

ЕНЕРГЕТИКА ТА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА

УДК 621.311.25

О. М. Головченко¹
О. М. Нанака¹**НАПРЯМ МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕНЕРГОБЛОКА ТЕС**¹Вінницький національний технічний університет

Розглянуто задачу модернізації енергоблока ТЕС шляхом підвищення початкових параметрів паросилового циклу. Наведені результати досліджень, методу математичного моделювання теплової схеми та обладнання блока ТЕС з підвищеними початковими параметрами пари.

Ключові слова: ТЕС, теплова схема, енергоблок, параметри пари, математичне моделювання.

Вступ

Заміна застарілого обладнання ТЕС на ефективніше є важливою задачею енергетики України. На сьогодні найбільшу теплову економічність мають потужні парогазові установки (ПГУ). Під час утилізації тепла відпрацьованих у газовій турбіні газів виробляється пара, що розширюється потім в конденсаційній паровій турбіні. ККД ПГУ досягає 60 %. Проте для роботи ПГУ потрібне газоподібне або рідке паливо. В структурі запасів органічного палива України частка вугілля складає 95 %, а нафти і газу — лише 5 %. Розвідані запаси вугілля енергетичних марок (антрацит, кам'яне вугілля, буре вугілля) в Україні — 39,3 млрд тонн. Електростанції України в основному спроектовані на використання кам'яного вугілля Донецького басейну, в якому собівартість вугілля дуже висока. Запаси бурого вугілля України оцінюються в 8 млрд. тонн, з яких більше 1 млрд. тонн можна добувати безпечним і дешевим відкритим способом [1]. Перша можливість використання в ПГУ вугілля полягає у перетворенні його у водовугільне паливо. Водовугільне паливо (ВВП) є дрібнодисперсною сумішшю (суспензією) подрібненого вугілля (60...70 %), води (29...39 %) і стабілізуючої добавки — пластифікатора (1 %) [2]. ВВП виробляється з кам'яного або бурого вугілля. Обробка гідравлічної суміші в диспергаторі дозволяє створити колоїдну систему з твердими частинками розміром менше 5 мкм, яку можна спалювати не тільки в котлах замість мазуту або природного газу, а й використовувати, як основне паливо в газотурбінних і парогазових установках. Використання ВВП має такі недоліки. Суспензія містить не менше 40 % води, на випаровування якої потрібно затратити енергію. А ще більших витрат енергії потребує процес отримання самої суспензії. Щоб змолоти тону сухого вугілля, необхідно затратити 15...20 кВт·год. Енерговитрати при приготуванні суспензії, призначеної для транспортування по трубах, можуть перевищувати 100 кВт·год на тону. При подрібненні рідких сумішей знос обладнання в рази більший, ніж при сухому помолі. Топки котлів електростанцій розраховані на спалювання вугілля з малою вологістю. Тому з ВВП потрібно випаровувати вологу до спалювання: зберігаючи при цьому калорійність палива. Створення протяжної трубопровідної мережі та переобладнання електростанцій на ВВП є досить капіталомістким проектом. Для приготування ВВП повинні застосовуватися тільки високоякісне вугілля з низьким вмістом сірки і золи. Буре вугілля вітчизняного Олександрійського родовища має великий вміст сірки. Друга можливість використання ПГУ на вугільних ТЕС полягає в прямому спалюванні вугілля у киплячому шарі під тиском (КШТ). У таких ПГУ повітря після компресора ГТУ (газотурбінна установка) надходить в киплячий шар, в якому розташовані котельні поверхні нагрівання. Сірка, що міститься у вугіллі, зв'язується в шарі додаванням в нього вапняку. Продукти згорання з температурою близько 850 °С очищаються від часток в фільтрах і розширюються в газовій турбіні. Схема та обладнання таких ПГУ значно простіша. Але через те, що частка паротурбінної потужності в них становить близько 80 %, їх ККД виявляється лише на 2...3 % вищий, ніж парового енергоблока з тими ж параметрами пари. Третя можливість полягає в отриманні газу з вугілля та спаленні його в камерах згорання ГТУ. Створено декілька установок із застосуванням парокисневої газифікації вугільного пилу і мокрого очищення генераторного газу [3].

