

Підсумки
2017 року
Ст. 2

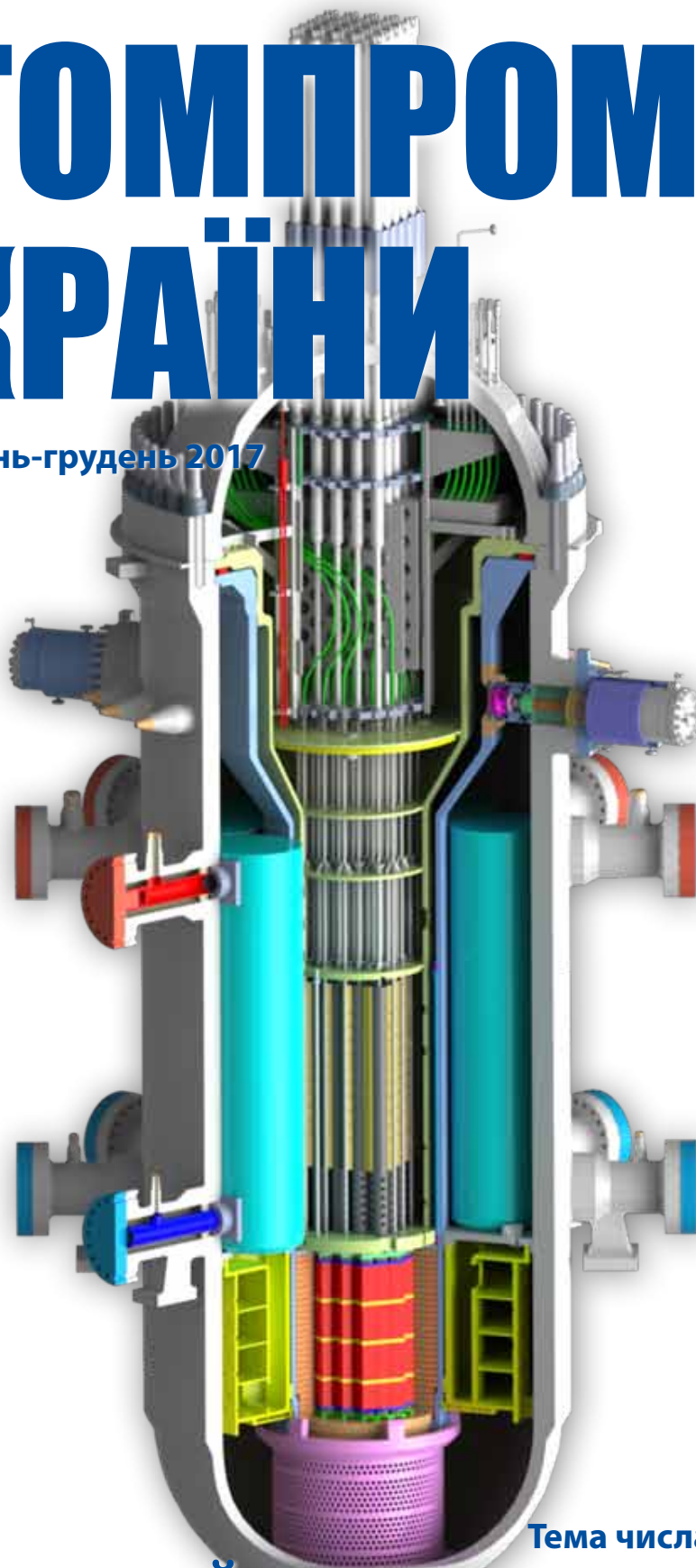
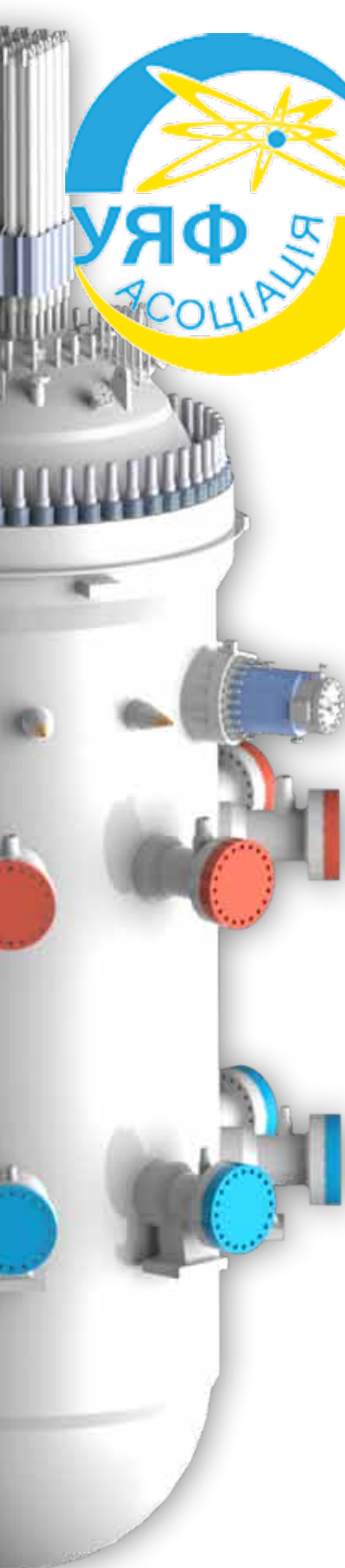
Енергія
«малого атома»
Ст. 6

Енергоміст
«Україна-ЄС»:
особливості і схема
реалізації проекту
Ст. 12



АТОМПРОМ УКРАЇНИ

№5 жовтень-грудень 2017



Тема числа

ІННОВАЦІЙНІ ПРОЕКТИ В ЯДЕРНІЙ ГАЛУЗІ

«СУВОРІ РОКИ БОРОТЬБИ ЗА СВОБОДУ КРАЇНИ, ЗА НИМИ ІНШІ ПРИЙДУТЬ – ВОНИ ТАКОЖ БУДУТЬ НЕЛЕГКИМИ...»

Рік, що минає, знову видався важким для вітчизняної електроенергетики.



Ольга КОШАРНА,
Директор з питань інформації
та зв'язків з громадськістю
Асоціації «Український
ядерний форум»

Внаслідок блокади окупованих районів Донецької та Луганської областей, що розпочалася взимку, на початку нинішнього року, вугілля в країні стало дефіцитом. Більшість ТЕС зупинилися, а АЕС та ГЕС перебрали на себе ініціативу у виробництві електроенергії, у тому числі й за зупинені ТЕС. Дякуючи Богові, цієї весною ГЕС змогли працювати на всю потужність після майже чотирьох років маловоддя. В окремі дні квітня та травня частка виробництва електроенергії на ГЕС перевищувала 9%.

Починаючи з лютого частка електроенергії,

виробленої на АЕС, поступово зростала, в окремі дні травня було встановлено рекорд – 68,5%. За місяцями ці показники становили: лютий – 55,7%, березень – 60,4%, квітень – 62,2%, травень – 63,6%, червень – 59%.

Таким чином, дві державні енергогенеруючі компанії фактично «витягнули» українську електроенергетику із піке, врятували її у скрутні часи дефіциту вугілля на приватних ТЕС. І заодно створили умови для проведення реконструкції вугільних енергоблоків – з метою переходу з антрацитового на газове вугілля, а також

накопичення вугілля на складах для проходження осінньо-зимового сезону 2017-2018. Перехід ТЕС на газове вугілля, до речі, не відбувався роками, за версією керівників ДТЕК – «через технічну неможливість».

За 10 місяців 2017 року частка електроенергії ДП «НАЕК «Енергоатом» у вітчизняній електроенергетиці становила:

- від обсягу виробництва – 56,0%, що на 3,7% більше, ніж за аналогічний період 2016 року;
- у структурі Енергоринку – 57,4%, що на 3,7% більше, ніж за аналогічний період 2016 року.

У фізичних обсягах відпуск електроенергії зріс на 5,4 млрд. кВт-год.

Приріст виробництва у порівнянні з аналогічним періодом 2016 року становив для АЕС – 8,7%, для ГЕС та ГАЕС – 11,6%. У той же час ТЕС та ТЕЦ зменшили виробництво на 10,1%.

При цьому загальний обсяг виробництва електроенергії у країні зріс на 0,9% – завдяки збільшенню споживання промисловості, зокрема, машинобудування, будівництва, харчової та переробної галузей. Населення зменшило споживання електроенергії на 1,8%. Експерти вважають, що останнє підвищення цін на елек-

Приріст виробництва у порівнянні з аналогічним періодом 2016 року становив для АЕС – 8,7%, для ГЕС та ГАЕС – 11,6%. У той же час ТЕС та ТЕЦ зменшили виробництво на 10,1%.

троенергію для населення спонукало його до впровадження заходів енергозбереження, стало поштовхом для встановлення двозонних лічильників, що дозволяє заощаджувати завдяки нічному тарифу.

Основні досягнення ядерної енергетики в 2017 році

Незважаючи на хронічний дефіцит тарифу та зростаючу заборгованість ДП «Енергоринок» за



вже продану електроенергію, яка, до речі, досягла рекордних 12,5 млрд. грн. з врахування боргів попередніх періодів, національний оператор АЕС системно реалізовував низку інвестиційних проектів.

Так, НАЕК «Енергоатом» влітку отримала ліцензію на будівництво Централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива, та було розпочато його будівництво.

Було переглянуто ТЕО будівництва ХАЕС-3,4 з реакторами виробництва компанії «Skoda JS a.s.» та отримано позитивні висновки державної експертизи з ЯРБ та всіх інших державних експертиз.

Продовжено термін експлуатації на 10 років поза проектний строк енергоблоку №3 ЗАЕС.

Розширено дослідно-промислову експлуатацію ядерного палива виробництва «Westinghouse» на енергоблоці №5 ЗАЕС.

Введено в дослідну експлуатацію комплекс спеціальної підготовки ремонтного персоналу в рамках проекту «Створення національного центру підготовки ремонтного і керівного персоналу «НАЕК «Енергоатом» на базі НТЦ Запорізької АЕС».

Виконано значний обсяг будівельних робіт за інвестиційним проектом «Реконструкція системи технічного водопостачання ЮУАЕС», що у майбутньому дозволить у літній період збільшити видачу потужності з ЮУАЕС.

Завершено основні роботи і вже найближчим часом буде введено в дослідну експлуатацію комплекси з переробки РАВ на Запорізькій і Рівненській АЕС.

При цьому НАЕК «Енергоатом» став першим державним підприємством, яке підготувало «Нефінансовий звіт» за міжнародними стандартами GRI (Global Reporting Initiative). У Звіті було проаналізовано внесок компанії в досягнення 17 цілей сталого розвитку ООН, окреслено подальші кроки на шляху побудови інтегрованої системи управління сталим розвитком та принципами взаємодії із зацікавленими сторонами.

Що рік прийдешній нам готує?

Наступний 2018 рік для Енергоатома буде складним через низку обставин. Насамперед буде зупинено три енергоблоки на тривалі ремонти у зв'язку із проведенням робіт для про-

довження терміну їх експлуатації. Це РАЕС-3, ЗАЕС-4 та ЮУАЕС-3. Впровадження заходів з одночасним підвищенням безпеки та заміною обладнання потребує значних фінансових ресурсів. Однак у проекті постанови НКРЕКП щодо тарифу НАЕК «Енергоатом» на 2018 рік передбачено зменшення фінансування Інвестиційної програми на 2018 рік, затвердженої Міненерговугілля та погодженої Держатомрегулювання України.

Так, за напрямом «продовження терміну експлуатації» передбачено скорочення обсягу коштів на 50%; за напрямом «підвищення безпеки» – на 30%. Традиційно, протягом вже п'яти років НКРЕКУ скорочує обсяг фінансування для заміни та модернізації електротехнічного обладнання, а в 2018 році буде отримано тільки 7% від обсягу, необхідного НАЕК. Недофінансування робіт у цьому напрямку призводить до відмови обладнання та непланової зупинки енергоблоків.

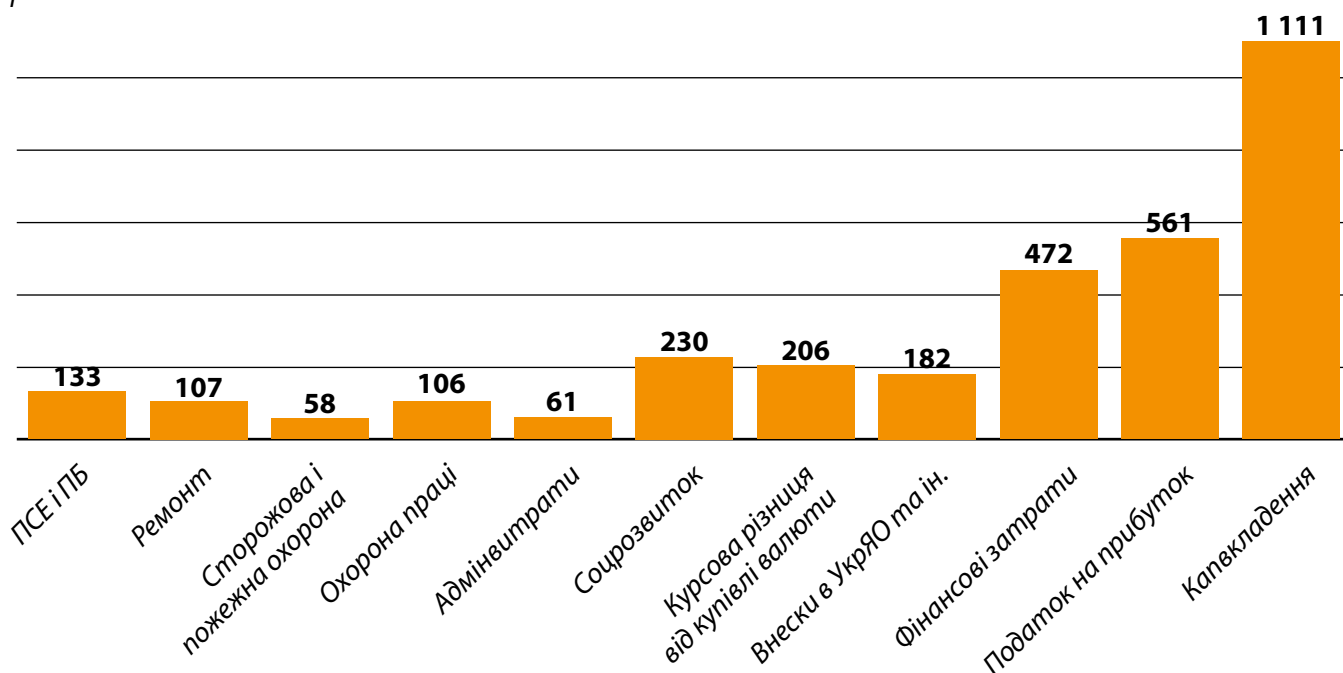
У нинішньому році планується розширити експлуатацію ядерного палива виробництва компанії «Westinghouse» на енергоблоки №1,2 та №4 ЗАЕС.

Навесні 2018 року Україна має презентувати в МАГАТЕ на нараді Сторін свою Національну доповідь про виконання зобов'язань, що випливають із Об'єднаної конвенції про безпеку поводження з відпрацьованим паливом та радіоактивними відходами. Це важлива подія також для НАЕК «Енергоатом», оскільки основні матеріалу змісту Доповіді готували саме фахівці Компанії.

Сподіваюсь, що набуде реального імпульсу в реалізації проект «Енергетичний міст Україна-ЕС», втілюватиметься у життя законопроект щодо будівництва ХАЕС-3,4, до речі, вже ухвалений Верховною Радою, а будівництво ЦХОЯТ продовжиться відповідно до графіку.

На жаль, уряд України має щодо НАЕК «Енергоатом» виключно фіскально орієнтований підхід. Жодної підтримки та захисту від дискримінаційної політики НКРЕКП Компанії не надається. Але досягнення її, як медалі, кожен міністр Міненерговугілля привласнює собі. Механізму повернення боргів з боку ДП «Енергоринок» уряд також не розробив. Формулу на кшталт Роттердам+ для диверсифікації постачання палива атомникам НКРЕКП не створила. Тариф сьогодні, з яким Компанія увійде в 2018 рік, знаходиться за межею виживання атомної

рис. 1



галузі, його, як відомо, 9 листопада було зменшено до 46,6 коп за 1 кВт-год.

