, що безпосе-

редньо використовують повітря у ролі робочого тіла, а саме газотурбінних і поршневих двигунів внутрішнього згорання, паливних елементів і ін. не являє особливої проблеми, оскільки залежність їхнього ККД і потужності від параметрів атмосферного повітря безпосередньо позначається у технічній документації.

У зв'язку з цим основна частина роботи спрямована на оцінку кліматичної вразливості ККД теплових електричних станцій замкненого циклу, а саме, потужних паротурбінних установок ТЕС, ТЕЦ і АЕС, що входять до складу генеруючих потужностей Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України.

Всі подібні станції мають водяні системи охолодження. Вони поділяються на прямотовкові, що використовують природну воду рік і великих водоймищ і обернені, що здійснюють штучне охолодження циркуляційної води у ставках-охолоджувачах, бризкальних басейнах і мокрих градирнях. Наявність тієї чи іншої системи охолодження позначається на виборі розрахункової температури охолоджувальної води t_{1o} , яка вказується у технічній документації турбоустановок та відповідних довідниках і стандартах.

Основним кількісним параметром вразливості теплосилової установки від змін температури охолоджувальної води будемо вважати відсоткову зміну ККД від вихідного значення η_e^* , що має місце за певної вихідної температури t_1^* до нового значення η_e , що має місце за температури $t_1^* + \theta$, де θ – кліматична зміна охолоджувальної води:

$$\delta\eta_e = \frac{\eta_e - \eta_e^*}{\eta_e^*} \quad (2)$$

Якщо вважати ККД охолодження і внутрішній відносний ККД теплосилової установки незмінними, то вираз (2) згідно з (1) визначатиметься тільки кліматичними змінами граничного ККД теплосилової установки:

$$\delta\eta_e = \frac{\eta_o - \eta_o^*}{\eta_o^*} \quad (3)$$

Як показано у [9], граничний ККД циклу турбоустановок ТЕС і АЕС може бути вираженим узагальненими емпіричними залежностями вигляду

$$\eta_o = a(p_o, t_o) - d(p_o, t_o) \cdot t_1, \quad (4)$$

де $a(p_o, t_o) - d(p_o, t_o)$ – лінійні функції початкової температури і тиску пари, що визначаються окремо для турбоустановок з проміжним перегрівом пари і без нього.

Враховуючи це, з (3) одержимо

$$\delta\eta_e^o = k_p \cdot \theta, \quad (5)$$

$$\text{де } k_p = \frac{d(p_o)}{a(p_o, t_o) + d(p_o) \cdot t_1} \quad \text{– коефіцієнт}$$

температурної вразливості, що визначається початковими параметрами пари турбоустановки.

Верхній індекс «о» у (5) фіксує наявність зробленого припущення щодо постійності інших технологічних ККД турбоустановки.

Аналіз технологічних ККД турбоустановки показує, що їх зміни можуть відбуватися як у бік зниження температурної вразливості, так і у протилежний бік залежно від вихідного рівня температури охолодження. Пояснюється це тим, що зростання температури охолодження завжди приводить до відповідного зростання температури і тиску конденсації пари. Цей фактор приводить до зниження теплоперепаду частини низького тиску (ЧНТ) турбоустановки згідно із зміною граничного ККД. Разом з тим, зростання температури конденсату, що потрапляє з конденсатора турбоустановки у систему його регенеративного підігріву, сприяє зниженню витрати пари у регенеративні підігрівники ЧНТ турбоустановки і відповідно зростанню витрати пари через останні ступені ЧНТ з певною компенсацією втрат потужності. Крім того, перерозподіл тисків у останніх ступенях турбіни сприяє зростанню внутрішнього відносного ККД турбіни із певною компенсацією втрат внаслідок зниження термічного ККД циклу. Це явище детально описано у спеціалізованій літературі [6, 8, 9]. Означені ефекти послаблюються із зростанням вихідного значення температури охолодження. Внаслідок цього, за певних температур охолоджуючої води фактичні зміни ККД турбіни через зростання температури охолоджувальної води стають наближеними до теоретичних значень, що визначаються за формулами (4), (5).

Дію зазначеного механізму реакції турбоустановок на зміну температур охолоджуючої води ілюструє приклад зіставлення розрахунку змін ККД за енергетичними характеристиками серійної турбоустановки з теоретичним розрахунком (див. рис.1).