Через енергетичні втрати на газифікацію і поділ повітря ККД цих ПГУ 40...44 % проти 52...56 % ККД подібних ПГУ на природному газі. У Чехії на базі газового заводу з газогенераторами на паро-кисневому дутті створена на газифікованому вугіллі електростанція потужністю 350 МВт. Однак комерційного успіху цей напрямок поки не має через високу питому вартість установок (близько 2500 проти приблизно 1350 \$/кВт для ПГУ на природному газі). Вартість повітродозподільних установок близька до вартості газифікаційних систем. Буре вугілля Олександрійського родовища високої вологості і з великим вмістом сірки при газифікації потребує глибокої сіркоочистки, що істотно знизить економічні показники цієї технології. Питома вартість ТЕС з ПГУ і газифікацією може збільшитися на 10...80 %, питома витрата тепла — на 10...35 %, а вартість електроенергії — на 30...100 %. В Україні потужні ПГУ не отримали розвитку, що пов'язано не лише з нестачею природного газу, а і з великими капітальними витратами на освоєння цієї технології. Зокрема, в Росії створення інфраструктури виробництва ПГУ вимагало витрат \$30 млрд. Собівартість виробництва електроенергії на вугільних енергоблоках в США, Німеччині, Чехії була на 7...24 % нижче, ніж на ПГУ, що мають вищий ККД, але спалюють вартісніше рідке та газоподібне паливо [4]. Тому для України перспективним є напрямок, пов'язаний з освоєнням ПГУ малої та середньої потужності. В Україні працюють ПГУ потужністю 20 МВт. За певних умов можливе створення потужніших установок за типом ПГУ-162 і ПГУ-325 з українськими газовими турбінами потужністю 110 МВт, які експлуатуються в Росії. Одним з найсуттєвіших способів підвищення економічності ТЕС є підвищення параметрів паросилового циклу. На сьогодні практично всі провідні турбінобудівні фірми світу виготовляють парові турбіни супернадкритичних параметрів (СНКП). Світова теплоенергетика вже зробила реальні кроки переходу до виготовлення турбоустановок на супернадкритичні параметри пари (СНКП): 30 МПа, 600 °С, а потім 35 МПа і 650 °С. У країнах ЄС групою енергетичних і машинобудівних компаній розробляється вдосконалений пилувугільний енергоблок з максимальною температурою пари вище 700 °С. Для нього прийняті параметри свіжої пари 37,5 МПа / 700 °С і цикл з подвійним промперегрівом до 720 °С під тиском 12 і 2,35 МПа. З тиском в конденсаторі 1,5...2,1 кПа ККД такого блоку може досягти 53...54 % [5].

В 1963 році на Каширській ДРЕС був пушений енергоблок СКР-100 з котлом ПК-37 паропродуктивністю 710 т/год та турбіною Харківського турбінного заводу (ХТЗ) Р-100-300 на супернадкритичні параметри пари 29,4 МПа і 650 °С. Його питома витрата умовного палива склала 315 г/кВт·год. Досвід розробки та експлуатації СКР-100 був врахований в проекті енергоблоку з турбоустановкою К-800-300-650/565 ХТЗ. Питома витрата теплоти цього енергоблоку склала 7240 кДж/кВт·год проти 7732 кДж/кВт·год питомої витрати теплоти енергоблоку з турбоустановкою К-500-240 ХТЗ. Розрахункова питома витрата теплоти турбоустановки 300 МВт СК-300-300-650/650 дорівнює 7284 кДж/кВт·год [6—8]. Турбіна блоку СКР-100 була виготовлена під керівництвом академіка Л. О. Шубенко-Шубіна, головного конструктора ХТЗ, керівника відділу Інституту проблем машинобудування (ІПМаш НАНУ). Зараз у цьому інституті продовжуються дослідження за напрямом «Розробка технічних пропозицій щодо створення парових турбін з супернадкритичних параметрами пари». Зокрема розглянута надбудова турбіни 300 МВт турбіною з початковими параметрами пари 29,4 МПа і 650 °С для підвищення маневровості енергоблоку [9]. Фактором обмеження на виготовлення енергоблоків з супернадкритичними параметрами пари є наявність жароміцних сталей. На блоці СКР-100 підтверджена експлуатаційна надійність пароперегрівних поверхонь нагріву котла, а також паропроводів і зварних з'єднань з аустенітних сталей ЕП-184, ЕП-17 і ЕІ-695Р. Використання сталей ЛА1, ЛА4 і ЛА5 дає можливість працювати за температур 650...700 °С. Для деталей, що працюють за ще вищих температур, застосовують сплави на нікелевій основі. Деталі з аустенітних сталей дорожчі таких же деталей з перлітних сталей. Їх застосування збільшує питому капіталовкладення в ТЕС на 2,5...15 %. Орієнтовні капіталовкладення в ТЕС такі. В ТЕС з СНКП — 1600 \$/кВт. В ТЕС з ПГУ та внутріцикловою газифікацією вугілля — 1900...2500 \$/кВт. В ТЕС з котлами з циркулюючим киплячим шаром — 1400 \$/кВт [10, 11].