Такі тарифи не дозволяють профінансувати у повному обсязі виробничі, інвестиційні та соціальні програми, зокрема, за наступними напрямками (див. рис. 1).

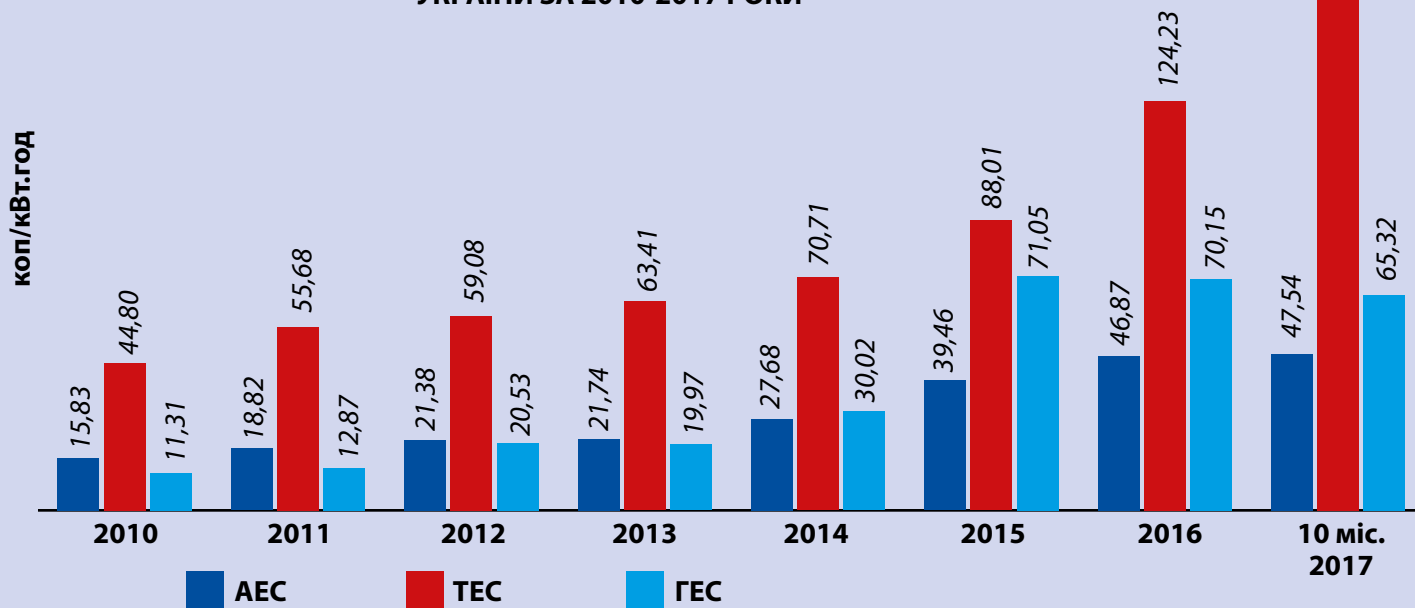
У мережі хитросплетінь державних та приватних інтересів чиновників від енергетики загубилися інтереси державної компанії НАЕК «Енергоатом», завдяки якій країна успішно пройшла три зими поспіль, а Об'єднана енер

госистема працювала стало та надійно. А між тим різниця між тарифами для приватних ТЕС та державних АЕС вже досягла історичного максимуму (див. рис. 2) – у 3,3 рази! Й хоча на сьогодні НКРЕКП не може ухвалювати рішення через відсутність кворуму внаслідок втрати повноважень членами комісії, її голова вже заявив, що у 2018 році необхідно підвищити тариф для ТЕС ще на 25%.

Суворі роки для української ядерної енергетики здаються нескінченними...

рис. 2

ДИНАМІКА СЕРЕДНЬОРІЧНОГО ТАРИФУ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ, ЩО ЇЇ ПРОДАЛИ ГЕНЕРУЮЧІ КОМПАНІЇ НА ЕНЕРГОРИНОК УКРАЇНИ ЗА 2010-2017 РОКИ



ЕНЕРГІЯ «МАЛОГО АТОМА»

Українська енергетика має зовсім небагато часу для ухвалення концептуального рішення: яким шляхом іти далі, враховуючи свої найболючіші місця. Переломним моментом може стати період 2030-2040 років. Стабільність та надійність цієї сфери у її перспективі ми мусимо закласти вже зараз. Фахівці ж стверджують: суттєво підсилити нашу енергетику міг би розвиток SMR-технології. Україна до виклику готова і робить цілком усвідомлені кроки вперед.



Юрій ПАТИКІВСЬКИЙ,
журналіст

Енергетика України: можливості для маневрування

З одного боку, маємо суттєву зношеність підприємств теплової генерації у нашій державі, за деякими даними, до 80%-90%. Окрім чисто економічного чинника, маємо потужну екологічну проблему, пов'язану із ТЕС: ратифікувавши Паризьку угоду, Україна до 2030 року має знизити парникові викиди на 60% у порівнянні із 1990 роком. Проігнорувати цю норму ми не можемо, адже йдеться про наші міжнародні зобов'язання, а експлуатація застарілих теплоелектростанцій зробить це завдання де-факто неможливим.

З 2030 року, як відомо, розпочнеться зняття з експлуатації окремих енергоблоків вітчизняних АЕС. «У період до 2040 року закінчиться продовжений термін експлуатації 12 реакторів. А з 2041 по 2055 цей процес відбудеться ще на трьох енергоблоках АЕС, – стверджує директор відокремленого підрозділу «Науково-технічний центр» ДП «НАЕК «Енергоатом» Микола Влащенко. – Необхідно замінити їх новими атомними енергоблоками, які здатні працювати у маневровому режимі».

Адже необхідність збільшення маневрових потужностей – ще одне важливе завдання, яке стоїть перед українською енергетикою. Прогно-

Енергетичний діапазон SMR



зується, що до 2035 року ця цифра становитиме 18%. «Інноваційні технології виробництва електроенергії та керування маневровими потужностями є одними з основних напрямків, що активно вивчаються в світі, – продовжує Микола Власенко. – У цьому сенсі важливу роль в енергосистемі України можуть відіграти модульні реактори малої потужності (SMR), звичайно, за умови вирішення серії питань, пов'язаних з їх використанням».

У боротьбі за трильйон доларів

Ідея розвитку SMR надзвичайно популярна у світі. За словами Миколи Власенка, їх розробляють у понад десяти країнах світу: Аргентині, Франції, Канаді, Індії, Російській Федерації, Китаї, Японії, Південній Африці, Великобританії, Данії, Кореї, Сполучених Штатах Америки.

Що зовсім не дивно, враховуючи потреби сві-

тового ринку у таких реакторах. На думку президента компанії «НАЕК «Енергоатом» Юрія Нещадковського, після 2025 року він становитиме близько трильйона доларів. Частина із цієї суми, як він сподівається, може залишитися в Україні.

Учасники та розробники SMR

Аргентина

CAREM

Франція

FLEXIBLE

Канада

LEADIR-PS

IMSR

Індія
AHWR-300

Данія
MSTW

Корея
SMART

RF			
KLT-40S	SHELF	ELENA	MHR-T
RITM-200	UNITERM	UTA-70	SVBR-100
AVB-6E	KARAT-100	GT-MHR	BREST-OD-300
VBER-300	KARAT-45	MHR-100	

Китай	
HTR-PM	CAP150/200
ACP-100	ACPR50S

Японія	
4S	IMR
GTHT300	FUJI
DMS	

Південна Африка	
PBMR-400	HTMR-100 SMR

Великобританія	
STABLE SALT REACTOR	

USA		
NuScale	SC-HTGR	LPFT
mPower	Xe-100	SmAHTR
W-SMR	EM2	MK-1 PB-FHR
SMR-160	G4M	

Україна, як відомо, також може бути задіяна у цьому процесі. Так, міжнародна компанія Holtec International, що спеціалізується на виготовленні обладнання в галузі ядерної енергетики і яка, до речі, споруджує Центральне сховище відпрацьованого ядерного палива у зоні відчуження Чорнобильської АЕС, не так давно запропонувала Україні налагодити виробництво малих

модульних реакторів для АЕС. «Це дуже цікава пропозиція – створити в Україні хаб із поширенням у Європу, Азію та Африку малих модульних реакторів з локалізацією виробництва і дуже великої кількості обладнання на українських підприємствах», – сказав президент НАЕК «Енергоатом» Юрій Недашковський.

За його словами, мова йде про реактори SMR-160. До проекту вже залучений харківський «Турбоатом», що має у своїй лінійці продукції турбіни, які підходять до цього проекту. Як вважає Юрій Недашковський, до реалізації ідеї вдасться залучити й інші вітчизняні підприємства.

«Проект вже концептуально розроблений, початок процесу його ліцензування очікується вже у 2018 році, а старт активної фази будівництва – в 2023 році. Ми вважаємо цю ідею дуже перспективною для України», – наголосив очільник Енергоатома. На його думку, реактори проекту SMR-160 – маневренні, досить дешеві у порівнянні із традиційними реакторами високої потужності, їх можна споруджувати на невеликих за площею майданчиках і вони не вимагають підведення потужних ліній електропередач.

«Також ці реактори є безпечнішими завдяки застосуванню пасивних систем безпеки, тобто, без насосного, арматурного обладнання і багато іншого, що потребує зовнішнього електропостачання», – пояснив Юрій Недашковський.

Британія: конкуренція і атомні станції замість авіаційних двигунів

Серед останніх проектів, які готуються впроваджувати у світі, – британські розробки компанії Rolls-Royce та NuScale. Уряд цієї країни на разі вивчає економічний бік справи і серед експертів немає однозначної думки, наскільки буде вигідно споруджувати у Великобританії SMR-реактори, але ентузіасти із «Роллс-Ройс» переконані, що їм вдасться переконати владу у своїй правоті. А на можливі закиди у неефективності технології вони заявляють, що влада оперує старими даними.

Вихід на ринок мирного атома – це, як вважається, сильний хід для компанії Rolls-Royce, яка давно прагнула зменшити свою залежність від ринку авіаційних двигунів. Уоррен Ест, вико-

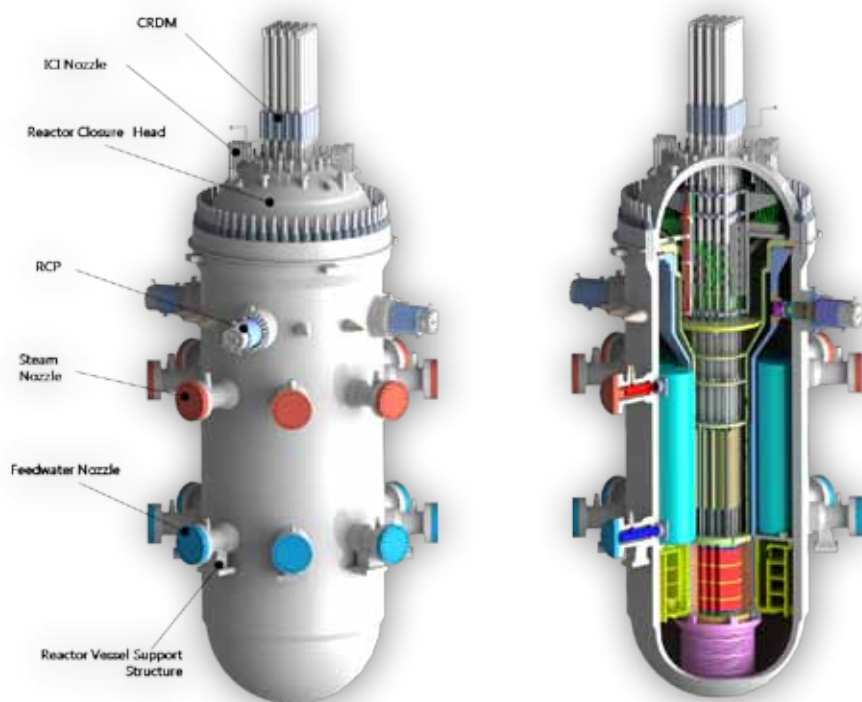
навчий директор, який був призначений у 2015 році для стабілізації компанії і порятунку її від кризи, зробив експеримент і визнав ядерні проекти групи першочерговим завданням. Сьогодні Rolls-Royce стверджує, що його консорціум для виробництва SMR-реакторів створить близько 40 000 робочих місць між 2030 і 2050 роками.

Як пишуть британські ЗМІ, розвиток SMR вважається найважливішим для майбутнього ядерної промисловості, оскільки прагне зберегти конкурентоспроможність в енергетичній галузі. Великобританія зіткнулася з конкуренцією з боку США, Канади та Китаю, прагнучи стати лідером у технології. Сьогодні Rolls-Royce прагне перемогти у конкурентній боротьбі із компаніями NuScale та Westinghouse (США).

NuScale, ще один основний претендент, висунув свою пропозицію у співпраці з американськими партнерами, - як потенційний драйвер економічного партнерства Великобританії та США в епоху після брекситу. На думку Rolls-Royce, його SMR-реактор більш комерційно життєздатний, ніж продукція конкурентів. Втім, NuScale заперечує і стверджує, що саме їх реактор отримав фінансування від уряду США і вже проходить процедуру схвалення регулятора у цій державі, а отже технологія буде швидше впроваджуватися.

За оцінками компанії Rolls-Royce, витрати на дослідження та розробки їх SMR-реактора становитимуть 1,6 млрд фунтів стерлінгів. Аналітики вважають, що будівництво першого реактора обійдеться ще 2,1 млрд фунтів стерлінгів, вартість наступних зменшиться до 1,8 млрд фунтів. Обидва виробники, Rolls-Royce та NuScale, вважають, що електроенергія, вироблена їх реактором, коштуватиме близько 60 фунтів за МВт. Це більше, ніж на третину нижче, ніж вартість електроенергії, що її продукує британська АЕС «Hinkley Point».

Ініціатори спорудження SMR-реакторів кажуть, що ця технологія може допомогти Великобританії значно посилити енергетичну безпеку та боротися з проблемами зміни клімату, створюючи для британських інжинірингових



компаній багатомільярдний експортний ринок. Вони стверджують, що модульні проекти SMR можуть подолати проблему перевитрат коштів та затримки будівництва, які виникають під час спорудження традиційних ядерних реакторів.

За інформацією NuScale, понад 85 відсотків роботи над програмою SMR будуть виконувати компанії з Великобританії, і перший реактор може запрацювати вже до кінця 2020 року.

SMR: плюси і вузькі місця

Втім, першими SMR-реакторами, які почнуть виробляти електроенергію, на думку Миколи Власенка, стануть аргентинський, китайський та російський проекти.

«Головними перевагами SMR-технології я би назвав серійне будівництво енергоблоків, модульні конструкції станцій, гнучкість у використанні і, звичайно ж, підвищену безпеку при їх експлуатації, – каже Микола Власенко. І продовжує: У технологічному плані це також короткий період будівництва, спрощений проект, можливість неелектричного використання, наприклад, для опріснення води, заміщення SMR застарілих станцій на органічному паливі, зменшення викидів парникових газів».

До нетехнологічних переваг SMR Власенко відносить придатність цих станцій для роботи із малими електричними мережами, задоволення зростання споживання за допомогою поступового нарощування потужностей, гнучкість майданчика станції, зменшення аварійної зони, меншу капітальну вартість, простішу схему фінансування цих проектів.