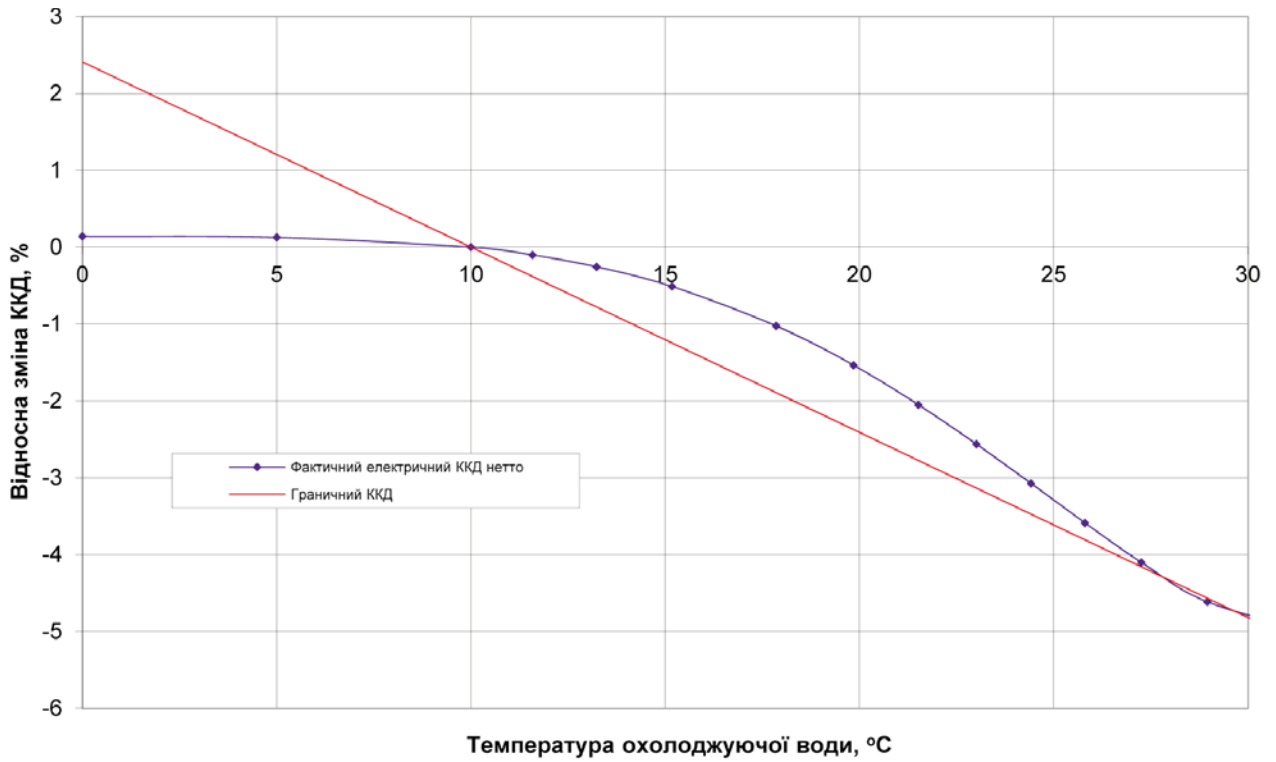


Рис. 1. Зміна фактичного та граничного ККД конденсаційного енергоблока з проміжним перегрівом пари залежно від температури охолоджувальної води, % (відн.)

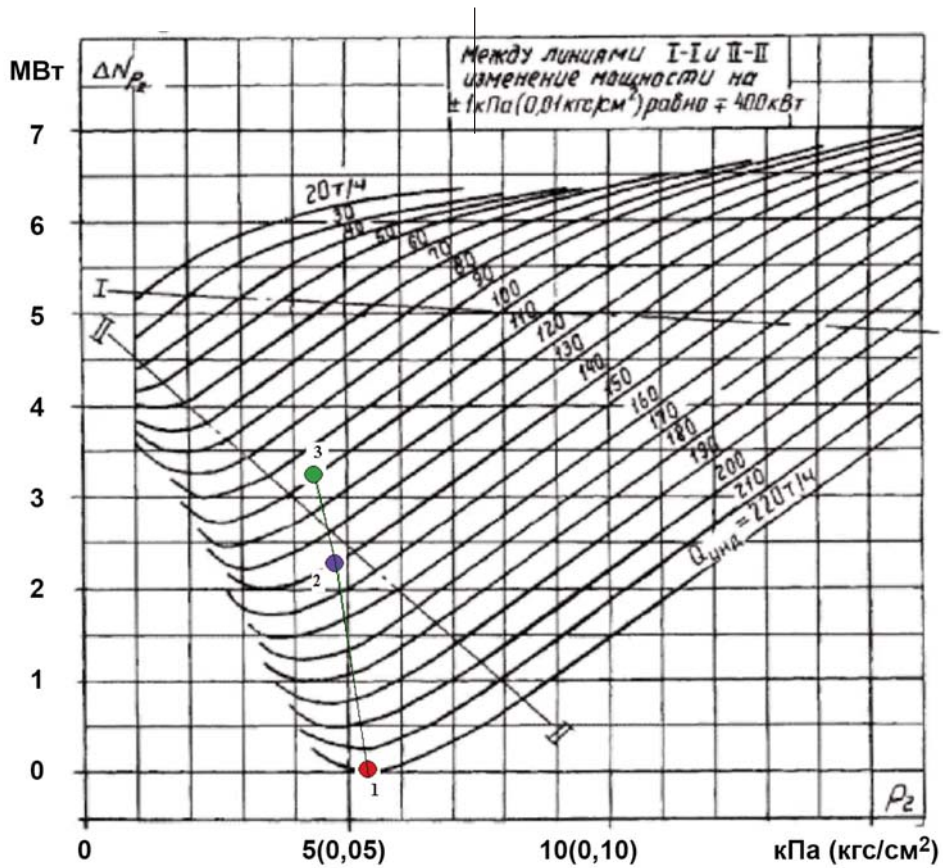


Рис. 2. Сітка кривих поправок на тиск у конденсаторі парової турбіни

Таблиця 1 – Вплив змін тиску конденсації пари на потужність та ефективність паротурбінних турбоустановок [10]