Таким чином, хоча найефективніше теплова енергія органічного палива перетворюється в електроенергію в ПГУ, українського газу недостатньо для використання на ТЕС з ПГУ в якості основного палива. Засоби застосування на ТЕС з ПГУ вугілля здорожчать ТЕС та зрівняють її економічність з економічністю ТЕС з супернадкритичними параметрами пари. Тому модернізація енергоблоку в напрямку використання пари супернадкритичних параметрів є доцільною. При цьому паливоприготування, будівельну та електричну частини блоку, які не вичерпали свій ресурс, залишити як є, а замінити парогенератор та турбінну установку. Першим етапом модернізації є проектування теплової схеми енергоблоку. Існуюча теплова схема енергоблоку 300 МВт показана на рис. 1.

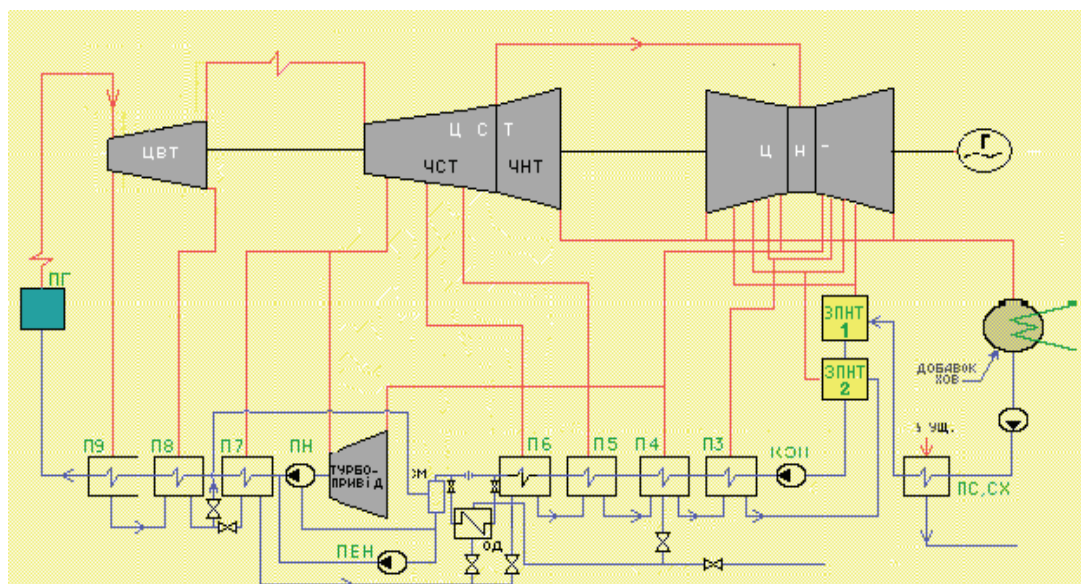


Рис. 1. Існуюча теплова схема енергоблока 300 МВт

Задачами проектування є синтез оптимальної за структурою та параметрами теплової схеми та дослідження синтезованої схеми на режимах, відмінних від базового.

Математичні формулювання задач оптимізації і режимних досліджень теплової схеми енергоблока ТЕС можна записати так: знайти значення нелінійної цільової функції $Z_{\Sigma}(X, Y, \Lambda)$ за наявності обмежень у вигляді рівностей

$$F(X, Y, \Lambda) = 0 \quad (1)$$

та нерівностей

$$X^{\min} \leq X \leq X^{\max}; \quad (2)$$

$$Y^{\min} \leq Y \leq Y^{\max}. \quad (3)$$

де X — сукупність незалежних параметрів, Y — сукупність залежних параметрів, Λ — сукупність зовнішніх параметрів, $F(X, Y, \Lambda)$ — система опису процесів в обладнанні та його техніко-економічних оцінок.

Під час оптимізації знаходиться мінімальне значення $Z_{\Sigma}(X, Y, \Lambda)$ перебором структур та незалежних параметрів X , за режимних досліджень знаходяться Y , за фіксованих — X .

Інструментом проектування є програмні реалізації математичних моделей процесів в устаткуванні теплової схеми. Задачами роботи є створення такого інструменту та розрахунки за його допомогою варіантів модернізації енергоблока.

Основний текст

1. *Математична модель процесів в тепловій схемі енергоблока* розроблена за відповідною методикою Харківського турбінного заводу. Це система алгебраїчних рівнянь законів збереження маси, збереження енергії, збереження кількості руху, рівнянь теплофізичних властивостей робочих тіл та теплоносіїв, рівнянь техніко-економічних оцінок устаткування енергоблока. Розв'язком системи рівнянь визначаються витрати, тиски, ентальпії енергоносіїв на всіх ділянках теплової схеми блока, питомі витрати палива і ККД блока, різниця відносно базового варіанта сумарних приведених затрат на варіант теплової схеми блока ΔZ_{Σ} .

$$\Delta Z_{\Sigma} = \Delta Z_e + \Delta Z_m + \Delta Z_n + \Delta Z_y + \Delta Z_{\text{експл}}, \quad (4)$$

де ΔZ_e , ΔZ_m , ΔZ_n , ΔZ_y , $\Delta Z_{\text{експл}}$ — зміни затрат відповідно на виробництво електричної та теплової енергії, паливо, устаткування, витрати виробництва під час експлуатації ПТЕ. Остання складова необхідна для визначення доцільної надійності схеми при дублюванні її елементів.