Якщо ж говорити про суперечливі моменти і проблеми, то експерт звертає увагу на проблеми з ліцензуванням, оскільки такий об'єкт є першим у серії. «Також варто звернути увагу на відмінні від LWR технології, людський фактор під час проектування та проблеми із набором персоналу для багатомодульного майданчика, не до кінця з'ясовані нюанси експлуатації та обслуговування, а також на потребу у високопрофесійній науково-технічній підтримці, – перелічує Власенко. – Не до кінця досліджена економічна конкурентоздатність SMR-станцій, немає одностайності в оцінці

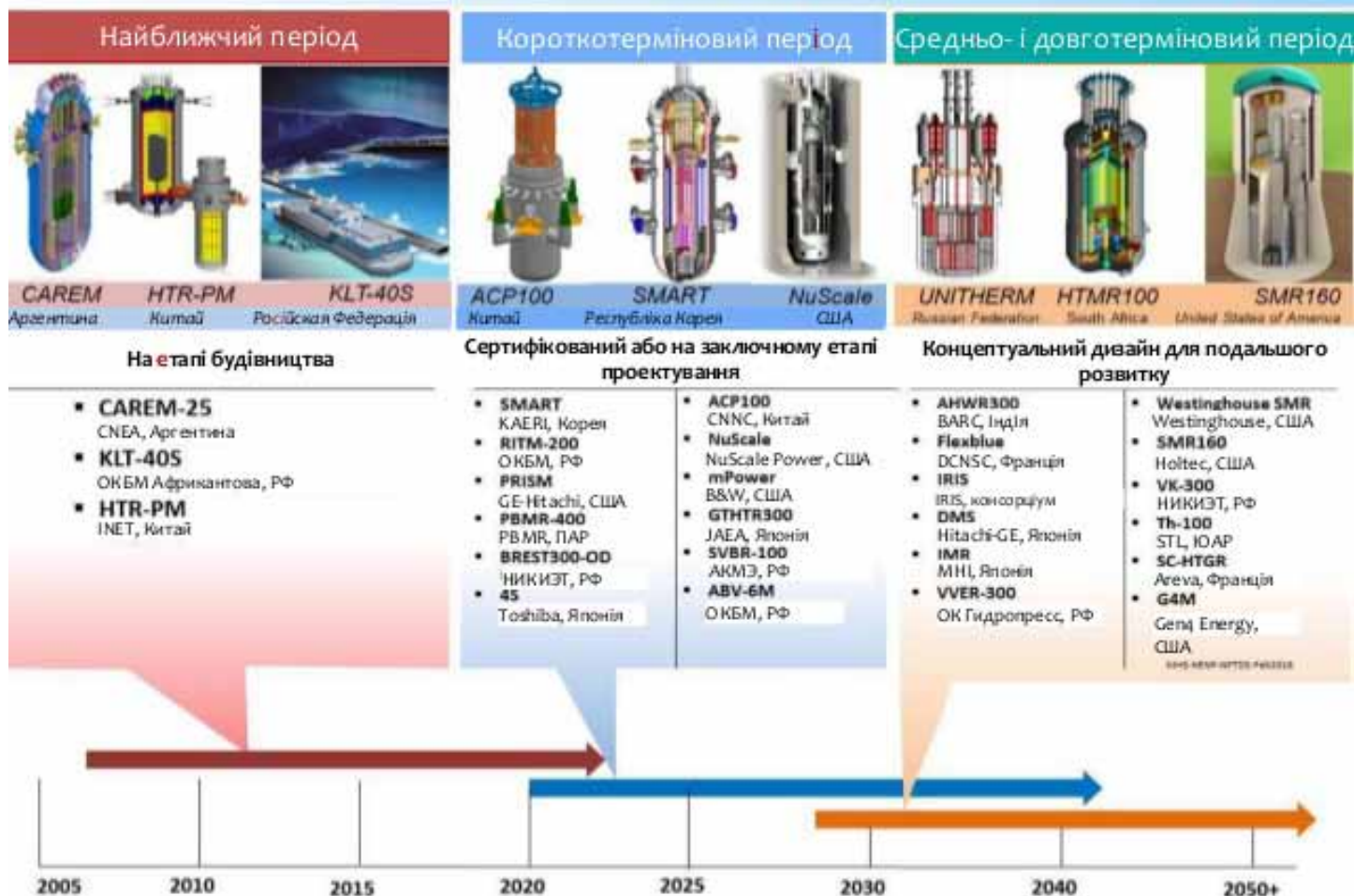
вартості станції, можливі проблеми у регуляторній інфраструктурі».

Як це не дивно, але доступність подібних проектів грає проти них самих. «Оскільки SMR-проекти можуть бути доступними і для новачків, – пояснює Микола Власенко. – Зрештою, можуть виникнути проблеми на етапі будівництва станцій, адже постфукусімський синдром може негативно вплинути на рішення громадськості надати дозвіл на таке спорудження».

SMR на тлі АЕС із реактором великої потужності

Питання економіки SMR-проектів сьогодні – сьогодні дискусійне. Адже, з одного боку, доведено, що вартість електроенергії на АЕС із великими реакторами буде нижчою, ніж на станціях SMR. «Втім, існує великий потенціал зниження цієї ціни, який може бути досягнутий

Оцінка періоду введення в дію малих реакторів



за рахунок серійного будівництва реакторів», – каже Микола Власенко.

Що ж стосується капітальних витрат, то тут «великий атом» конкурує із малим. «На традиційних АЕС, як відомо, є великі початкові витрати і економія масштабу. При реалізації SMR-проектів початкові капітальні витрати можна розділити, схема фінансування є простішою плюс існує потенціал економії серійного виробництва», – пояснює директор відокремленого підрозділу «Науково-технічний центр» ДП «НАЕК «Енергоатом».

«Що ж стосується витрат на підтримку експлуатації, то в АЕС із реакторами великої потужності вони стабільні. В SMR існує потенціал зниження, втім, також можливі флуктуації через невизначеність кількості персоналу та охорони для багатомодульних систем, – продовжує Микола Власенко. – Вартість палива і там, і там є практично однаковою. А от вартість зняття з експлуатації SMR-станцій є суттєво нижчою і може бути здійснена значно швидше».

Реактори SMR мають потенціал так званого «альтернативного» використання. «По-перше, це гнучка експлуатація. Тобто, є змога «слідувати за навантаженням». По-друге, – когенерація: опріснення води, теплопостачання. SMR добре узгоджуються з існуючими станціями теплопостачання та опріснення, а багатомодульність гарантує безперервне постачання. Третє – це віддалена мережа електропостачання. Іншими словами, є змога приєднання реакторів до малої або слабкої мережі, де у великих потужностях немає потреби. А також можна установлювати їх у місцях з потребою тепла або прісної води», – пояснює експерт.

Щоправда, для реалізації цього потенціалу SMR-реакторів треба подолати ряд проблем. «Гнучка експлуатація залежить від технічних можливостей, безпеки, вартості експлуатації для забезпечення високої частоти/амплітуди. Що ж стосується когенерації, то всі існуючі проекти SMR ліцензовані тільки для виробництва електроенергії», – резюмує Микола Власенко.

Проекти малих реакторів, перспективних для введення в експлуатацію в короткотерміновій перспективі

Проекти наземного базування

Теплоносій - вода



CAREM

SMART

ACP100

NuScale



Теплоносій - газ



HTR-PM

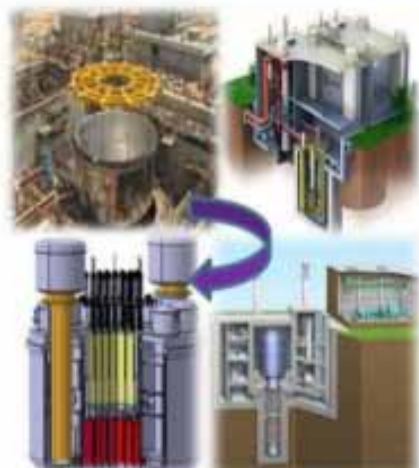
GTHTR300

HTMR100

EM²



Теплоносій – рідкий метал



PFBR

PRISM

SVBR

4S



ЕНЕРГОМІСТ «УКРАЇНА-ЄС»: ОСОБЛИВОСТІ І СХЕМА РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЕКТУ

Енергетичний міст “Україна-ЄС” може стати першим проектом державно-приватного партнерства, що буде втілюватися відповідно до оновленого законодавства, зможе гарантувати енергетичну безпеку України та посилити наші зарубіжні зв’язки.



Юрій ПАТИКІВСЬКИЙ,
журналіст

Від Хмельницької АЕС до підстанції «Жешув», що у селі Віделка, поблизу адміністративного центру Підкарпатського воєводства – близько 450 кілометрів. Повітряна лінія напругою 750 кВ і потужністю до 2000 МВт, якою ще у 1980-1990-х роках із СРСР до Польщі щорічно експортували близько 6 млрд. кВт-годин електроенергії, перебуває у технічно задовільному стані. Принаймні так вона виглядає візуально, за даними супутникового обстеження.

Щоби відновити лінію, згідно з аналізом системних операторів, треба 18 місяців. «Видимих пошкоджень чи розривів лінія не має, – розповідає заступник директора з виробництва – директор департаменту експлуатації ДП «НАЕК «Енергоатом» Петро Котін. – Потрібно буде зробити ревізію самої лінії та введів цієї лінії на ВРУ-750 кВ

Хмельницької АЕС». А також провести чисто технічну роботу: розчистити санітарну зону під цією лінією, оскільки за понад 25 років вона сильно заросла молодими деревами на багатьох ділянках.

Лінія та енергокільце

«Відновлення лінії «Хмельницька АЕС – підстанція «Жешув» – це, фактично, перший етап реалізації проекту Енергомоста із України до держав Євросоюзу, – продовжує Петро Котін. – Радіальне ж приєднання двох існуючих повітряних ліній 750 кВ, названої та «Хмельницька АЕС – ПС «Західноукраїнська» – «Альбертирша» (Угорщина)» до «Бурштинського енергоострова» дозволить збільшити пропускну спроможність системи.

А синхронізація енергоблоку №2 Хмельницької АЕС (1000 МВт) із розширеним «Бурштинським енергоостровом» дозволить збільшити генеруючу потужність системи. «Таким чином, у розширеній системі перебуватимуть три станції: Хмельницька АЕС, тобто, енергоблок №2 потужністю 1000 МВт, а також Бурштинська і Калуська ТЕС», – додає директор департаменту експлуатації ДП «НАЕК «Енергоатом». – Таким чином експортний потенціал «Бурштинського енергоострова» зростає до 1550 МВт. А експорт електроенергії у рамках цього проекту можна забезпечити вже з 2021 року».

Особливістю проекту є так зване «енергетичне кільце»: за рахунок відновлення повітряної лінії 750 кВ «ХАЕС – Жешув» з'являється можливість здійснювати транзитну передачу електричної потужності 1300 МВт між різними регіонами Європи: від Німеччини, Польщі через Україну до Угорщини, Румунії та країн балканського регіону.

«Саме завдяки виділенню енергоблоку №2 ХАЕС на роботу в системі ENTSO-E проект «Енергетичний міст «Україна-Європейський Союз» забезпечує наявність джерела резервного електропостачання безпосередньо на майданчику Хмельницької АЕС з безпрецедентною потужністю і можливостями у вигляді незалежної енергосистеми ENTSO-E. Існування такого незалежного джерела значно підвищує безпеку як ХАЕС, у



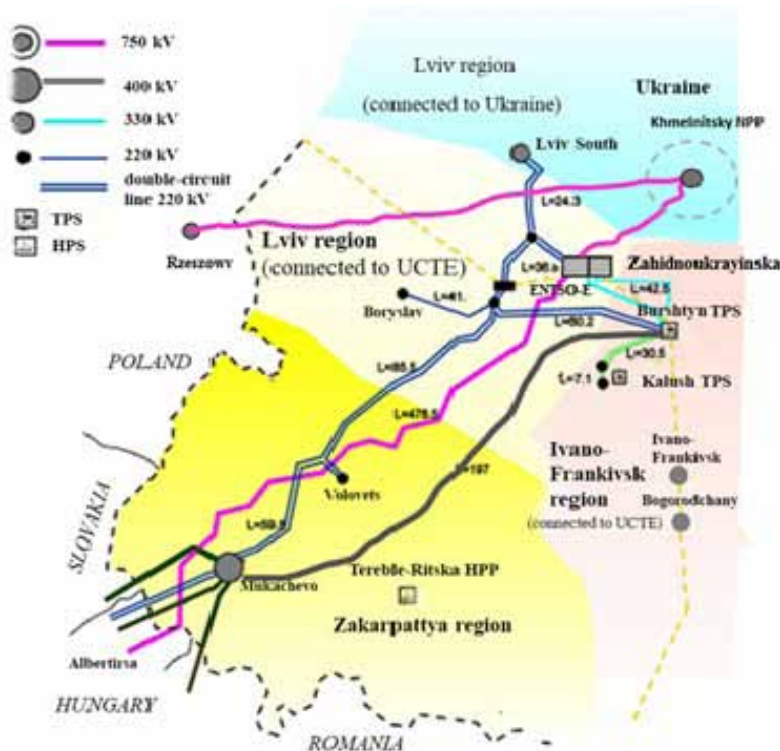
випадку втрати власного електропостачання, так і української енергосистеми або Європейської енергосистеми в цілому у випадку «особливої» аварії в енергосистемі», – каже Петро Котін.

План до 2026 року

Станом на сьогоднішній день розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15.06.2015 року було започатковано пілотний проект «Енергетичний міст Україна – Європейський союз». Трохи раніше, у 2012 році, також розпорядженням уряду було схвалено ТЕО будівництва енергоблоків №3 і 4 Хмельницької атомної станції. А наприкінці травня нинішнього року було проведено коригування ТЕО та отримано позитивний експертний звіт.

«Завдання нинішнього року – забезпечити організаційні основи для започаткування державно-приватного партнерства щодо нашого пілотного проекту. Передбачається провести аналіз ефективності та ухвалити рішення про проведення конкурсу із визначення приватного партнера, – каже Петро Котін. – Також необхідним є ухвалення розпорядження Кабміну про схвалення техніко-економічного обґрунтування будівництва енергоблоків №3 і 4 Хмельницької атомної електростанції».

Наступного року, за словами директора департаменту Енергоатома, має бути укладено довготерміновий контракт на експорт електроенергії та забезпечено права доступу до міжнародних електричних мереж для експорту електроенергії із енергоблоку №2 Хмельницької АЕС. «Також необхідно підписати кілька важливих документів. Це угода між



Міністерством енергетики та вугільної промисловості, що виступатиме у ролі державного партнера, та приватним партнером, – пояснює Петро Котін. – Ще один необхідний документ – довготерміновий контракт між НАЕК «Енергоатом» та приватним партнером на експорт електроенергії із енергоблоку №2 Хмельницької АЕС. Водночас ми очікуємо ухвалення Верховною Радою України закону «Про розміщення, проектування та будівництво енергоблоків №3 і 4 Хмельницької АЕС».

Упродовж 2019-2021 років має бути створено заставний інструмент у вигляді довготермінового контракту, який забезпечуватиме зобов'язання до будови енергоблоків №3 і 4 Хмельницької АЕС, налагоджено співпрацю із банком Barclays щодо залучення кредиту для будови цих об'єктів, запроєктовано та затверджено проект.

А кошти, виручені від впровадження проекту, враховуючи, що експорт може стартувати вже через чотири-п'ять років, підуть у вигляді інвестицій на виготовлення обладнання для енергоблоків №3 і 4 Хмельницької АЕС, на будівельні роботи, постачання та монтаж обладнання. Повне введення в експлуатацію проекту Енергомоста мало би

відбутися у 2026 році, коли запланована здача в експлуатацію четвертого енергоблоку ХАЕС.

Китайсько-корейська пропозиція

Сценарії добудови енергоблоків №3 і 4 Хмельницької АЕС, на які, власне кажучи, і роблять головну ставку у проекті Енергомоста, наразі перебувають у стадії обговорення і визначення оптимального сценарію.

«У ході ряду перемовин між ДП «НАЕК «Енергоатом» та Korea Hydro & Nuclear Power, а також China National Nuclear Corporation розглядалися два варіанти будівництва енергоблоків: APR-1400 (Корея) та HPR-1000 (Китай)», – пояснює генеральний директор ВП «Атомпроектінжиніринг» Олександр Рибчук. Це – альтернативний сценарій реакторам ВВЕР виробництва Skoda.