Тип турбоустановки	Зміна потужності, кВт/Па	Зміни ККД, %/Па
Конденсаційні турбоустановки		
К-100-90 ПОТ ЛМЗ	900	0,9
К-100-90 ПОАТ ХТЗ	1000	1
К-160-130 ПОАТ ХТЗ	1170	0,73
К-200-130 ПОТ ЛМЗ	1900	0,95
К-300-240 ПОАТ ХТЗ	3340	1,11
К-800-240 ПОТ ЛМЗ	4940	0,62
Теплофікаційні турбоустановки*		
Т-42/50-90-3 ЛМ	457	0,91
ПТ-60-90 ПОТ ЛМЗ	455	0,76
ПТ-60-130 ПОТ ЛМЗ	435	0,90*
ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ	450	0,56*
Т-100-130 ПО ТМЗ	725	0,73*
Т-250-240 ПО ТМЗ	1830	0,70*
Турбоустановки АЕС		
К-220-44/3000 ХТЗ	3980	0,81
К-1000-60/1500 ХТЗ	11500	1,15
К-1000-60/3000 ЛМЗ**		1

*– у конденсаційному режимі;

**– за оцінками [12,13].

Наведене зіставлення показує, що розрахунок за теоретичними формулами (4), (5) забезпечує надійне визначення верхньої межі оцінок впливу кліматичних змін на ККД і потужність паротурбінних ТЕС і АЕС, при цьому для уточнення теоретичних оцінок необхідно враховувати температурні зміни ККД з використанням енергетичних характеристик турбоустановок.

Визначення змін потужності та ККД паротурбінних установок ТЕС здійснюється на практиці з використанням комплексу енергетичних характеристик, що містять експериментально визначену залежність у вигляді графічної сітки поправок на зміну електричної потужності залежно від тиску конденсації та витрати пари у конденсатор (або ЧНТ) турбоустановки [7]:

$$\Delta N = f(D_k, p_2).$$

Приклад відповідної залежності наведено на рис. 2.

Центральні частини сітки кривих змін потужності від тиску, які відповідають сталим

значенням витрати пари у конденсатор, мають лінійний характер з постійною зміною потужності на однаковий приріст тиску. Приріст потужності на 1 кПа зміни тиску конденсації практично не залежить від режиму навантаження турбіни і вважається її індивідуальною константою, значення якої надається в енергетичних характеристиках.

Границі між лінійними і криволінійними ділянками сітки кривих позначаються на рис. 2 нижньою (II–II) та верхньою (I–I) лінійними межами.

Фактичні режими навантаження турбіни відображуються на вказаній сітці кривих окремими крапками, що характеризуються певними значеннями тиску конденсації P_2 і витрати пари в конденсатор G_k .

Крапка номінального режиму навантаження, що характеризується паспортними значеннями тиску конденсації і витрати пари при номінальній електричній потужності турбо-

установки розташовується звичайно у зоні криволінійних змін потужності лівіше нижньої межі лінійної ділянки (крапка 1 на рис. 2). Крапки режимів часткового навантаження турбоустановки розташовуються звичайно поблизу межі лінійних змін у той чи інший бік від неї.

Так, крапка 2 середньої експлуатаційної потужності турбоустановки ТЕС, що бере участь у регулюванні графіків електричного навантаження енергетичної системи (75–80% від номінальної потужності) розташована впритул до лінійної межі, а крапка мінімальних навантажень 3 може її перетинати. Відповідно, вплив підвищення тиску конденсації внаслідок зростання температури охолоджувальної води є залежним від режиму навантаження. Використовуючи енергетичну характеристику, наведену на рис. 1, цей фактор можна оцінити відповідним коефіцієнтом $k_n = f(N, t_1)$, що враховує ступінь зниження потужності турбоустановки порівняно з його лінійним зниженням при зміні тиску на 2 кПа залежно від ступеня навантаження і базової температури охолоджувальної води t_1 .

Типові значення змін потужності на нормований приріст тиску конденсації (1 кПа) присутні у енергетичних характеристиках серійних турбоустановок і систематизовані у нормативно-технічному документі [10].

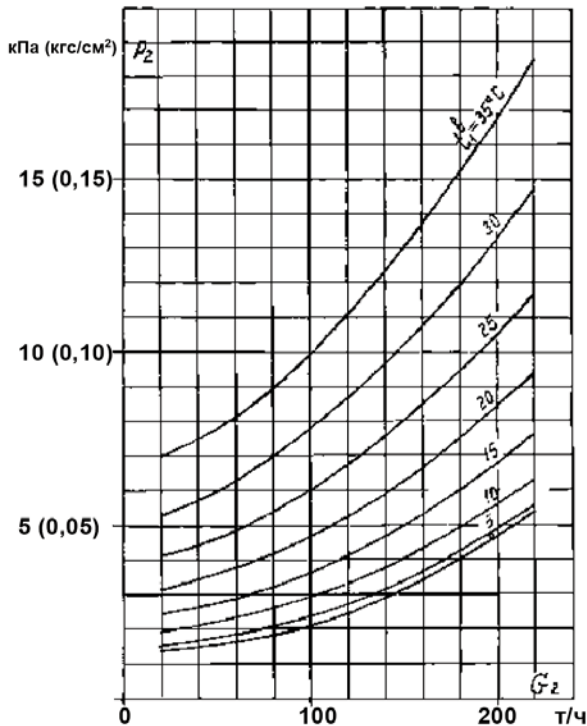


Рис. 3. Підсумкова енергетична характеристика конденсатора турбоустановки. Типовий вигляд

Зазначені дані для основних типів турбоустановок ТЕС, ТЕЦ і АЕС ОЕС України, доповнені відомостями з інших джерел інформації щодо не вказаних у [7, 8] характеристик турбоустановок АЕС, наведено у табл. 1.