Парогенератор розглядається як джерело пари заданої витрати, тиску та температури. Математична модель парогенератора за вхідними параметрами живильної води, вихідними параметрами

пари та заданому ККД дозволяє визначити витрату палива.

Математична модель турбіни призначена для визначення ентальпії та ентропії пари перед турбіною та в її проточній частині. Моделюються паророзподіл, регулююча сходинка, відсік (одна або декілька проміжних сходенок), остання сходинка, дифузор вихлопного патрубку. Для соплового паророзподілу використовується діаграма паророзподілу. Для дросельного паророзподілу тиск перед соплами першої сходинки знаходиться за формулою Флюгеля розрахунком «з кінця» в конденсатор. Розрахунок сходенок та відсіків полягає в знаходженні їх ККД. Спочатку за методикою американської фірми Дженерал Електрик (ДЖІ) знаходиться базовий ККДБ відносно тисків, об'ємної витрати пари відсіку та невеликої за обсягом додаткової інформації для регулювальної та останньої сходинки. Потім ККДБ корегується поправкою ДЕЛЬТА ККД, яка визначається з використанням розробленої системи ідентифікаційних рівнянь. Метод ДЖІ стосується сходенок з «середніми» конструктивними параметрами сходенок з деякого інтервалу їх зміни. Врахування конструктивних особливостей сходенок досліджуваної турбіни виконується за допомогою змінних в загальному випадку коефіцієнтів a_i , кожний з яких за фізичною суттю є різницею між значенням «середнього» параметра сходенок ДЖІ та відповідного конструктивного параметра сходинки турбіни, що досліджується. Ідентифікуючи рівняння, в які входять ці коефіцієнти, отримані в результаті апроксимації графіків експериментальних колових ККД сходенок та окремих видів втрат в них та заміни параметрів незалежних змінних, для яких побудовані графіки, відношенням тисків та об'ємною витратою пари сходенок та відсіків. Процес ідентифікації моделі полягає в знаходженні методом найменших квадратів коефіцієнтів a_i , суміщенням експериментального процесу розширення пари з процесом розширення, розрахованим за допомогою моделі. Ідентифікація підвищує точність прогнозу ККД турбоустановки, що проектується. Так, на час проектування тихохідної турбоустановки на насиченій парі К-500-60/1500 експериментальні процеси розширення пари в потужних вологопарових турбінах були відсутні. Для ідентифікації використані відомі експериментальні процеси розширення турбін К-300-240 та методика теплового розрахунку тихохідної турбіни К-50-29/1500. Турбіна К-50-29/1500 є першою харківською паровою турбіною. Вона виготовлена за кресленнями ДЖІ на верстатах американського виробництва. Різниця між спрогнозованим ККД та фактичним експериментальним ККД турбоустановки К-500-60/1500 склала всього 0,02 %.

Математична модель зони теплообмінника призначена для його перевірного розрахунку: за заданим коефіцієнтом теплопередачі, поверхні теплообміну, номінальним гідравлічним опорам теплоносіїв, їх вхідним параметрам визначаються вихідні температури та тиски теплоносіїв. Підігрівники живильної води низького тиску, підігрівники мережної води теплофікаційної установки розглянуті як однозонні. Їх параметрами оптимізації є значення поверхонь теплообміну. Підігрівники високого тиску (ПВТ) розглядаються як тризонні, складені із зони охолодження пари (ОП), зони конденсації пари (КП) та зони охолодження дренажу (ОД). Параметрами оптимізації ПВТ є значення поверхонь теплообміну зон та частки води в зонах ОП та ОД. Математична модель конденсаційної установки призначена для її конструкторського або перевірного розрахунків. За критерій якості установки взято суму приведених затрат $Z_{\Sigma\text{конд}}$.

$$Z_{\Sigma\text{конд}} = Z_F + Z_{\text{ЦН}} + Z_{\text{ТВС}} + Z_{\text{ВО}} + Z_{\text{СГУ}}, \quad (5)$$