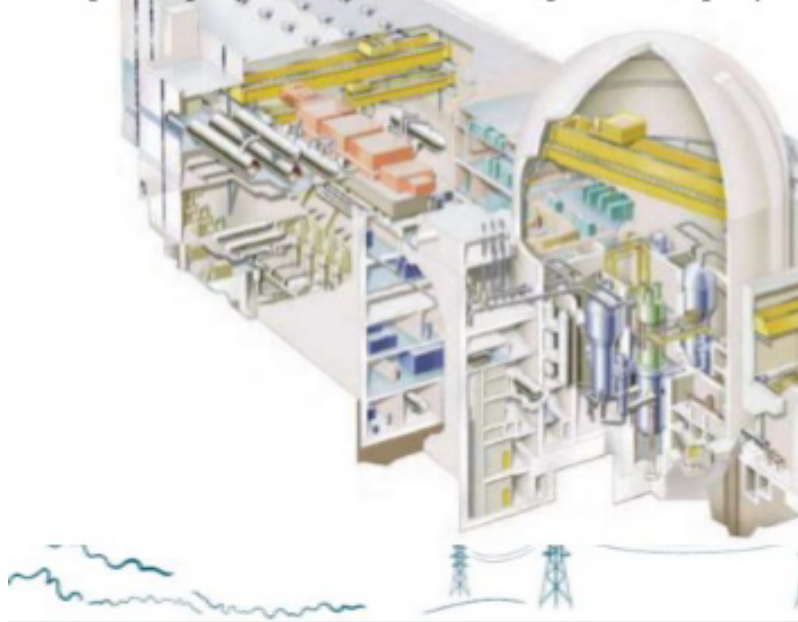
Проект APR1400 був розроблений на підставі перевіреної технології OPR1000 і проекту System 80+, який був сертифікований органом ядерного регулювання США у червні 1997 року.

Реактор Hualong One або HPR-1000 – проект

Характеристики та статистика енергоблоку APR-1400

Проект компанії Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP), Корея.

Проект APR1400 був розроблений на підставі перевіреної технології OPR1000 і проекту System 80+, який був сертифікований органом ядерного регулювання США в червні 1997 року.



Довідкова інформація:

Загальні дані

Кількість реакторів даного типу, що вже експлуатуються у світі	0
Кількість реакторів даного типу, що перебувають на стадії будівництва	7
Електрична потужність	1400 МВт
Приблизна вартість	6,3 млрд. доларів США (для будівництва у Китаї)

Корпус реактора

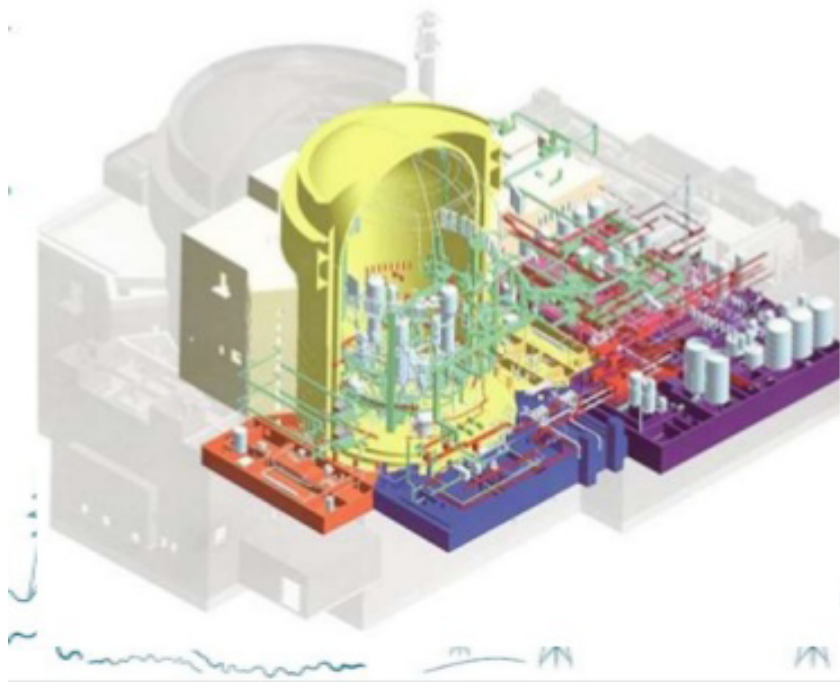
Внутрішній діаметр циліндричної обечайки	4655 мм
Загальна висота (із кришкою) всередині	14830 мм

Парогенератор

Тип	вертикальний з U-подібними трубками і вбудованим економайзером
Маса	832,7 тонн
Загальна висота	23000 мм
Діаметр верхньої обечайки	5890 мм

Характеристики та статистика енергоблоку HPR-1000

Реактор Hualong One або HPR-1000 – проект легководного трихпетльового реактору III покоління, що з'явився внаслідок спроб CNNC та CGN об'єднати проекти ACP1000 і ACPR1000+ відповідно. На сьогодні об'єднання цих проектів не завершено, у зв'язку з чим реактор Hualong One існує в двох модифікаціях від CNNC та CGN.



Довідкова інформація:

Загальні дані

Кількість реакторів даного типу, що експлуатуються у світі	0
Кількість реакторів даного типу, що заплановані до спорудження	2
Кількість реакторів даного типу, що перебувають на стадії будівництва	2
Приблизна вартість	3,2-4 млрд. доларів (для будівництва у Китаї)
Електрична потужність, нетто	1150 МВт
ЧПАЗ	$<1 \times 10^{-5}$
Частота великих викидів на ранніх стадіях аварії	$<1 \times 10^{-6}$
Активна зона реактора	832,7 тонн
Довжина АЗ	4,3 м
Число ТВЗ в АЗ	157 шт

легководного трипетльового реактора III покоління, що з'явився внаслідок спроб CNNC та CGN об'єднати проекти ACP1000 і ACPR1000+ відповідно. «На сьогодні об'єднання цих проектів не завершено, тому реактор Hualong One існує у двох модифікаціях від CNNC та CGN», – уточняє Олександр Рибчук.



Європа чи Азія?

Як відомо, станом на сьогоднішній день існує ТЕО добудови третього і четвертого реакторів Хмельницької атомної станції на основі реакторів ВВЕР. Нещодавно відбулося коригування ТЕО, при якому вдалося врахувати заміну постачальни-

ка реакторної установки ВВЕР-1000, необхідність реалізації заходів з підвищення безпеки. Які передбачені «Комплексною програмою підвищення безпеки і надійності діючих АЕС України», «Додатковими вимогами з безпеки до проектів нових енергоблоків АЕС», розроблених згідно результатів стрес-тестів, що виконані з врахуванням наслідків аварії на АЕС Фукусима. Враховано також необхідність реалізації положень нормативно-правових актів та нормативних документів, які були змінені або введені в дію після схвалення ТЕО. Наприкінці ж травня нинішнього року ДП «Укрдержбудекспертиза» провів комплексну державну експертизу ТЕО будівництва енергоблоків №3,4 Хмельницької АЕС та видав відповідний висновок.

За словами президента НАЕК «Енергоатом» Юрія Недашковського, обґрунтування добудови ХЗ і Х4 на основі ВВЕР отримало позитивні відгуки державної експертизи із ядерної і радіаційної безпеки, а також інвестиційної складової.

Цей проект, власне кажучи, і конкурує сьогодні із пропозиціями китайських виробників. Не так

ПОРІВНЯЛЬНА ТАБЛИЦЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЕНЕРГОБЛОКІВ ЄВРОПЕЙСЬКИХ ТА АЗІЙСЬКИХ ВИРОБНИКІВ

НАЙМЕНУВАННЯ ПАРАМЕТРУ		ЕНЕРГОБЛОК ХАЕС-3 (згідно нового ТЕО)	EU-APR 1400	HUALONG ONE ВЕРСІЯ CNNC
Вартість будівництва, млрд. Євро		1,3	6,3	3,2
Питома вартість, тис. Євро/кВт		1,24	4,5	2,8
Електрична потужність, МВт		1 047	1 400 - 1 520	1 150
Рівень локалізації в Україні, %		60 - 70	20	20
Паливо		TBC-WR*	PLUS 7	TBC CF3
Виконання показників безпеки	ЧПА3, реакторів на рік $\leq 1E-5$	1,89E-6	1,34E-6	1E-6
	ЧПАВ, реакторів на рік $\leq 1E-6$	1,21E-7	6,29E-8	1E-7

* Існує схема постачання свіжого ядерного палива. ЦСВЯП вирішує питання зберігання відпрацьованого ядерного палива

давно представники китайської компанії China National Nuclear Corporation озвучили їх у Києві, у головному офісі компанії «Енергоатом». «Вони прибули, щоби запропонувати участь у добудові блоків №3 і №4 ХАЕС за так званою формулою «1+1», – пояснив Юрій Недашковський. – Тобто, третій блок добудовують за технологією ВВЕР, а

четвертий – за їх, китайською, технологією. Реактор – Hualong».

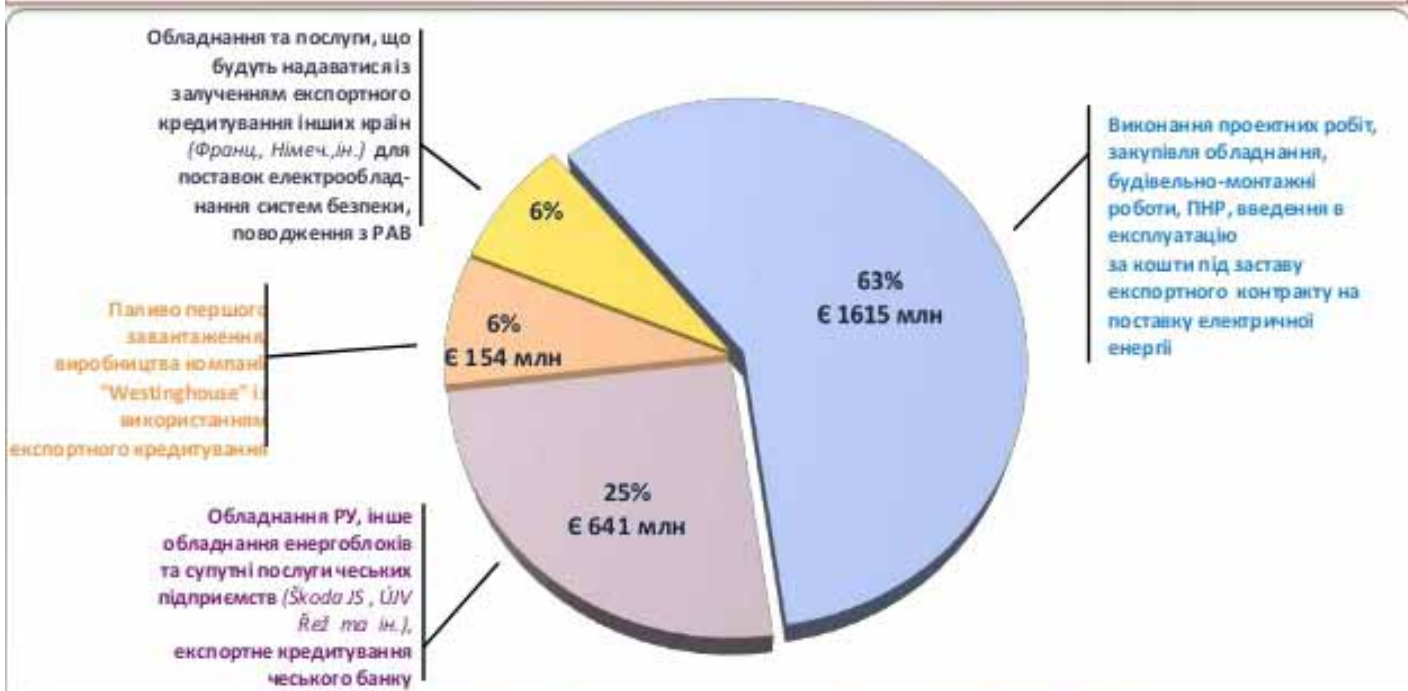
За словами Недашковського, китайська сторона заявила про можливість високого рівня української локалізації при добудові блоку і про власну готовність надати фінансування у розмірі 85% від вартості проекту. «Вони обіцяють мало не 80%

ПРОЕКТ У ЦИФРАХ

- Будівельна готовність енергоблоків ХАЕС №3 і ХАЕС №4 становить 75% і 25% відповідно;
- Заплановані терміни введення в експлуатацію: енергоблок №3 ХАЕС – 2024 рік, енергоблок №4 ХАЕС – 2026 рік;
- Загальна вартість завершення будівництва за оцінкою 2016 року становить 72,4 млрд. грн.;
- Два нові енергоблоки забезпечать виробництво 14,5 млрд. кВт-год електроенергії щороку.

Структура фінансування добудови енергоблоків №3 та №4 Хмельницької АЕС

Вартість будівництва - 2 564 млн €, включаючи перше паливне завантаження ~ 154 млн € (відповідно до ТЕО будівництва енергоблоків №3 і №4 ХАЕС у цінах 2016 року)



Проект є повністю інвестиційним і не передбачає додаткового навантаження на бюджет України

Стан існуючих будівельних конструкцій на майданчику ХАЕС-3,4

Приклади будівельних конструкцій споруджених для будівництва енергоблоків №3 та №4.



локалізації та 85% фінансування за рахунок ІСВС. Щоправда, під державні гарантії, що дещо знижує привабливість пропозиції», – продовжив Недашковський.

«Серед додаткових переваг реакторів типу ВВЕР – наявність на будівельних майданчиках Хмельницької АЕС будівельних конструкцій, будівель та споруд, що можуть бути використані при будівництві, – додає Олександр Рибчук. – Також для можливого використання там є обладнання, що було раніше доставлено для монтажу на енер-

гоблоках №3 і 4». За словами генерального директора «Атомпроектінжинірингу», використовуватиметься референтне обладнання, в тому числі реакторна установка ВВЕР-1000 модернізована із врахуванням досвіду експлуатації та заходів, які реалізовані на енергоблоках АЕС з реакторами ВВЕР, а також турбінна установка типу К-1000-60/1500-2М виробництва ВАТ «Турбоатом».

«Зрештою, варто звернути увагу на рівень локалізації, що становитиме 60-70%. Це означає, що використовуватиметься сучасне обладнання, яке

ВВЕР-1000 ЧИ HPR-1000, APR1400: ПЛЮСИ І МІНУСИ

На думку експертів, будівництво енергоблоків нових типів “з нуля” на майданчику енергоблоків №3,4 Хмельницької АЕС виглядає найбільш затратним та ризикованим варіантом з фінансового та технічного боку. З таких головних причин:

- о необхідно розчистити будівельний майданчик та знести існуючі будівельні конструкції та споруди;
- о запропоновані азійськими партнерами енергоблоки АЕС мають у своєму складі важке та габаритне обладнання, транспортування якого суходелом ускладнено;
- о необхідно розробити та втілити схему постачання нового типу свіжого ядерного палива для енергоблоків та поводження з відпрацьованим ядерним паливом.

Будівництво енергоблоків за проектом європейського виробника має ряд переваг, які обумовлені:

- о використанням референтного основного та допоміжного обладнання енергоблоків;
- о високим рівнем локалізації виробництва обладнання в Україні (60% - 70%);
- о вже відпрацьованою схемою постачання свіжого ядерного палива;
- о урегульованістю питань поводження із відпрацьованим ядерним паливом.

виробляється в Україні», – додав Олександр Рибчук.

«А тому, якщо китайська компанія хоче, щоби її проект був реалізований, ми маємо разом підготувати зміни до ТЕО, – каже Юрій Недашковський. – Для цього треба підписати угоду про конфіденційність, щоби ми змогли обмінятися не буклетами, а комерційною інформацією. І на основі цього спочатку розробити техніко-економічний аналіз, щоби ми могли побачити, наскільки ця пропозиція прийнятна для українських реалій, і уже далі вносити зміни у ТЕО». За його словами, ще однією особливістю роботи із компанією зі Сходу є той факт, що пропозиція від виробника може знайти своє застосування не тільки в Україні, але і у Європі.

Польський оптимізм: візит делегації і підготовка до конкурсу

Наприкінці листопада Хмельницьку АЕС відвідав віце-міністр енергетики Польщі Анджей Пйотровський разом із представниками бізнесу – компаній PGE EJ 1, Tauron Group. Візит відбувся у рамках підготовки до оголошення конкурсу із вибору міжнародної компанії-партнера для реалізації проекту «Енергетичний міст «Україна – ЄС». Старт конкурсу мають дати у січні-лютому 2018 року, а переможець стане відомим через півтора місяця.

За словами президента НАЕК «Енергоатом» Юрія Недашковського, базовим варіантом на тлі якого оцінюватимуть інші пропозиції, стане проект, який раніше запропонував консорціум компаній Westinghouse Electric Sweden AB (Швеція), Polenergia International S.à.r.l. (Люксембург) і EDF Trading Limited (Великобританія).