Ступінь відхилення робочого режиму турбоустановки від межі лінійних змін потужності за тиском, що характеризує значення зазначених коефіцієнтів змін потужності, можна оцінити на підставі порівняння термодинамічних параметрів конденсації пари у номінальному режимі і на межі ділянки лінійної зміни потужності.

Дані з табл. 1 систематизовано на підставі аналізу типових енергетичних характеристик турбоустановок, що використовуються в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України і наведено у табл. 2.

Для визначення зв'язку між температурою охолоджувальної води і тиском конденсації згідно з існуючими стандартними методиками [10, 11] використовуються енергетичні характеристики конденсаторів турбоустановок, що розробляються заводами-виготовлювачами та періодично уточнюються у процесі експлуатації. Вони надаються у вигляді графічних залежностей нагріву води в конденсаторі та кінцевого температурного напору конденсатора залежно від температури охолоджувальної води та витрати пари в конденсатор.

З використанням зазначених залежностей визначається температура конденсації та тиск у конденсаторі:

$$\vartheta = t_1 + \Delta t + \delta t,$$

$$p_2 = p_s(\vartheta),$$

де t_1 – температура охолоджувальної води, Δt – нагрів охолоджувальної води у конденсаторі, δt – кінцевий температурний напір (різниця між температурою конденсації і температурою нагріву охолоджувальної води у конденсаторі), $p_s(\vartheta)$ – тиск насиченої пари за температурою ϑ .

Крім того, в комплекті технічної документації більшості серійних установок ТЕС і ТЕЦ звичайно присутні графічні залежності тиску конденсації від температури охолоджувальної води, витрати води і пари в конденсатор, які дозволяють встановити безпосередній зв'язок між цими величинами без використання проміжних викладок. Приклад підсумкової енергетичної характеристики конденсатора однієї з типових паротурбінних установок наведено на рис. 3.

Таблиця 2 – Порівняння термодинамічних параметрів конденсації пари у номінальному режимі роботи турбоустановок з відповідними даними межі лінійної зміни потужності від тиску

Тип турбоустановки	Номінальні параметри конденсаційної установки		Параметри нижньої межі лінійної зміни потужності від тиску	
	Температура охолоджуючої води, °С	Тиск у конденсаторі, кПа	Температура охолоджуючої води, °С	Тиск у конденсаторі, кПа
1	2	3	4	5
Конденсаційні турбоустановки				
К-100-90 ПОТ ЛМЗ	10	3,43	17	5,39
К-100-90 ПОАТ ХТЗ	10	2,95	20	5,39
К-160-130 ПОАТ ХТЗ	12	3,43	21	5,88
К-200-130 ПОТ ЛМЗ	10	3,43	19	5,39
К-300-240 ПОАТ ХТЗ	12	3,43	17	5,39
К-800-240 ПОТ ЛМЗ	12	3,43	12	3,43
Теплофікаційні турбоустановки				
Т-42/50-90-3 ЛМ	15	3,92	21	6,37
ПТ-60-90 ПОТ ЛМЗ	20	5,88	20	5,59
ПТ-60-130 ПОТ ЛМЗ	15	3,92	18	5,88
ПТ-80/100-130/13 ПОТ ЛМЗ	20	5,88		8,63
Т-100-130 ПО ТМЗ	20	5,6	22	6,37
Т-250-240 ПО ТМЗ	20	5,8	21,5	6,08
Турбоустановки АЕС				
К-220-44 ПОАТ ХТЗ	12	5,09	20	6,47
К-500-65/3000 ПОАТ ХТЗ	18	4,9	20	5,1
К-1000-60/1500	20	5,1	20	5,1
К-1000-60/3000	20	5,09	20	5,1

Перерахунок нормованої зміни тиску у відповідну зміну температури охолоджувальної води за допомогою підсумкової характеристики конденсатора здійснюється за формулою

$$\Delta t_1 = \alpha (G_k, t_1) \cdot \Delta p_2,$$

де $\alpha (G_k, t_1) = \left(\frac{\partial p_2}{\partial t_1} \right)_{G_k, t_1}$ – кутовий коефіцієнт графічної залежності тиску конденсації від температури охолоджувальної води за сталим значенням витрати пари в конденсатор.

Якщо підсумкова характеристика відсутня або непридатна для використання через високу крупність сітки кривих, зміну потужності турбоустановки на 1°С за відомим значенням її зниження внаслідок зростання тиску конденсації на 1 Па можна обчислити, використовую-

чи відому залежність між тиском та температурою на кривій насичення водяної пари та часткові характеристики конденсатора – нагрів охолоджувальної води у конденсаторі, Δt та кінцевий температурний напір δt за формулою

$$\frac{dN}{dt_1} = \frac{dN}{dp_2} \cdot \left(\frac{dp_2}{d\vartheta} \right)_s \cdot \left(\frac{d\vartheta}{dt_1} \right),$$

де $\left(\frac{dp_2}{d\vartheta} \right)_s$ – похідна від тиску по температурі на кривій насиченої водяної пари, що визначається з допоміжною табл. 3,

$\left(\frac{d\vartheta}{dt_1} \right)$ – похідна температури конденсації по температурі охолоджувальної води, що визначається з часткових енергетичних характеристик конденсатора за формулою

$$\left(\frac{d\vartheta}{dt_1} \right)_{Gk} = 1 + \frac{\partial}{\partial t_1} (\delta t)_{Gk}.$$

Похідну від тиску конденсації по температурі припустимо також розраховувати за формулою

$$\frac{dp_2}{d\vartheta} = (a + k\vartheta) \cdot p_2.$$

В практично важливому діапазоні температур конденсації $25^{\circ}\text{C} \leq \vartheta \leq 45^{\circ}\text{C}$ коефіцієнти цієї залежності дорівнюють:

$$a = 0,0697; b = 4 \cdot 10^{-4}.$$

Чисельні оцінки впливу температури охолоджувальної води на обмеження потужності та зниження ефективності роботи паротурбінних установок ТЕС і АЕС виконувались з використанням типових енергетичних характеристик турбоагрегатів і конденсаторів енергоблоків та неблочного устаткування ТЕЦ.