де Z_F , $Z_{\text{ЦН}}$, $Z_{\text{ТВС}}$, $Z_{\text{ВО}}$, $Z_{\text{СГУ}}$ — приведені затрати, відповідно, на труби поверхні теплообміну конденсатора, енергію приводів циркуляційних насосів, систему техноводопостачання, водоохолодник і на компенсацію відчужених сільгоспугідь. Поверхні теплообміну конденсатора визначаються за методикою, прийнятою на Харківському турбінному заводі, в якій коефіцієнт теплопередачі K обчислюється за емпіричною формулою

$$K = f(d, W, z, L, n, \lambda), \quad (6)$$

де d , мм — внутрішній діаметр труб; W , т/год — витрата охолоджувальної води; z — число ходів; L , м — довжина труби; n — число труб; λ — коефіцієнт чистоти труб. В розрахунках коефіцієнт чистоти труб береться рівним 0,7, а незалежні змінні d , L , z , n , W варіюються в заданих межах.

Математична модель живильної установки призначена для визначення витрати пари та потужності турбоприводу живильного насосу.

Об'єднання математичних моделей основного та допоміжного устаткування з моделлю всієї схеми виконується за допомогою графа структури схеми. Математична модель теплової схеми

енергоблока дозволяє оптимізувати близько 60 параметрів-значень тисків пари у відборах турбіни та конструкторських характеристик теплообмінного устаткування.

2. Математична модель підігрівників високого тиску.

Підігрівники високого тиску (ПВТ) колекторні, з приварними змійовиками. Математична модель ПВТ створена за алгоритмом розрахункової частини САПР ПВТ, розробленої спільно заводом-виробником ПВТ та ВНТУ. Початковими даними моделі є вхідні та вихідні значення витрат, температур та тисків теплоносіїв, отриманих розрахунком теплової схеми енергоблока. Результатами розрахунку є уточнені вихідні параметри теплоносіїв та конструкторські параметри ПВТ. Параметрами оптимізації є діаметри труб змійовиків, швидкості живильної води та число ходів в зонах ПВТ. Оптимізація виконана методом покоординатного спуску.

Результати дослідження

Результати розрахунку існуючої теплової схеми такі: потужність $N_{EG} = 300$ МВт, питома витрата умовного палива $b_y = 0,38$ кг у. п./кВт·год. Теплова схема енергоблока СНКП залишена незмінною. Розрахунками знаходимо таку витрату пари з парогенератора, за якої потужність близька до 300 МВт. Ця витрата складає 850 т/год (236 кг/с). Результати розрахунку теплової схеми СНКП такі: потужність $N_{EG} = 300,4$ МВт, питома витрата умовного палива $b_y = 0,314$ кг. у. п./кВт·год. Зниження питомої витрати палива дозволить щорічно економити 128,700 тис. тонн вугілля.

Схему пароводяного тракту парогенератора СНКП прийнято подібною схемі існуючого парогенератора ТПП-312. Ця схема показана на рис. 2.

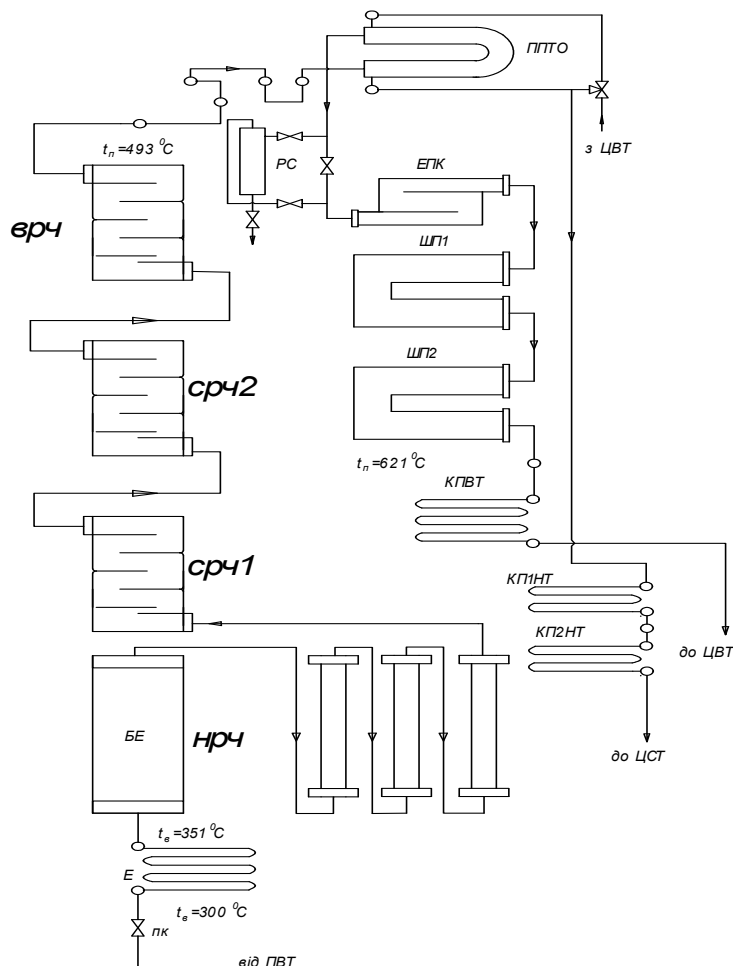


Рис. 2. Схема пароводяного тракту парогенератора ТПП-СНКП

Розрахунок парогенератора СНКП виконаний за відомими нормативними методами теплового, гідравлічного та аеродинамічного розрахунків котельних агрегатів.