Паралельно, за словами Недашковського, тривають підготовчі роботи на об'єктах. «Перше – це відновлення лінії електропередач 750 кВ на Жешув, друге – власне роботи на Хмельницькій АЕС із модернізації відкритого розподільчого вузла станції задля безпечного від'єднання другого енергоблоку ХАЕС від об'єднаної енергосистеми України і приєднання його до ENTSO-E. Третій напрямок – реконструкція підстанції «Західно-українська», аби розділити її за класами напруги», – пояснив президент «Енергоатома». Всю цю роботу виконують у вигляді проектних рішень, а фінансувати її буде інвестор, який переможе у конкурсі.

«Таким чином, з одного боку буде забезпечена

ЛОКАЛІЗАЦІЯ: МОЖЛИВОСТІ ДЛЯ ПІДПРИЄМСТВ УКРАЇНИ

Локалізація на рівні 60%-70% досягається завдяки виробництву обладнання провідними компаніями України, що дозволить завантажити замовленнями вітчизняні підприємства. Обладнання буде виготовлене:

- турбінна установка на базі турбіни К-1000-60/1500-2М виробництва ВАТ «Турбоатом» (з можливістю збільшення номінальної потужності до 1100 МВт);
- генератор та інше електричне обладнання виробництва «Електротяжмаш» (м. Харків);
- обладнання АСУ ТП виробництва: ПАТ «СНВО «Імпульс» (м. Сєверодонецьк), ПАТ «Науково-виробниче підприємство «Радій» (м. Кропивницький), ТОВ «Вестрон» (м. Харків);
- насосне обладнання виробництва: ПАТ «Сумське Науково-виробниче об'єднання» (м. Суми), АТ «Сумський завод «Насосенергомаш» (м. Суми), ТОВ «Сумський машинобудівельний завод» (м. Суми);
- арматура виробництва: ЗАТ «Київське центральне конструкторське бюро арматуробудування» (м. Київ), ВАТ «Івано-Франківський арматурний завод» (м. Івано-Франківськ);
- елементи трубопроводів виробництва: ТОВ «ВНЦ «Трубосталь» (м. Нікополь), ТОВ «ВО Оскар» (м. Дніпро), ЗАТ «ТММ-ЕНЕРГОБУД» (м. Київ, ВП «Атоменергомаш», м. Энергодар.

видача потужності із другого енергоблоку ХАЕС до європейської системи двох ліній електропередач 750 кВ, з іншого – можливість під'єднання енергоблоку до енергосистеми України у випадку позаштатних відключень», – сказав Юрій Недашковський.

Анджей Пйотровський виразив сподівання, що всі технічні та організаційні питання вдасться владнати вчасно і розповів про головні кроки польської сторони для реалізації проекту. Гості уважно ознайомилися із інфраструктурою АЕС, польська делегація побувала в машинному відділенні, на блочному щиті управління другого енергоблоку, оглянула відкритий розподільчий вузол 750 кВ, а також навчально-тренувальний центр Хмельницької атомної станції.

Обидві сторони – і українська, і польська – переконані: амбіційний проект, який може стати мостом між енергосистемами Північної і Південної Європи вартий зусиль, яких він потребує.

ДЛЯ АЕС УКРАЇНИ

ТОТАЛЬНИЙ РАДІАЦІЙНИЙ КОНТРОЛЬ

Для досягнення безпеки роботи атомних електростанцій має використовуватися лише надійне та високоякісне обладнання. Вітчизняні виробники довели, що вони успішно конкурують у цій ніші.



Юрій ПАТИКІВСЬКИЙ,
журналіст

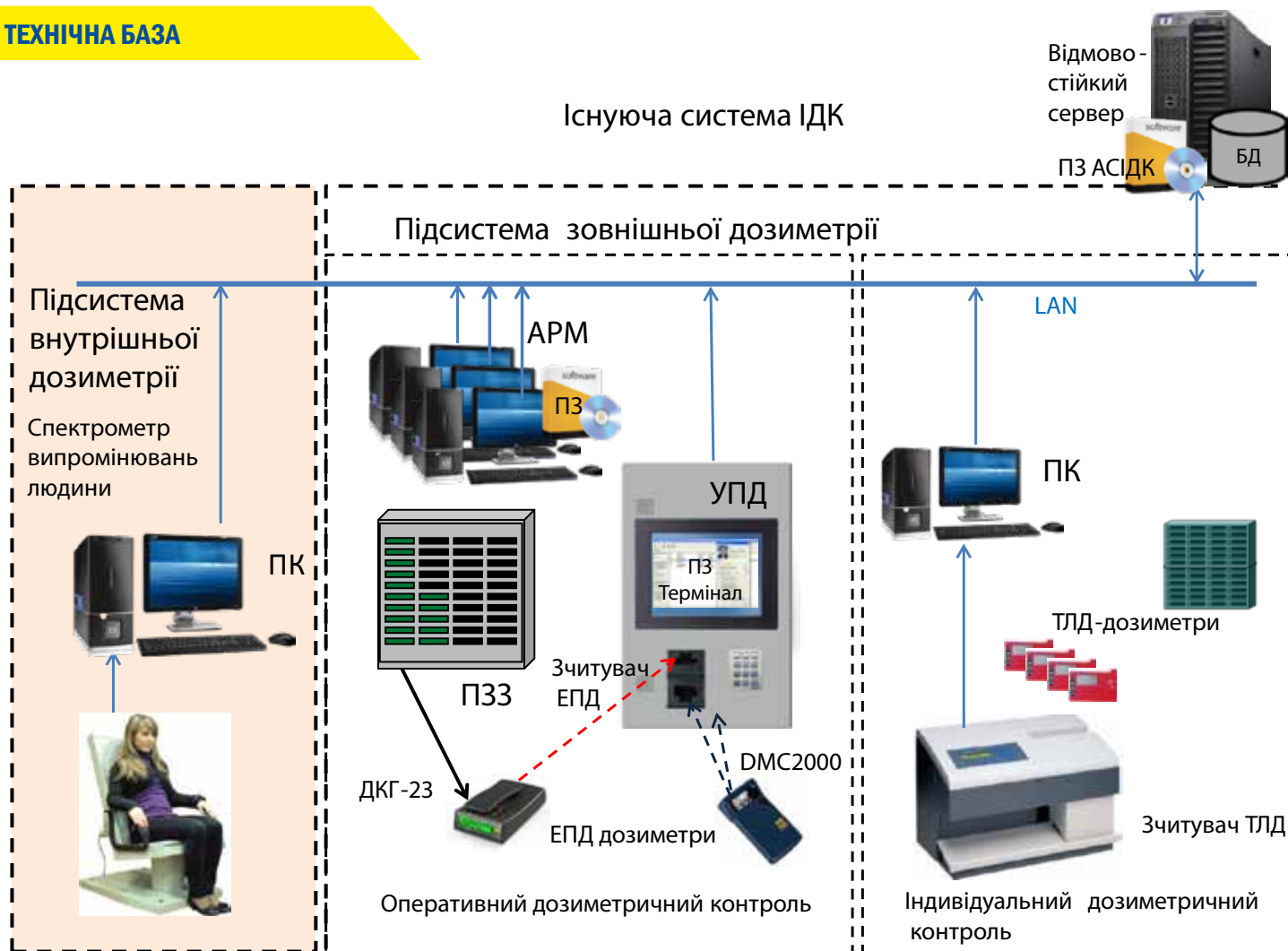
«Підприємство «Спаринг-Віст Центр» займається розробкою і серійним виготовленням засобів радіаційного контролю під торговельною маркою «Екотест», а також розробкою спеці-

алізованого програмного забезпечення, – розповідає директор із розвитку проєктів компанії Володимир Петровський. – За понад двадцять років на ринку було впроваджено у виробництво

**Присутність продукції ТМ “ЕКОТЕСТ”
на світовому ринку**



Існуюча система ІДК



понад 30 таких систем».

Сьогодні «Екотест» займає понад половини українського ринку засобів радіаційного контролю, має понад 20 дилерів за кордоном і експортує продукцію у понад 70 країн світу, у тому числі у Японію і Австралію.

Система управління якістю ISO сертифікована міжнародним товариством "BUREAU VERITAS" із 2006 року.

«Ми модернізуємо автоматизовану систему індивідуального дозиметричного контролю персоналу шляхом створення програмно-технічного комплексу (уніфікованого) автоматизованої системи індивідуального дозиметричного контролю персоналу ПТК(У)АСІДК», – пояснює Петровський.

За його словами, основні функції ПТК(У)ІДК – це оперативний контроль зовнішнього опромінення персоналу за допомогою індивідуальних ЕПД (електронних прямопоказуючих дозиметрів) іонізуючого випромінювання різних виробників. Також облік доз зовнішнього опромінення персоналу, отриманих поза системою ІДК ВП АЕС, у тому числі при ліквідації наслідків аварії, використовуючи автономні переносні

комплекти аварійних груп і бригад радіаційної розвідки АЕС. Наступний етап – інтегрування даних поточного контролю зовнішнього опромінення персоналу (ТЛД) з підсистеми ІДК у загальну базу даних ЦРБ ВП АЕС з опромінення персоналу, а також інтегрування даних внутрішнього опромінення персоналу у загальну базу даних ЦРБ ВП АЕС з опромінення персоналу. І нарешті, відбувається формування необхідних звітів дозиметричного контролю персоналу.

«Технічні та економічні результати модернізації – це розширення функцій існуючої системи ІДК, автоматизація дозиметричних процедур, які виконувалися вручну; створення і використання загальної бази даних ІДК ЦРБ ВП АЕС для різних підсистем ІДК; зменшення затрат часу персоналу завдяки самореєстрації під час проходів до ЗСР; підвищення надійності, оперативності та інформативності системи ІДК. І нарешті низька сукупна вартість володіння комплексом загалом, зокрема зменшення затрат на ремонт ЕПД за рахунок використання ЕПД вітчизняного виробництва, а також можливість технічної підтримки вітчизняним виробником під час експлуатації ЕПД», – каже Володимир

Функціональна схема АПКРК



Петровський.

Серед переліку продукції «Екотест» – дозиметр гамма-випромінювання індивідуальний ДКГ-23 для роботи у системі індивідуального дозиметричного контролю та ДКГ-21М. Також автономний переносний комплект радіаційного контролю для аварійних груп і бригад радіаційної розвідки АЕС (АПКРК), призначений для забезпечення вимірювання індивідуального еквівалента дози гамма-випромінювання і ведення автоматизованої бази даних дозового навантаження на персонал аварійних груп і бригад радіаційної розвідки АЕС при аварійних ситуаціях і для автоматичної передачі і запису виміряної дозиметричної інформації за допомогою детектора гамма-випромінювання інтелектуального на віддалений сервер збору і архівування.

Ще один прилад – автоматизована система індивідуального дозиметричного контролю на основі ПЗ АСІДК Екотест. «Він призначений для програмування параметрів і режимів роботи дозиметрів індивідуальних гамма-випромінювання, зчитування дозиметричної інформації із дозиметрів індивідуальних гамма-випромінювання, а також ведення автоматизованої бази даних дозового навантаження на персонал з можливістю

надання необхідних типів звітів про дозове навантаження персоналу у графічному та табличному вигляді, а також експорту звітних даних у форматі .doc .xls та .xml, – каже Петровський. – Здійснення обміну даними між дозиметрами та ПЗ «Термінал» відбувається безконтактним методом за допомогою адаптера з інфрачервоним портом».

Інтелектуальний детектор гамма-випромінювання УДКГ-01 Gamma Sapiens і ПЗ GS Ecotest безперервно передає виміряні значення по Bluetooth-інтерфейсу на смартфон в реальному часі. На смартфоні за допомогою програми GS Ecotest інформація обробляється, відображається у зручному для користувача вигляді та зберігається в спеціальній базі даних для подальшого перегляду.

«Особливості Gamma Sapiens – висока динамічність та достовірність результатів вимірювань, вмонтований високочутливий лічильник Гейгера-Мюллера (достатньо 10-15 с для швидкої оцінки нормального фонових рівня радіації), режим зв'язку по інтерфейсу Bluetooth смартфонами на ОС Android, робота детектора зі смартфоном, на який встановлена програма GS Ecotest. А також передача дозиметричної інфор-

ПЗ GS Ecotest спеціальні вимірювання



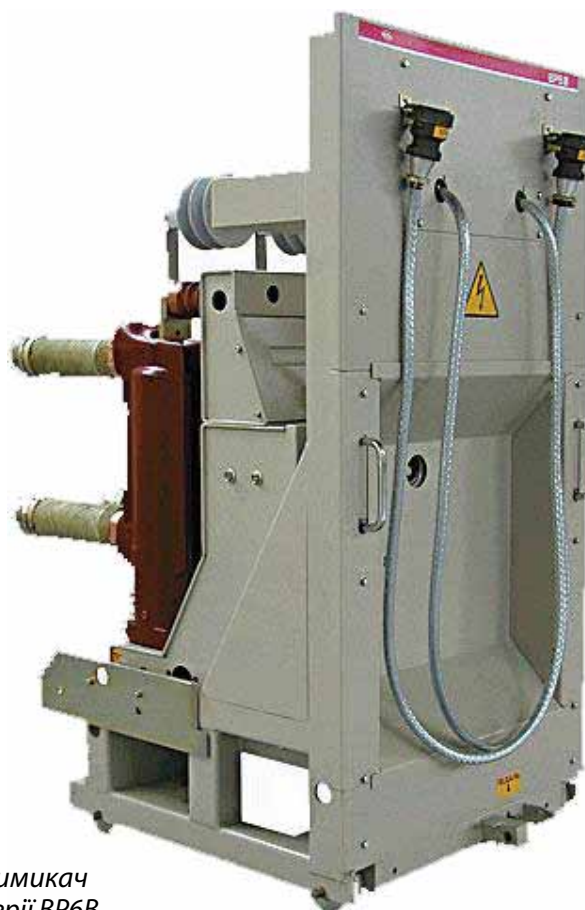
мації з детектора на смартфон в режимі реального часу, наявність світлодіодної сигналізації зв'язку зі смартфоном, широкий робочий температурний діапазон – від мінус 18 до плюс 50о С та ступінь захисту оболонки – IP30», – пояснює представник «Спарінг-Вест Центру».

Нові технології для сервісної продукції

«Наша базова продукція: вимикачі класу 6/10/35 кВ, шафи комплектних розподільних пристроїв, генераторні вимикачі, блочно-модульні підстанції, – каже спеціаліст із якості Рівненського заводу високовольтної апаратури Роман Миронюк. – Наша сертифікована діяльність – розробка, виробництво та сервісне обслуговування обладнання для передачі і розподілу електроенергії напругою 0,4-110 кВ. Основні споживачі: АЕС, ГРЕС, ТЕЦ, промислові підприємства, електричні мережі».

Як розповів Роман Миронюк, для обробки листового металу застосовуються високопродуктивні автоматичні комплекси розкрою листового металу «FINN POWER» та листозгинальний комплекс «URSVIKEN», покриття виробів полімерними порошками проводиться на висо-

копродуктивної автоматичної лінії фірми «Ideal-Line» (Данія), а готовий компаунд подається під тиском у прес-форми формувальних машин.



Вимикач
серії BP6B

«Конструктивні принципи вимикачів 6 кВ – гасіння дуги в вакуумі, полюси з епоксидного компаунда, універсальний електромагнітний привод, вбудований блок керування», – пояснює він.