Кількісний аналіз температурної залежності ККД проводився на основі чисельного моделювання роботи енергоблоків типу К-300-240 ХТГЗ та К-200-130 ЛМЗ, які виробляють основну частку електричної енергії теплових електричних станцій з використанням спеціально розроблених комп'ютерних програм, створених на базі заводських енергетичних характеристик зазначених енергоблоків.

Вплив зростання температури на обмеження потужності енергоблоків типу К-300-240 проілюстровано на рис. 4, а енергоблока К-200-130 – на рис. 5.

На цих же рисунках неперервною лінією позначені теоретичні зміни потужності на підставі аналізу граничного ККД енергоблоків.

З рисунка можна бачити, що температурна залежність наявної потужності енергоблоків має загалом нелінійний характер, особливо за низьких температур.

У діапазоні температур від технологічного мінімуму (він встановлюється для запобігання обледеніння системи охолодження) до розрахункової температури $+12^{\circ}\text{C}$ енергоблок може нести надлишкову потужність (до 20% від номінальної). При цьому зростання температури до розрахункової призводить до вичерпання надлишкової потужності. Темп температурних змін потужності у цій температурній зоні відбувається повільно. При цьому між кривими фактичної і теоретичної температурної залежності потужності має місце значне розходження, що пояснюється суттєвими змінами внутрішнього ККД конденсатора і парової турбіни внаслідок

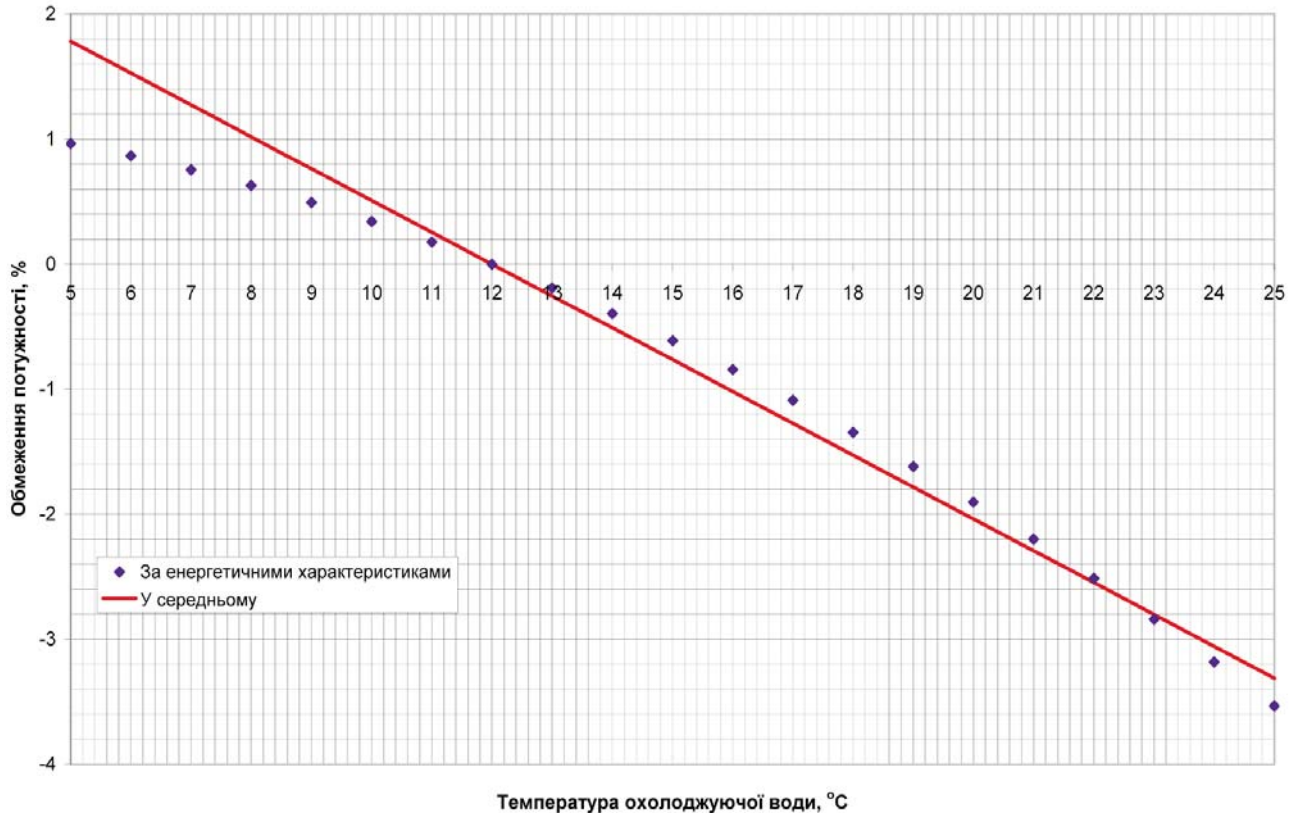


Рис. 4. Розрахункові значення обмеження потужності енергоблока типу К-300-240 ХТГЗ за типовими енергетичними характеристиками і їх усереднені значення за теплий період року