Основні порівняльні характеристики існуючого і розрахованого парогенераторів наведені в табл. 1.

Порівняльні характеристики базового і розрахованого парогенераторів

Характеристика	ТПП-312	ТПП-СНКП
Витрата пари, т/год	1000	850
Температура пари, °С	545	650
Тиск пари, МПа	25	29,4
Температура живильної води, °С	270	300
Температура пари на вході в ширми, °С	453	570
Температура пари на виході з ширм, °С	523	621
Поверхні нагріву, м ²		
Конвективна частина первинного пароперегрівача	1180	2020
Повітропідігрівач	136,256	140,312
Проміжний пароперегрівач	6580	8400
Економайзер	4320	3960

Оптимізація підігрівників високого тиску (ПВТ) здійснювалася на двох рівнях. На першому рівні визначалися зовнішні, а на другому рівні — внутрішні параметри ПВТ. Параметри першого рівня розраховувалися за моделями зон ПВТ в складі математичної моделі теплової схеми енергоблока. Схема зон охолодження пари ОП, конденсації пари КП та охолодження конденсату ОК ПВТ показана на рис. 3.

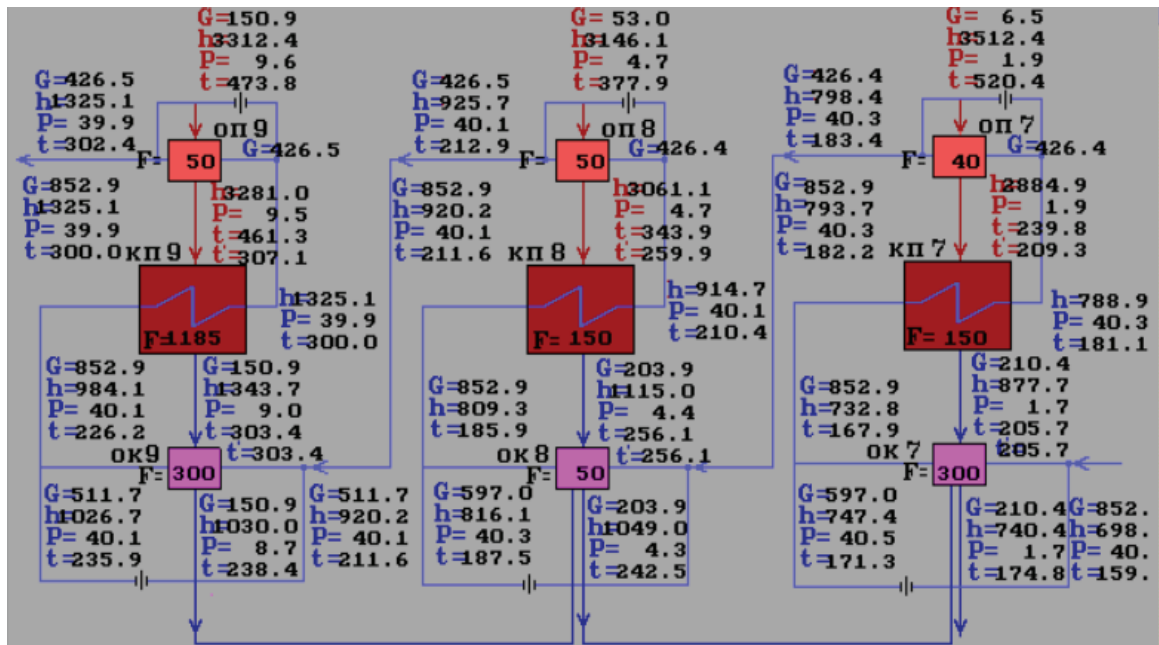


Рис. 3. Схема зон теплообміну ПВТ

Незалежними параметрами, які варіюються на першому рівні, є:

1. Поверхні зон ПВТ, м² — F_{ОП7}, F_{ОП8}, F_{ОП9}, F_{КП7}, F_{КП8}, F_{КП9}, F_{ОК7}, F_{ОК8}, F_{ОК9}.
2. Частки води, які надходять в зони ОП і ОК ПВТ — d_{ОП7}, d_{ОП8}, d_{ОП9}, d_{ОК7}, d_{ОК8}, d_{ОК9}.