Технічні параметри вимикачів серії ВР6В:

- номінальна напруга – 6 кВ
- номінальний струм – 1600-3150 А
- номінальний струм вимикання – 40 кА
- механічний та комутаційний ресурс, циклів ВО – до 30 000
- комутаційний ресурс при номінальному струмі вимикання, циклів ВО – 40



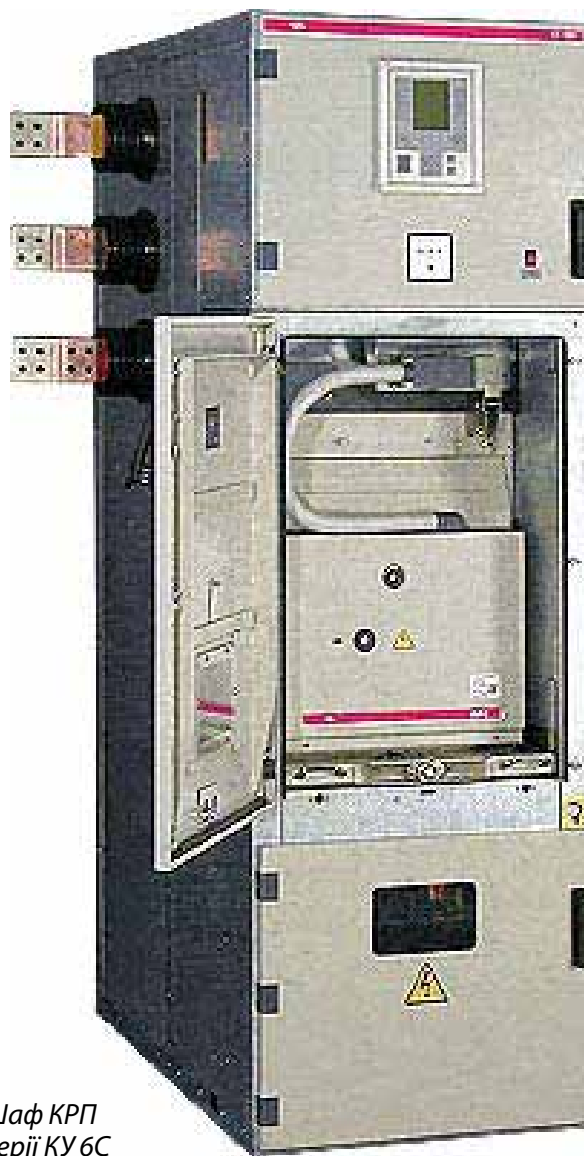
Вимикач
серії ВР6-6

Технічні параметри вимикачів серії ВР6-6:

- номінальна напруга – 6 кВ
- номінальний струм – 1600-3150 А
- номінальний струм вимикання – 40 кА
- механічний та комутаційний ресурс, циклів ВО – до 30 000
- комутаційний ресурс при номінальному струмі вимикання, циклів ВО – 40;50

«Комплектні розподільчі пристрої серії КУ 6С призначені для роботи в розподільних пристроях власних потреб АЕС і ТЕС з турбоблоками потужністю до 1500 МВА у приміщеннях на висоті до 20,4 м при МРЗ до 7 балів і до 9 балів за шкалою MSK-64, – продовжує Миронюк. – Особливості КРП даної серії - нова архітектура

шафи з розташуванням комутаційного елемента на візку в середній частині шафи, зручний доступ до обладнання всередині шафи, стовідсотково одностороннє обслуговування».



Шаф КРП
серії КУ 6С

Технічні параметри шаф КРП Серії КУ 6С:

- Номінальна напруга – 6 кВ
- Номінальний струм – 630-3150 А
- Номінальний струм вимкнення – 40 кА
- Струм термічної стійкості (3 с) – 40 кА
- Струм електродинамічної стійкості – 128 кА
- Номінальна напруга вторинних кіл – 220 В
- Ступінь захисту – IP40

ВИГОТОВЛЕНО ЗАКЛАДНІ ЧАСТИНИ ДЛЯ ДНІСТРОВСЬКОЇ ГАЕС

Спеціалісти ПАТ «Турбоатом» виготовили і здали замовнику частини гідротурбіни першого та другого етапу для четвертого гідроагрегату Дністровської ГАЕС. Раніше, наприкінці літа, «Турбоатом» вже виготовив і поставив замовнику статор та спіральну камеру.

Як відомо, на Дністровській ГАЕС встановлено оборотні радіально-осьові гідромашини ОРО170-В-730 виробництва ПАТ «Турбоатом». Завод вже виготовив і поставив повний комп-

лект обладнання трьох турбін. Максимальна потужність агрегатів у турбінному режимі становить 390 МВт, у насосному – 420 МВт.

Будівництво останнього на даний момент агрегату завершилося в грудні 2015 року, а в червні 2016 року було здійснено пуск першої черги будівництва Дністровської ГАЕС у складі трьох агрегатів. Четвертий гідроагрегат знаходиться на стадії виготовлення. Пуск турбіни заплановано на 2019 рік.

ІМПУЛЬС

ОБЛАДНАННЯ ГОТОВЕ ДО ЕКСПЛУАТАЦІЇ

У листопаді 2017 року на майданчику СНВО «Імпульс» проведено приймальні випробування програмно-технічних комплексів другого каналу керуючих систем безпеки (ПТК УСБ-2) для енергоблоків №3, 4 Запорізької АЕС, створених в рамках реалізації проекту «Комплексна (зведена) програма підвищення безпеки енергоблоків АЕС» за кредитні кошти ЄБРР/Євратом.

ПТК УСБ-2 призначені для ініціювання спрацювання керуючих систем безпеки, виконання функцій автоматичного регулювання, отримання інформації про стан параметрів технологічних процесів з передачею в ІТТ.

Метою проведення приймальних випробувань ПТК УСБ-2 ЗАЕС-3,4 було визначення відповідності комплексів вимогам технічного завдання; перевірка конструкторської, експлуатаційної та програмної документації комплексів на відповідність вимогам нормативної документації, а також оцінка готовності комплексів до постачання на АЕС для монтажу і пусконаладжувальних робіт.

За результатами приймальних випробувань ко-



місія у складі представників ЗАЕС, ДІЯРУ, ТОВ «СЕРТЦентр АСУ», Skoda JS a.s. (Постачальника) і ПрАТ «СНВО «Імпульс» (субпідрядника - виробника обладнання) констатувала, що пред'явлене на випробування обладнання, а також конструкторська, експлуатаційна і програмна документація ПТК УСБ-2 ЗАЕС-3,4 відповідають вимогам технічного завдання і нормативної документації, обладнання готово до постачання на енергоблоки № 3, 4 Запорізької АЕС.

ЗАДЛЯ БЕЗПЕКИ ЕНЕРГОБЛОКУ №3 РАЕС

На ПАТ «НВП «Радій» були проведені приймально-здавальні випробування програмно-технічного комплексу системи нормальної експлуатації, важливої для безпеки реакторного відділення (ПТК СНЕ СБ РВ) для енергоблоку №3 ВП РАЕС.

Валідація постачань комплексу ПТК СНЕ СБ РВ проводилася у два етапи.

На першому етапі служба контролю якості і сертифікації ПАТ «НВП «Радій» проводила попередні автономні випробування складових частин і комплексні випробування всього постачань комплексу ПТК СНЕ СБ РВ за участю замовника.

Другий етап валідації проводила комісія, до складу якої увійшли представники ДП «НАЕК» Енергоатом», ДП «ДНТЦ ЯРБ », ВП «РАЕС» і фахівці ПАТ«НВП «Радій».

Результати роботи комісії підтверджують відповідність постачань комплексу ПТК СНЕ СБ РВ і його складових частин чинним нормам, правилам і стандартам ЯРБ і вимогам УЯІШ.468263.035 ТЗ і УЯІШ.468263.035 1ТЗ.

Програмно-технічний комплекс буде відвантажено замовнику і змонтовано в узгоджені терміни.

ЮТЕМ

ЛІДЕР 2017 РОКУ

Підприємство ТОВ «ЮТЕМ-ІНЖИНІРИНГ» здобуло золоте рейтингу серед суб'єктів господарювання України у номінації «Фінансові показники успішної діяльності». Також підприємству присвоєно статус «Лідер року 2017».

Присвоєння цього статусу демонструє іншим

учасникам ринку, клієнтам та інвесторам надійність та перспективність підприємства ТОВ «ЮТЕМ- ІНЖИНІРИНГ» і Групи ЮТЕМ. Ранжування здійснювалось на основі комплексної оцінки Національного бізнес-рейтингу за результатами діяльності упродовж нинішнього року.

В УКРАЇНІ ВИКОНАНО ВПЕРШЕ

Завершені роботи із заміни конденсатора турбіни К-1000-60/1500-2 на енергоблоці № 3 Запорізької АЕС.

Фахівці компанії виконали повний комплекс робіт з демонтажу трьох корпусів конденсатора типу К-33160 та монтажу замість них корпусів конденсатора типу К-38080 виробництва ПАТ «Турбоатом». Після завершення робіт проведено комплекс гідравлічних випробувань парової та охолоджувальної частин корпусів змонтованого

конденсатора. За підсумками проведених контролю якості та випробувань отримано дозвіл на пуск обладнання в експлуатацію.

Заміна конденсатора турбоагрегату К-1000-60/1500-2 потужністю 1000 МВт забезпечить роботу енергоблоку протягом продовженого терміну експлуатації.

Роботи із заміни конденсатора серійного енергоблоку ВВЕР-1000 з РУ В-320 було виконано вперше в Україні.

500 КУЛЬОВИХ КРАНІВ ДО КІНЦЯ РОКУ

Підписано контракт на постачання запірної арматури декількох модифікацій для потреб управління магістральних газопроводів «Прикарпаттрансгаз», філії держкомпанії «Укртрансгаз». Роботи виконуються для проведення реконструкції ділянки вітчизняного газопроводу «Долина – Ужгород – Державний кордон».

Сумські машинобудівники виготовлять 12 одиниць обладнання, 10 з яких належать до числа середньогабаритних кульових кранів (з умовним перетином 150, 300 і 500 мм), а також 2 справжніх «важковаговики»: один – діаметром 1200 мм, другий – 1400 мм. Ці зразки запірної арматури є найбільшими у продуктивній лінійці підприємства. Станом на цей час Сумське НВО – єдиний товаровиробник в Україні, що випускає арматуру даної номенклатури.

Передбачені контрактом кульові крани призначені для підземного використання. Вони розраховані на тиск 80 атм. Одинадцять з них будуть оснащені пневмогідроприводами, один – ручним

механізмом керування. Відвантаження устаткування заплановане на другий квартал 2018 року.

«Угода на постачання арматури для потреб транспортувальників газу із Прикарпаття – не єдина у практиці нашого підприємства. Зокрема у першій половині поточного року в СНВО було розміщено замовлення на виробництво понад 20 одиниць запірної арматури різних типорозмірів для УМГ «Прикарпаттрансгаз». Нині закінчується виконання цього проекту», – зазначив начальник бюро управління з продажів Олександр Корольов.

Відповідно до контрактів з ПАТ «Укртрансгаз» та його філіями, до кінця 2017 року Сумське НВО зобов'язалося поставити ще понад 500 кульових кранів діаметром від 10 до 1400 мм.

За словами Олександра Корольова, є добрі перспективи у цьому напрямку й на наступний рік. «Зараз наші фахівці готують необхідну документацію для участі в семи нових тендерах на виробництво арматури, реалізація яких планується у 2018 році», – додав він.

СхідГЗК

ВИДАНО СЕРТИФІКАТ

Національна агенція з акредитації України видала Атестат про акредитацію на 5 років Центральній заводській лабораторії ВП «Дніпродзержинський хімічний завод» ДП «СхідГЗК». Атестат засвідчує компетентність Центральної заводської лабораторії у відповідності до вимог ДСТУ ISO/IEC 17025:2006 «Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій» в сфері: фізико-хімічних, спектральних, нейтронно-активаційних випробувань злитків цирконію, гафнію, виробів з цих металів, їх сполук, лігатур та сплавів, а також сировини, яка використовується для їх отримання.



РІШЕННЯ ДЛЯ ЕКОНОМІЇ І ПРИБУТКІВ

Вітчизняний енергетичний сектор теплової генерації знаходиться у, м'яко кажучи, непростій ситуації. Якщо проаналізувати причини проблеми, то побачимо свого роду глухий кут із трьома глобальними перешкодами. З одного боку, – це величезна залежність від імпортних енергоносіїв. Адже тепла генерація, як відомо, традиційно орієнтувалася на викопні джерела енергії, значну частку яких сьогодні доводиться закуповувати за кордоном, адже більшість шахт (все вугілля марок АШ та П) знаходиться у зоні АТО. Природний газ – також задоволення не з дешевих і значну частину його також доводиться імпортувати.



Юрій ПАТИКІВСЬКИЙ,
журналіст

Від «ретро» до «модерну»

З іншого боку маємо значну технологічну залежність від поставок імпортного обладнання. Основне генеруюче устаткування вітчизняних ТЕС і ТЕЦ має високий рівень зносу та потребує планової заміни, а основне обладнання – імпортного виробництва. Проблему ускладнює відсут-

ність вітчизняного котельного виробництва та водночас низької завантаженості власних енергомашинобудівних підприємств.

І, нарешті, ефективно розвиватися заважає низька ефективність енергогенеруючих підприємств, як технологічного (високі питомі витрати палива, значні технологічні втрати в мережах), так і економічного характеру (неплатежі та значна заборгова-

ність за спожиті енергоресурси). Серед негативних чинників, також, низький рівень інвестицій у відновлення парку енергетичного устаткування, традиційно висока капіталомісткість енергетичних технологій та засобів екологічної безпеки. Такі фактори спричиняють кризові явища в енергетичному секторі та періодичні підвищення тарифів на теплову та електричну енергію.

Тож, головними завданнями реформ українського енергетичного сектора можна вважати, з одного боку, заміщення імпортованих носіїв, зниження технологічної залежності та підвищення ефективності енергогенеруючих підприємств. Для цього необхідна орієнтація на вітчизняний ринок дешевшого енергетичного палива, диверсифікація енергоносіїв на внутрішньому ринку, лібералізація ринку теплової та електричної енергії, впровадження комерційно успішних енергоефективних технологій, максимальна частка вітчизняного виробництва, залучення інвестицій.

Зробити це непросто, але потенціал у вітчизняного енергетичного машинобудівного сектора є, і він чималий. «Наша компанія традиційно займається питанням реконструкції обладнання для теплових електростанцій. На українському ринку, якщо можна так висловитися, ми вже 60 років, – розповідає заступник директора із комплексних розробок та маркетингу Філії Харківське ЦКБ «Енергопрогрес» ТОВ «Котлотурбопром» корпорації «Маст–Іпра» Олександр Гуля. – Нам успішно вдавалося відповідати на виклики, які виникали упродовж нашої роботи. Якщо, скажімо, у перші роки незалежності це була проблема фактичної відсутності енергетичного машинобудування як такого, то, наприклад, у нинішньому році чи не головною проблемою української енергетики став перехід із антрациту на газову групу вугілля».

Ліва частина енергетичного устаткування в Україні, за словами Олександра Гулі, – свого роду «ретро». «Необхідно у це «ретро» вписати якісні механізми, – продовжує наш співрозмовник. – Сьогодні вітчизняна теплова генерація працює у кризовому режимі не тільки через неплатежі, але і через застарілі технології. Необхідні якісні рішення для переходу на інший, вищий технологічний рівень».

Весь СНД, близьке і далеке зарубіжжя

У портфелі корпорації «Маст–Іпра» – розробка концепції технічного переобладнання ТЕС із

збереженням будівельної інфраструктури котла і котельного відділення, створення на базі застарілих котлів їх сучасних правонаступників з поліпшеними техніко-економічними та екологічними показниками. «Ця концепція була успішно апробована на котлах ТП–80 і ТП–87 «Мосенерго», і послідовно впроваджується нашими фахівцями сьогодні для теплових електростанцій і ТЕЦ в Україні та за її межами – каже Олександр Гуля. Причому харківські інженери працювали і продовжують роботи не лише на території колишнього Союзу, але також у державах капіталістичного табору та країнах, що розвиваються.

Саме «Маст–Іпра» була генеральним проектувальником і розробляла українську частку робіт у міжнародному пілотному проекті Консорціуму німецьких фірм «Заміщення Чорнобильської АЕС», технічне переозброєння енергоблоків 300 МВт ст. №8 на Зміївській ТЕС із впровадженням на енергетичній установці нової технології спалювання АШ (разом з німецькими фахівцями), топкового устаткування, нового електрофільтру.

«Наші конструктори разом із «ЗіО» (Поліський) також брали участь у реконструкції серії котлів ПК–41 енергоблоку 300 МВт на Конаківській ГРЕС, – продовжує Гуля. – Для «Червоного котельника» розробляли три типи пиловугільних і два типи газомазутних котлів блоків 200 МВт: $D=670$ т/год, $P_{ne}=140$ кас/см². Вони були впроваджені на ТЕЦ «Варна» (Болгарія), Хабаровській, Гусиноозерській, Комсомольській, Ленінградській, Калінінградській, а також Прибалтійської ГРЕС». Плюс розробка газомазутних котлів $D=2650$ т/год, $P_{ne}=255$ кас/см² блоків 800 МВт. «Фахівці нашого КБ створили три типи котлів для Рязанської, Талімарджанської, Нижневартівської ГРЕС, ТЕС в Аргентині тощо», – додає заступник директора.