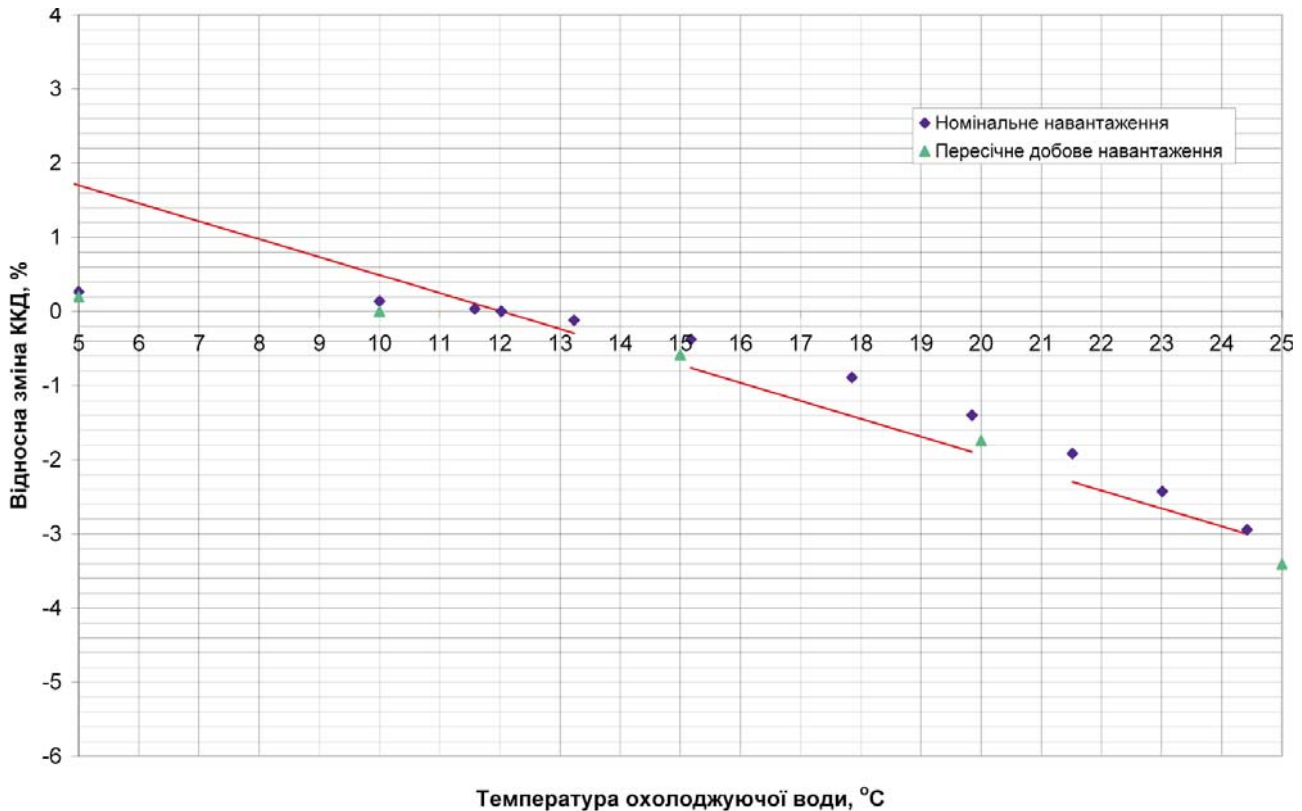


Рис. 5. Розрахункові значення відносної зміни ККД енергоблока типу К-200-130 ХТГЗ за типовими енергетичними характеристиками порівняно у режимах повного і пересічного добового навантаження (160 МВт)

розвитку в останніх ступенях ЧНТ надзвукових режимів течії у робочих лопатях [8].

За температур, вищих за розрахункову ($t_1=12^\circ\text{C}$), фактичні обмеження потужності якісно відповідають теоретичній лінії, але мають певні кількісні відмінності, зумовлені нелінійним характером зазначених обмежень.

Зіставлення даних розрахунку за енергетичними характеристиками і за теоретичними формулами для енергоблоків типу К-200-130 (рис. 5) провадилося аналогічним чином відносно температурного зниження ККД у двох режимах – номінального навантаження і середньодобового навантаження (250 МВт). Результати зіставлення загалом збігаються з аналогічними результатами для енергоблоків 300 МВт, однак показують також, що для часткового навантаження енергоблока має місце кращий збіг з теоретичною кривою.

Кількісний аналіз температурної залежності ККД енергоблоків ТЕС при різних рівнях навантаження провадився стосовно енергоблока типу К-300-240. Його результати, наведені на рис. 6, свідчать про наявність помітних кіль-

кісних відмінностей між кривими температурної залежності ККД.