Обмеженням є температура живильної води після групи ПВТ, яка складає 300 °С. Параметри другого рівня розраховувалися з використанням програмної реалізації детальної моделі ПВТ. Початковими даними моделі є зовнішні для ПВТ параметри: вхідні та вихідні значення витрат, температур та тисків теплоносіїв, отриманих на першому рівні оптимізації розрахунками теплової схеми енергоблока. Результатами детального розрахунку ПВТ є уточнені вихідні параметри теплоносіїв та внутрішні конструкторські параметри ПВТ. Параметрами оптимізації другого рівня є дев'ять внутрішніх параметрів: діаметри труб в зонах ОП, КП, ОК (d_{ОП}, d_{КП}, d_{ОК}), швидкості води в зонах ОП, КП, ОК (V_{ОП}, V_{КП}, V_{ОК}) та число ходів в зонах ОП, КП, ОК. (Z_{ОП}, Z_{КП}, Z_{ОК}). Оптимізація виконується методом покоординатного спуску. Результат оптимізації ПВТ на першому рівні: F_{ОП 7}, м² = 50, F_{ОП 8}, м² = 100, F_{ОП 9}, м² = 50, F_{КП 7}, м² = 100, F_{КП 8}, м² = 300, F_{КП 9}, м² = 1200, F_{ОК 7}, м² = 90, F_{ОК 8}, м² = 50, F_{ОК 9}, м² = 50, d_{ОП 7} = 0,3, d_{ОП 8} = 0,3, d_{ОП 9} = 0,3, d_{ОК 7} = 0,5, d_{ОК 8} = 0,3, d_{ОК 9} = 0,5. Результат оптимізації ПВТ7 на другому рівні поданий в табл. 2.

Результат оптимізації ПВТ7 на другому рівні

	Параметри								
	$d_{\text{оп}}$ мм	$d_{\text{кп}}$ мм	$d_{\text{ок}}$ мм	$V_{\text{оп}}$ м/с	$V_{\text{кп}}$ м/с	$V_{\text{ок}}$ м/с	$Z_{\text{оп}}$	$Z_{\text{кп}}$	$Z_{\text{ок}}$
Значення	20	40	30	1	1,2	1	1	1	2

ПВТ7 знаходиться під найбільшим тиском живильної води. Розрахунок його на міцність показав, що через закладений в ПВТ7 для ТЕС понадкритичного тиску запас міцності розрахункові товщини стінок елементів ПВТ7 СНКП в більшості такі ж самі. Товщини стінок елементів ПВТ7 СНКП складають, мм: обичайка корпусу — 32, фланець корпусу — 85, днище — 32, коліно крутозагнуте — 40, стакан колектора — 69, денце стакана — 62, паровідвідні труби — 8, спіралі — 5, колекторні труби — 45.