Українське підприємство разом із «Червоним котельником» розробляло серію газомазутних котлів $D=1000$ т/ч, $P_{ne}=255$ кас/см² блоків 300 МВт. Були розроблені два типи котлів для ТЕЦ «Мосенерго», Мінської, Київської і Харківської ТЕЦ. А також здійснювали комплексний інжиніринг котлів ТГМ–84 і ТГМ–94 енергоблоків 150 МВт і 200 МВт.

За завданням фірми «Babcock & Wilcox» виконали концептуальну розрахунково-конструкторську розробку котла ЦКШ енергоблоку 250 МВт для тендеру в США. «За технологією ЦКШ цієї ж фірми розробили вугільні котли у межах ТЕО реконструкції ДП ТЕЦ–2 «ЕСХАР» з установкою в

існуючому корпусі трьох енергоблоків загальною потужністю 525 МВт (3х175). Аналогічні роботи виконано для ГРЕС «Несветай», Словянської ГРЕС ПАТ «Донбасенерго», Северодонецької ТЕЦ та ряду інших об'єктів, – каже Гуля. І продовжує: Ми розробили генпроект ТЕО реконструкції ТЕЦ у Дніпрі з установкою в існуючому корпусі ТЕЦ ДП «ПМЗ ім.О.М.Макарова» екологічно чистого вугільного енергоблоку 175 МВт на базі вугільних котлів за технологією ЦКШ фірми «BABCOSK&WILCOK».

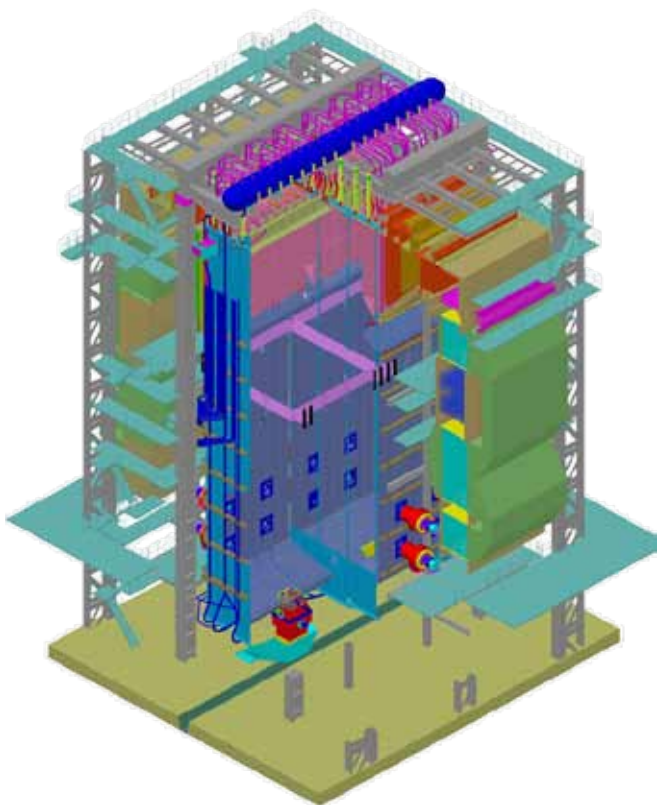
Працювала «Маст-Іпра» на технічному переоснащенні Балхаської ТЕЦ корпорації «Казахмис»

(м.Балхаш, Казахстан). Там було запроектовано встановлення вугільних котлоагрегатів ВР–ЦКШ паропродуктивністю 270 т/год на високі параметри пари: 9,8 МПа, 540 градусів). А для Карагандинської ГРЕС (м.Топар, Казахстан) були запроєктовані такі котлоагрегати паропродуктивністю 450 (розроблені 540 і 670) т/год.

«Зроблено у Харкові»: реконструкція котлів компанією «Маст-Іпра»



Реконструкція вузлів котлоагрегату ТП-100 енергоблоку 200 МВт із заміною топкової камери на газощільну

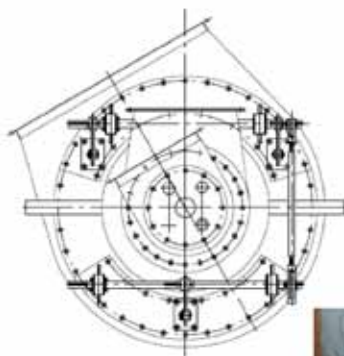
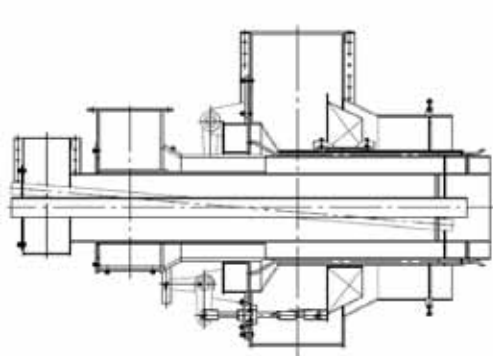


Номінальна продуктивність по гострому пару, т/год,	640
Номінальна продуктивність вторинної пари, т/год,	560
Температура гострого пару, градуси Цельсія,	545
Температура перегрітого пару, градуси Цельсія,	545
Температура живильної води, градуси Цельсія,	235
Тиск у барабані, МПа (кгс/см ²),	15,2 (155)
Тиск перегрітого гострого пару, МПа (кгс/см ²),	13,8 (140)
ККД котла, бруто не менше, %	88

Топкова камера у газощільному виконанні

- Виключає наявність присосів у топку на весь період експлуатації (менше 5%);
- Забезпечує стабільність паливно-повітряних режимів палиникових пристроїв;
- Зменшує вплив перекосів по повітряним і паливним трактам, оскільки у корінь факела надходить надлишкова кількість окислювача (кисню повітря);
- Збільшується швидкість вигорання частинок палива;
- Знижуються втрати із механічним недопалом на 1%;
- В зоні активного горіння (футерованій зоні) збільшується ступінь вигорання палива, зростає температура газів і забезпечуються стабільні умови для виходу рідкого шлаку;
- Відсутній вихід із ранжирів окремих труб екранів, тим самим захищаючи від руйнування футерування запалювального поясу;
- Зменшується навантаження на каркас котла завдяки використанню сучасних теплоізоляційних матеріалів (280 т);
- Ізоляція топкової камери не потребує частих ремонтів, скорочуються терміни і обсяги ремонтних робіт.

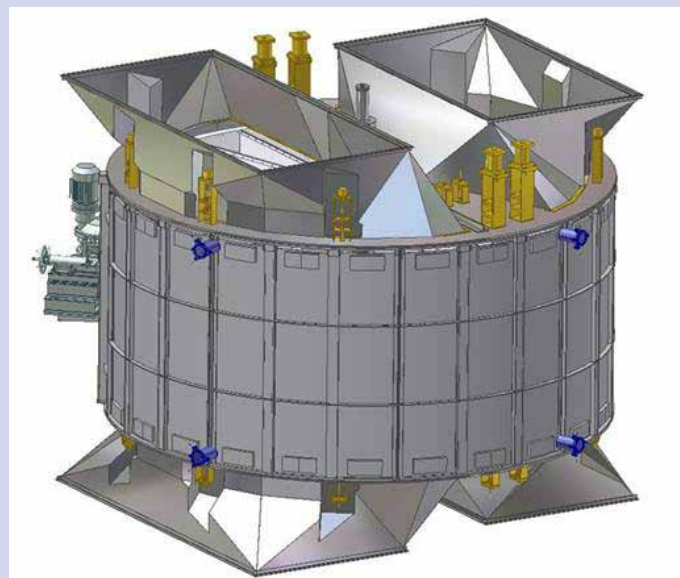
Нові прямотоково-вихрові пальники з регульованими параметрами крутіння



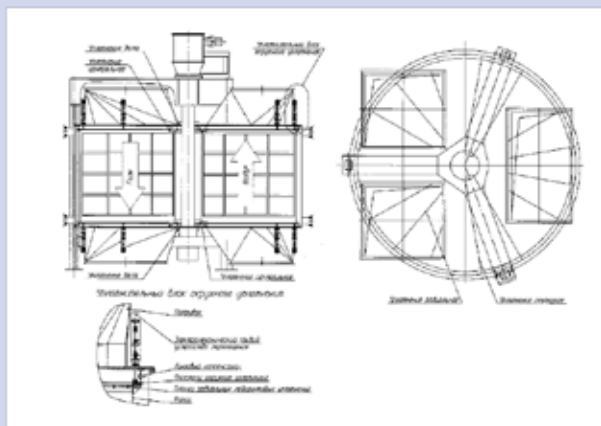
Реконструкція регенеративного повітропідігрівача Ефективна система ущільнень РПП

Реконструкція передбачає:

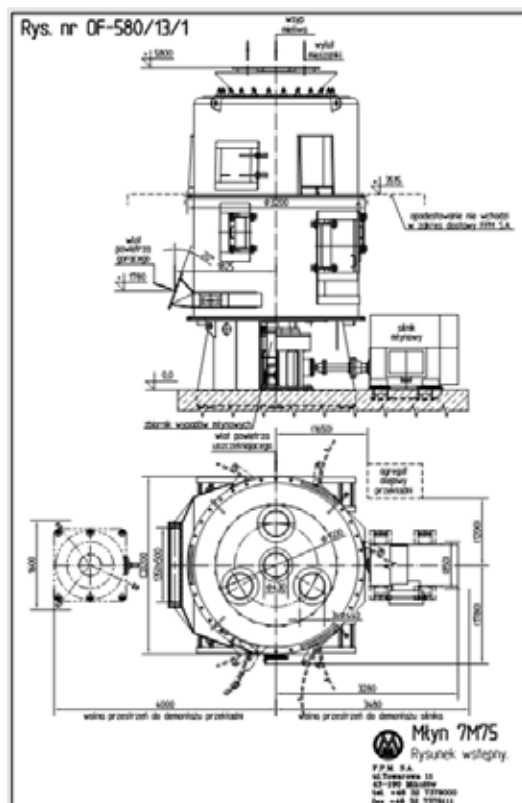
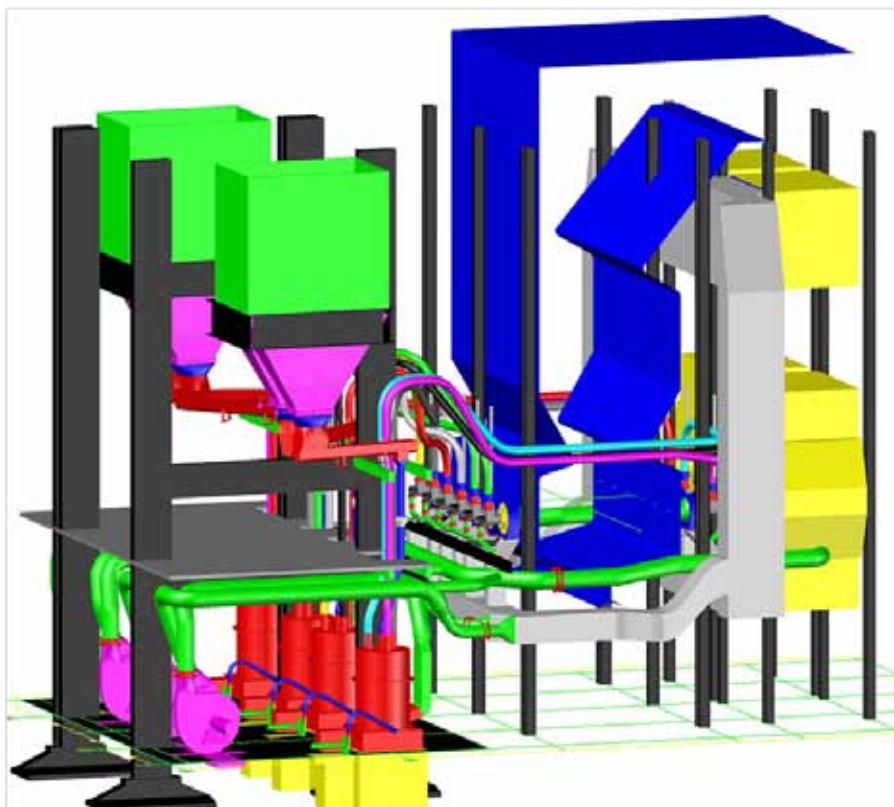
- Заміна існуючих ущільнень на ущільнення стежачого типу з електроприводами, для забезпечення присосів в РПП не більше 13% при тепловому навантаженні котла від 0 до 100%;

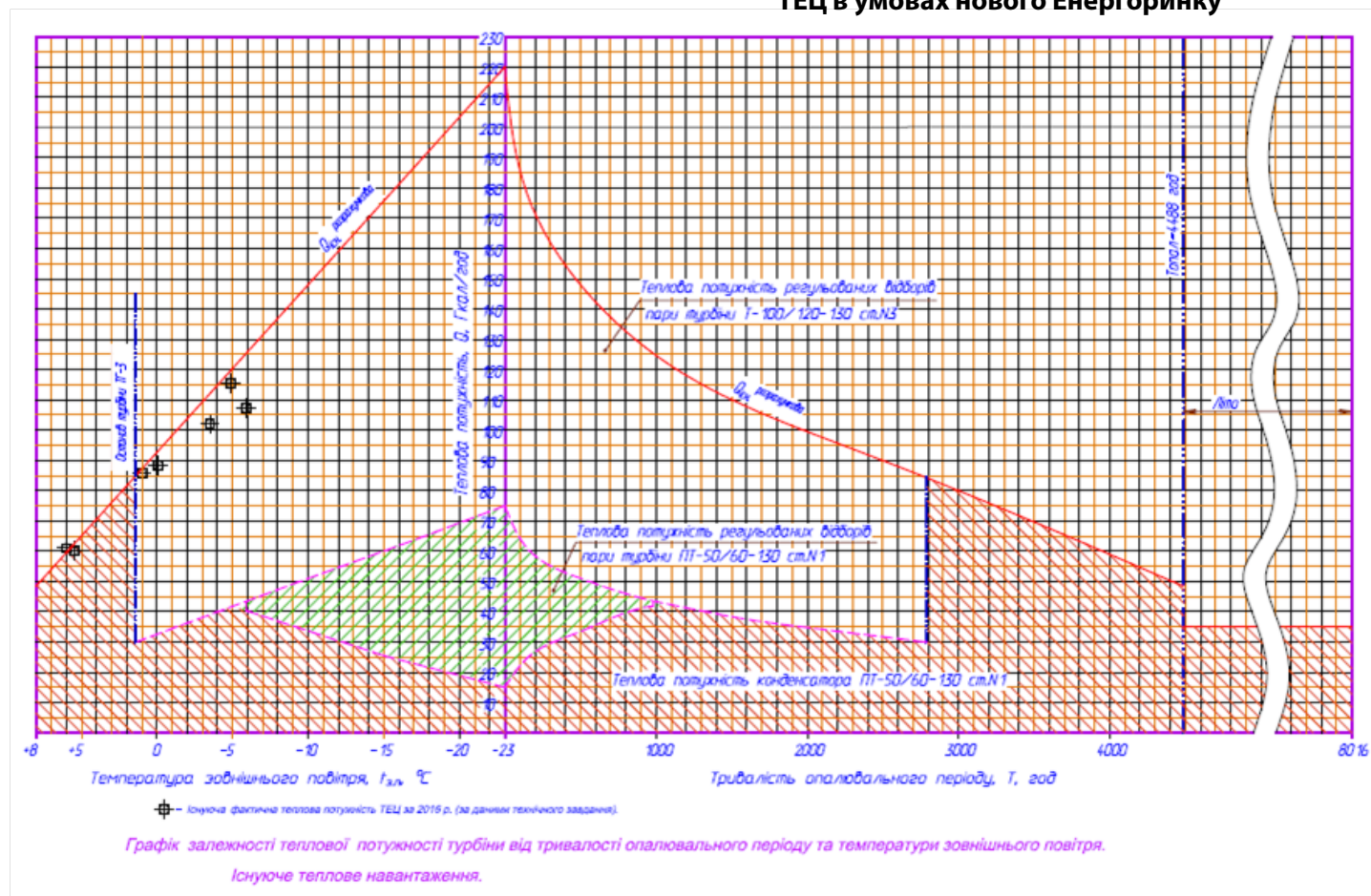


- Система управління ущільнень РВП інтегрується в систему АСК ТП блоку;
- Заміну набивки на інтенсифіковану для підвищення температури повітря до проектної;
- Інтенсифікована набивка має бути ефективною і виготовленою із профілю завтовшки 0,6мм для гарячого шару і завтовшки 1,2мм для холодного шару типу «Крафтанлаген» чи його аналогу;
- При заміні набивки передбачений комплекс заходів із відновлення ротора, системи пожежогасіння РПП і теплової ізоляції.