Проведений аналіз показує, що внаслідок суттєвої нелінійності процесів температурних змін, для їх коректного відображення необхідно надавати відповідні значення температурних коефіцієнтів ККД у окремих характерних

Таблиця 3 – Температурна залежність тиску конденсації та похідної від тиску конденсації по температурі (розрахунок за даними [8])

Температура конденсації, °C	Тиск конденсації, кПа	Похідна тиску від температури, Па/°C
25	3,166276	0,188773
26	3,359954	0,198801
27	3,563879	0,209274
28	3,778502	0,220206
29	4,00429	0,231613
30	4,241727	0,24351
31	4,49131	0,255914
32	4,753556	0,268843
33	5,028996	0,282312
34	5,318179	0,296339
35	5,621673	0,310942

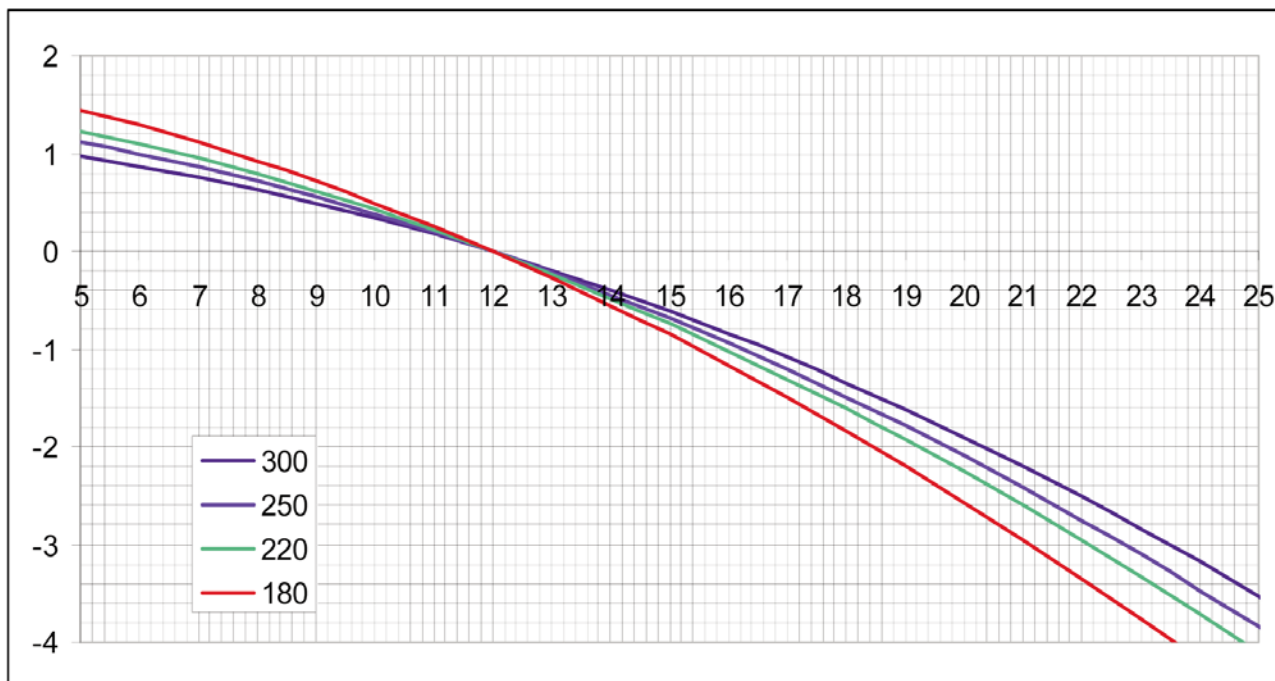


Рис. 6. Розрахункові значення відносної зміни ККД енергоблока типу К-300-240 ХТГЗ за типовими енергетичними характеристиками порівняно у режимах повного і часткового навантаження

Таблиця 4 – Зниження ККД турбоустановок, поширених в Україні, із зростанням температури охолоджувальної води, (%/ °С)

Тип турбоустановки	Діапазон зростання температури охолоджуючої води				
	5°С–10°С	10°С–15°С	15°С–20°С	20°С–25°С	25°С–30°С
Конденсаційні турбоустановки					
К-100-90 ПОТ ЛМЗ	0,11	0,14	0,18	0,27	0,42
К-100-90 ПОАТ ХТЗ	0,1	0,15	0,20	0,30	0,47
К-160-130 ПОАТ ХТЗ	0,06	0,11	0,15	0,22	0,34
К-200-130 ПОТ ЛМЗ	0,03	0,10	0,24	0,36	0,24
К-300-240 ПОАТ ХТЗ	0,12	0,19	0,26	0,33	
К-300-240 ПОТ ЛМЗ		0,14	0,18	0,28	0,43
К-800-240 ПОТ ЛМЗ	0,004	0,09	0,12	0,19	0,29
Теплофікаційні турбоустановки*					
Т-42/50-90-3 ЛМ		0,14	0,18	0,27	0,43
ПТ-60-90 ПОТ ЛМЗ		0,11	0,15	0,23	0,36
ПТ-80/100-130/13 ПОТ ЛМЗ		0,08	0,11	0,17	0,26
Т-100-130 ПО ТМЗ		0,11	0,15	0,22	0,34
Т-250-240 ПО ТМЗ		0,11	0,14	0,21	0,33
Турбоустановки АЕС					
К-220-44 ПОАТ ХТЗ		0,12	0,16	0,24	0,38
К-1000-60/1500		0,17	0,23	0,35	0,54
К-1000-60/3000		0,15	0,20	0,30	0,47

* – конденсаційний режим.