Висновки

1. Обґрунтована модернізація енергоблока ТЕС в напрямку підвищення початкових параметрів паросилового циклу.
2. Створена математична модель процесів в тепловій схемі турбоустановки енергоблока ТЕС. Моделі основного устаткування розроблені за алгоритмами розрахунків цього устаткування виробниками, що дозволяє зіставити результати розрахунків. Модель турбіни виконана ідентифікованою за експериментальними даними, що підвищує точність прогнозу майбутньої економічності енергоблока на перших стадіях його розробки.
3. За результатами розрахунку теплової схеми СНКП підвищення початкових параметрів пари зменшує питому витрату умовного палива до 0,314 кг у. п./кВт·год. Зниження питомої витрати полива дозволить щорічно економити 128 700 тон вугілля.
4. Збільшення поверхонь нагріву конвективної частини первинного пароперегрівача, повітропідігрівача, проміжного пароперегрівача парогенератора СНКП в порівнянні з поверхнями нагріву існуючого парогенератора складає 2676 м². Поверхня нагріву економайзера парогенератора СНКП менше поверхні нагріву економайзера існуючого парогенератора на 360 м².
5. Для кожної зони підігрівників живильної води високого тиску визначені оптимальні значення поверхонь теплообміну, діаметрів труб, швидкостей води та числа ходів. Розрахунок на міцність підігрівника СНКП, що знаходиться під найбільшим тиском живильної води, показав, що його розрахункові товщини стінок елементів в більшості не перевищують товщини стінок елементів відповідного наявного підігрівника.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Рост цен на газ и поиск альтернатив. Взгляд из Украины [Электронный ресурс] // Портал-энерго. — Режим доступа : <http://portal-energo.ru/articles/details/id/498> . — Название с экрана.
2. Сухов П. Водно-угольное топливо: за и против [Электронный ресурс] // Энергия промышленного роста. — Режим доступа : http://newchemistry.ru/letter.php?n_id=1655 .
3. Халатов А. А. Перспективные и энергетические технологии и проблемы теплофизики. Ч. 1 [Электронный ресурс] / А. А. Халатов // Промышленная теплотехника. — 2011. — Т. 33, № 1. — С. 5—18. — Режим доступа : <http://dspace.nbu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/60289/01-Khalatov.pdf?sequence=1> .
4. Неуймин В. М. Инновационные технологии производства электроэнергии [Электронный ресурс] / В. М. Неуймин // Надежность и безопасность энергетики. — 2008. — № 2. — Режим доступа : <http://sigma08.ru/jur2-1.htm> .
5. Ольховский Г. Г. Перспективы развития теплоэнергетики [Электронный ресурс] / Г. Г. Ольховский, А. Г. Тумановский // РосТепло.ру — всё о теплоснабжении в России. ; Актуальные экономические и технические проблемы энергетического сектора России : тр. науч. конфер. — М., 18.11.02 г. / Институт высоких температур РАН, 2002. — 2003. — Режим доступа : http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=933 . — Название с экрана.
6. Савичев К. А. Надстроечный энергоблок СКР-100 на 30 МПа, 650 °С на Каширской ГРЭС / К. А. Савичев, И. Б. Годик, Б. А. Ноймарк // Теплоэнергетика. — 1973. — С. 8—12.
7. Высокоэффективный энергетический блок / [А. С. Горшков, Н. Ф. Комаров, А. М. Шварц и др.] // Теплоэнергетика. — 1987. — № 5. — С. 49—54.
8. Горшков А. С. Техничко-экономические показатели тепловых электрических станций / А. С. Горшков. — М. : Энергия, 1974. — 240 с.
9. Голощапов В. Н. Высокотемпературная паровая надстройка энергоблоков мощностью 300 МВт, как способ создания пиковой мощности [Текст] / В. Н. Голощапов, О. В. Котульская, Т. Н. Парамонова // Вісник НТУ«ХП». — 2013. — № 12(986). — С. 96—99. — ISSN2078-774X. — Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування.

10. Котельные и турбинные легированные стали [Электронный ресурс] // KTODELAETREMON.T.RU. — Режим доступа : http://ktodelaetremont.ru/remont_i_otdelka/biblioteka/metalli_v_stroitelstve/40.php .

11. Анализ мирового опыта развития передовых технологий в теплоэнергетике [Электронный ресурс]. — Режим доступа : http://nnhpe.spbstu.ru/wp-content/uploads/2015/01/Analiz_mirovogo_opyta_razvitiya_peredovyh_tehnologiy.pdf .

Рекомендована кафедрою відновлювальної енергетики та транспортних електричних систем і комплексів ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 19.05.2016

Головченко Олексій Михайлович — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри відновлювальної енергетики та транспортних електричних систем і комплексів;

Нанак Олена Миколаївна — канд. техн. наук, доцент кафедри відновлювальної енергетики та транспортних електричних систем і комплексів, e-mail: e_nanaka@rambler.ru .

Вінницький національний технічний університет, Вінниця

O. M. Golovchenko¹
O. M. Nanaka¹

Direction of Modernization of CHP-Plant

¹Vinnitsia National Technical University

There has been considered the task of modernization of thermal power by increasing the initial parameters of steam power cycle. There have been presented the results of the studies by mathematical modeling of thermal circuit equipment thermal units with high initial steam parameters.

Keywords: thermal circuit unit, parameters steam, mathematical modeling, CHP-plant.

Golovchenko Oleksii M. — Cand. Sc. (Eng.), Assistant Professor, Assistant Professor of the Chair of Renewable Energy and Transport Electric Systems and Complexes;

Nanaka Olena M. — Cand. Sc. (Eng.), Assistant Professor of the Chair of Renewable Energy and Transport Electric Systems and Complexes, e-mail: e_nanaka@rambler.ru

A. M. Головченко¹
Е. Н. Нанак¹

Направление модернизации энергоблока ТЭС

¹Винницкий национальный технический университет

Рассмотрена задача модернизации энергоблока путем повышения начальных параметров паросилового цикла. Приведены результаты исследований методом математического моделирования тепловой схемы и оборудования блока ТЭС с повышенными начальными параметрами пара.

Ключевые слова: тепловая схема, энергоблок, параметры пара, математическое моделирование, ТЭС.

Головченко Алексей Михайлович — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры восстанавливаемой энергетики и транспортных электрических систем и комплексов;

Нанак Елена Николаевна — канд. техн. наук, доцент кафедры восстанавливаемой энергетики и транспортных электрических систем и комплексов, e-mail: e_nanaka@rambler.ru