Таблиця 5 – Поправки на температуру холодного повітря для котла ПТВМ-100. Основний режим [14]

Показник	Навантаження котла, Гкал/ч (%)					
	25 (25)	30 (30)	40 (40)	60 (60)	80 (80)	100 (100)
Зміна температури холодного повітря на $\pm 10^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,39$	$\pm 0,38$	← $\pm 0,37$ →			

температурних зонах. Саме такий принцип було вибрано при кінцевому представленні результатів проведеної роботи стосовно основних типів енергоблоків ТЕС, ТЕЦ і АЕС України, наведених у табл. 4.

Найбільший вплив на ефективність роботи опалювальних котелень на органічному паливі здійснює температура атмосферного повітря. Фізичний механізм означеного впливу пояснюється тим, що зростання температури повітря збільшує адіабатну температуру горіння факела у топці, а отже, і тепловий потік, що сприймається поверхнями нагріву.

Ефект впливу збільшення температури повітря враховується в енергетичних характеристиках водогрійних котельних агрегатів у вигляді поправки на ККД брутто.

Відповідну поправку для найбільш поширених в Україні котлів систем централізованого теплопостачання типу ПТВМ-100 наведено у табл. 5.

У статті викладено результати, що отримано при виконанні наукової роботи «Дослідження процесів розвитку енергетики в умовах невизначеності інформації та зростаючих екологічних вимог щодо викидів шкідливих речовин і парникових газів» за темою прикладних наукових досліджень Комітету з системного аналізу при Президії НАН України «Комплексне моделювання управління безпечним використанням продовольчих, водних і енергетичних ресурсів з метою сталого соціального, економічного і екологічного розвитку».

ВИСНОВКИ

1. Основним чинником впливу температури оточення на ефективність та потужність енергетичних установок для паротурбінних енергоблоків є температура охолоджувальної води, яка надходить до конденсаторів енергоблока, для водогрійних котельних агрегатів, газотурбінних і поршневих двигунів внутрішнього згорання, паливних елементів і ін. Їхній ККД і потужність залежать від параметрів атмосферного повітря.

2. Температурна залежність наявної потужності енергоблоків має загалом нелінійний характер, особливо за низьких температур. У діапазоні температур від технологічного мінімуму до розрахункової температури $+12^{\circ}\text{C}$ енергоблок може нести надлишкову потужність (до 20% від номінальної). При цьому зростання температури до розрахункової призводить до вичерпання надлишкової потужності. За температур, вищих за розрахункову, фактичні обмеження потужності зростають.

3. Для турбоустановок, які встановлено на українських ТЕС, вибрано окремі характерні температурні зони для коректного відображення суттєвої нелінійності процесів температурних змін ККД, і надано відповідні значення температурних коефіцієнтів ККД у вибраних зонах.

1. *Массей Ерік Е.* Досвід Європейського Союзу в адаптації до зміни клімату та застосування його в Україні. Бюро Координатора з економічної та довкілля діяльності ОБСЄ/2012. – 40 с.
2. *Изменение климата в Восточной Европе.* Беларусь, Молдова, Украина. © Zop environment network 2011. – 60 с.
3. *Абдусаматов Х.И.* Солнце диктует климат Земли. – Санкт-Петербург: Изд. «Логос», 2009. – 200 с.
4. *Зміна клімату 2007:* фізична наукова база. Внесок Першої робочої групи до Четвертої доповіді з оцінками Міжурядової групи експертів зі зміни клімату. Стислий виклад для вищих управлінців. Наукове редагування: В.М. Ліпінський. – 2007. – 28 с. – Видання здійснене на замовлення та за кошти Британської Ради в Україні.
5. *Теплотехника /* Под редакцией И.Н. Сушкина. – М.: Металлургия, 1973. – 475 с.
6. *Маргулова Т.Х.* Атомные электрические станции. – М.: Издательство по атомной технике (ИздАТ), 1994. – 289 с.

7. *Паротурбинные установки атомных электростанций* / Под редакцией Ю.Ф. Косяка. – М.: Энергия, 1978. – 322 с.
8. *Щегляев А.В.* Паровые турбины. – М.: Энергия, 1976. – С.368.
9. *Трояновский Б.М.* Паровые и газовые турбины атомных электростанций. Учеб. пособие для вузов / Б.М. Трояновский, Г.А. Филлипов, А.Е. Булкин. – М.: Энергоиздат, 1985. – 256 с.
10. *РД 34.30.727.* Нормативные характеристики конденсаторов турбин Т-50-130 ТМЗ, ПТ-60-130/13 и ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ. Руководящий документ. Дата введения 01.07.86 г. – М.: Союзтехэнерго. – 56 с.
11. *РД 34.30.501.* Методические указания по эксплуатации конденсационных установок паровых турбин электростанций. Керівний документ. Дата введення 1981. – М.: Союзтехэнерго. – 40 с.
12. *Кравченко В.П.* Можливість підвищення потужності турбіни К-1000-60/3000 при роботі взимку / В.П. Кравченко, М.П. Галацан // *Праці Одеського політехнічного університету.* – 2011. – Вип. 1 (35). –

С. 54–58.

13. *Авдеев А.А.* Повышение эффективности теплообменных аппаратов II контура АЭС: 7 международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». – Москва, 26–27 мая 2010 г. Концерн Росэнергоатом.
14. *ТХ 34-70-014–85.* Типовая энергетическая характеристика водогрейного котла ПТВМ-100 при сжигании природного газа. Руководящий документ. Дата введения 17.07.1985. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1986. – 40 с.

Надійшла до редколегії 29.07.2013

Рецензент

Зав.відділу прогнозування розвитку атомної та відновлюваної енергетики ІЗЕ НАН України, канд. техн. наук С.В. Шульженко