Розробка «Технічних рішень» з встановлення сучасних середньохідних кільцево-кульових млинів 7М75, виробництва фірми «FPM» (м.Мікулов, Польща) на котлі ТП-87 Калуської ТЕЦ





«Сьогодні українські ТЕЦ намагаються зрозуміти свою роль у структурі нового Енергоринку, що нині активно формується, – каже Олександр Гуля. – Часто вони звертаються із цими питаннями до нас: «Підкажіть, як ми будемо працювати?». Ми завжди у такій ситуації намагаємося підказати, прорахувати, знайти правильне рішення».

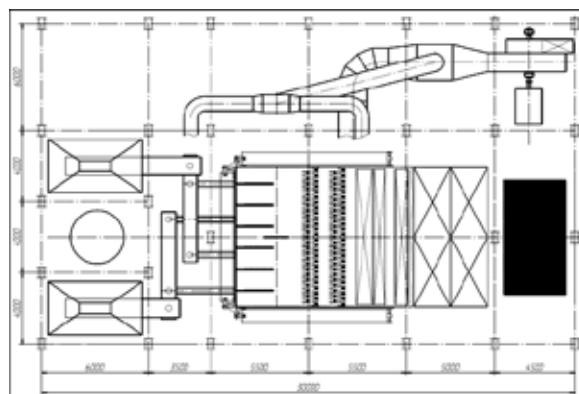
За ліцензією «B&W»

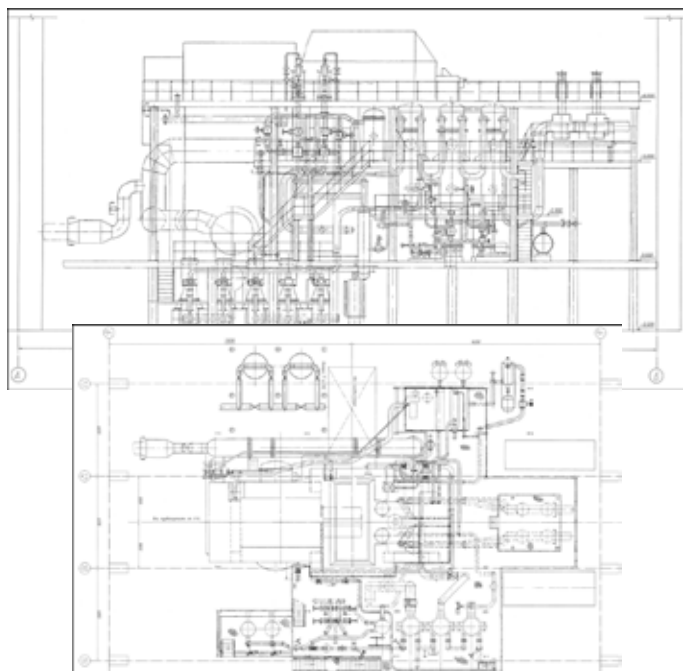
Оскільки ефективність роботи енергетичних підприємств значною мірою залежить від впровадження передових технологій, то результати роботи сервісної компанії визначаються тим, наскільки вдало вона зуміє запропонувати ці рішення своєму клієнтові. «Група компаній «Маст-Іпра» є партнером і ліцензіатом провідної американської котлобудівної компанії «Babcock & Wilcox» із впровадження, виготовлення і будівництва на території країн СНД котлів циркулюючого киплячого шару (ЦКШ). Філія ХЦКБ «Енергопрогрес» ТОВ «Котлотурбопром» володіє повним пакетом ліцензійного програмного забезпечення для проведення всього комплексу теплогідрравлічних розрахунків котла ЦКШ, стандартами «B&W» на

конструкцію котла і його елементів, технологічні лінії і допоміжне обладнання, а також АСК ТП котла», – продовжує Олександр Гуля. За його словами, на базі єдиної в СНД ліцензії пророблено конструкції серії котлів ЦКШ паропроодуктивністю 160, 220, 270, 420, 450, 540, 670 т/год на початковий тиск 9,8 і 13,8 МПа. Розробки виконуються для міських ТЕЦ з метою заміщення імпортованого природного газу на енергетичні ресурси українського видобутку, а також ресурсної заміни котлів та ТЕЦ і ТЕС.

Як приклад, можна розглянути проект реконструкції Северодонецької ТЕЦ.

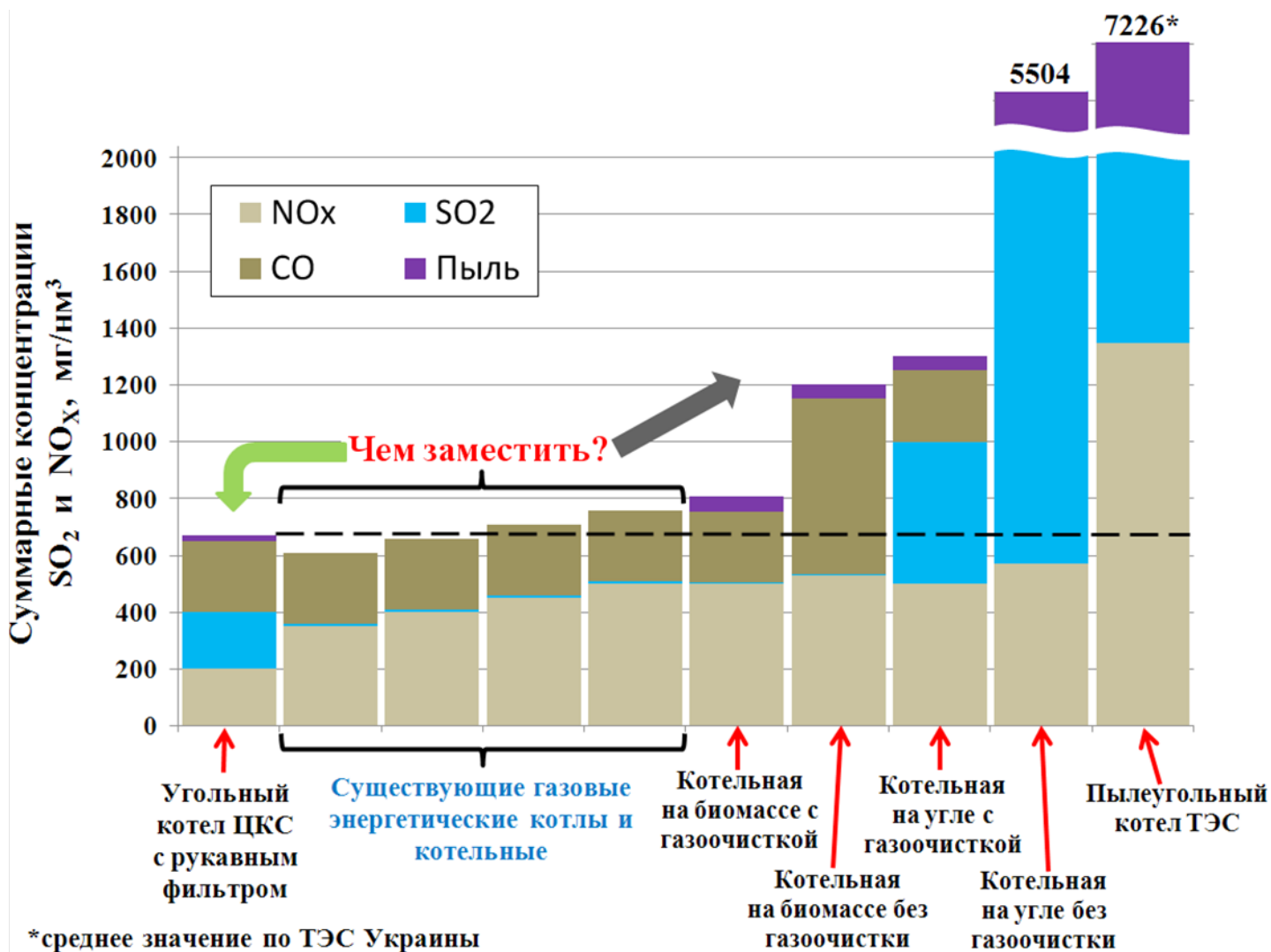
Водогрійний вугільний котел ВР-ЦКШ теплопродуктивністю 100 Гкал/год





Електрична потужність	260 (200) МВт
Максимальна теплова потужність	1106 (89) Гкал/год
Питомі витрати тепла на вироблення електроенергії	2205,9 ккал/кВт-год
Витрати умовного палива на вироблення електроенергії	390,4 г/кВт-год
Витрати умовного палива на вироблення тепла	163,9 кг/Гкал
Капітальні витрати	5 371,56 млн. грн.
Питомі капіталовкладення на котел	600 \$/кВт
Питомі капітальні витрати по станції	1070 \$/кВт
Ціна вугілля із транспортуванням (в цінах 2016р.)	1007 грн/т.н.т.
Тривалість будівництва	36 місяців
Норма рентабельності, IRR	26% (без ІС) 33% (з ІС)
Рентабельність інвестицій, PI	3,10 (без ІС) 3,66 (з ІС)
Дисконтований прибуток, NPV	11 013,9 млн. грн. (без ІС) 13 941,9 млн. грн. (з ІС)
Термін окупності, PP	9,57 років (без ІС) 6,99 років (з ІС)
ІС – інвестиційна складова в тарифі	

**Екологічні показники переведення ТЕЦ з природного газу на вугілля.
Екологічно чиста технологія ЦКШ**



Шляхом регіональних енергетичних проектів

Вирішувати головне завдання 2017 року – перехід із антрациту на газову групу вугілля – «Маст-Іпра» розпочав ще два роки тому. «Ми починали із переведення Зміївської електростанції, – каже Гуля. – Спочатку відпрацювали рішення у міністерстві, потім довго готували контракт з енергокомпанією і, нарешті, у нинішньому році вийшли на фінішну пряму. Коли проблема вже набула загально національної ваги».

Зупинка Зміївської, яка після відомих подій залишилася без антрациту, за словами нашого співрозмовника, – це не лише локальна енергетична криза регіонального масштабу. Адже, поперше, Зміївська була не одна. На літній період зупинилися, скажімо, Трипільська станція, що на Київщині, Придніпровська та Криворізька (Дніпро), тощо... А по-друге, ми іноді не враховуємо економічний бік проблеми.

«Один енергоблок ТЕС виробляє товарної продукції на 3 млрд. грн. Це - 1 млрд. грн. надходження до бюджету, – продовжує Олександр Гуля. – У масштабах, наприклад, Харківського регіону, це дуже відчутні речі. І якщо би ми вчасно не розв'язали технічну проблему станції, отримали би відчутну діру в обласному бюджеті. Але, задля більш ефективного вирішення подібних проблем треба їх випереджати, йдучи попереду можливої кризи, а не бігти навздогін».

Харків'яни знайшли маловитратне рішення із переведення котлів на газову групу вугілля енергоблоків 200 та 300 МВт. Вже введено в дію два енергоблоки на Зміївській електростанції. Сьогодні відбувається робота на двох блоках Придніпровської електростанції та інших ТЕС.

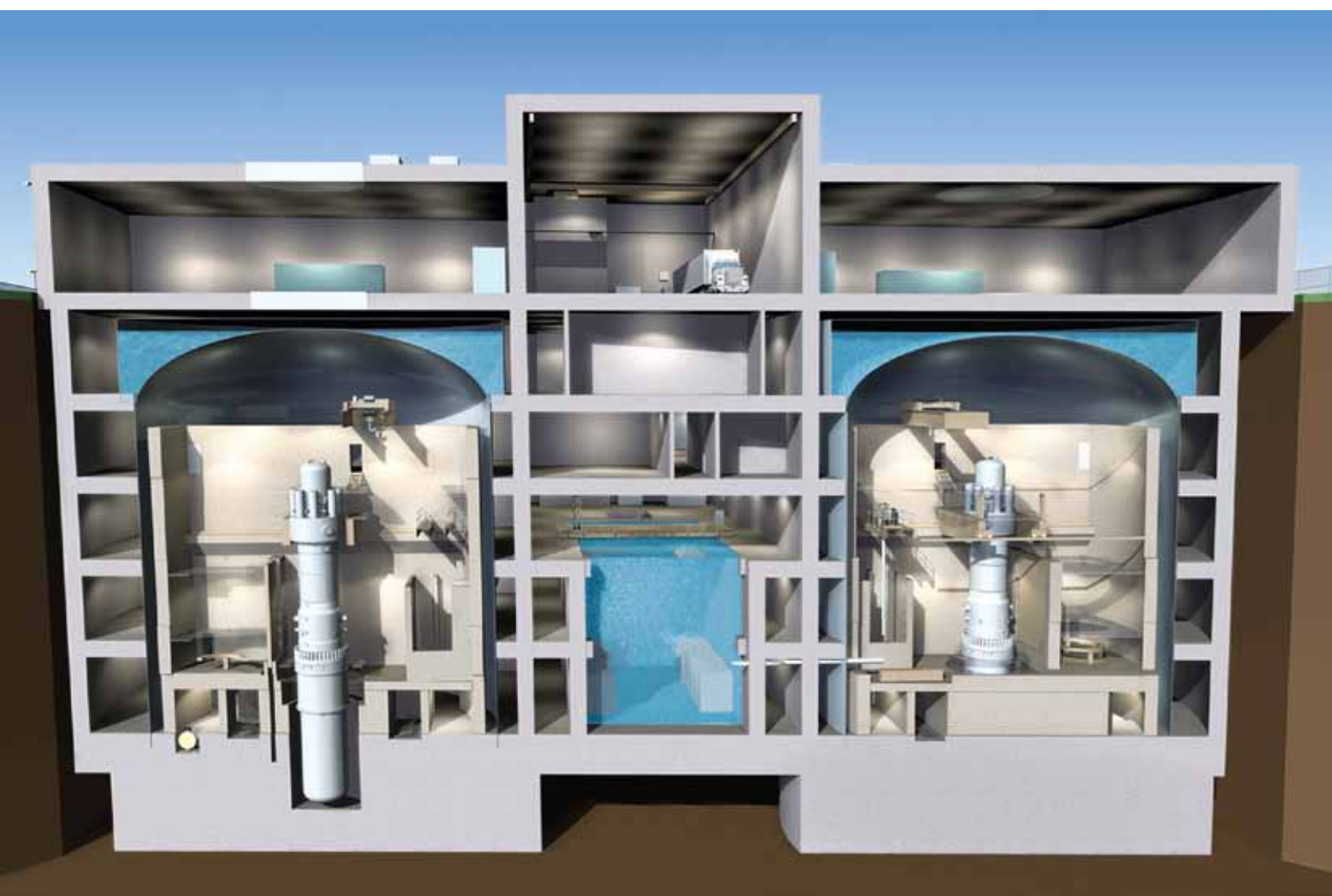
Ще одна проблема, якою харківське підприємство займається вже упродовж тривалого часу, – перехід із газу на вугільне паливо. Роботи тут – непочатий край. «Скажімо, Северодонецька ТЕЦ, яка знаходиться в структурі великого хімічного підприємства «Северодонецького ВО «АЗОТ»», буквально за вісім кілометрів від «Лисичанськвугілля», видобувного вугільного підприємства, – продовжує Гуля. – Сьогодні цей потужний комплекс працює у режимі водонагрівального котла, використовуючи імпортований природний газ. Це нонсенс. Ми кажемо, що так не можна залишати. Адже для регіону це реальний економічний стимул: можна заванта-

жити роботою і видобувні підприємства, і дати електроенергію великим промисловим структурам, які нині відчувають її дефіцит, а також завантажити роботою українські машинобудівні, металургійні, трубні підприємства, проектні, монтажні та налагоджувальні організації. Відтак місто Северодонецьк отримає тепло за пільговими тарифами, шахтарі отримають заробітну плату, працівники ТЕЦ – зарплату, бюджет – значні доходи. Можна сісти і порахувати, скільки держава отримає у вигляді прибутку. Це також приклад комплексного рішення для економіки регіону».

Подібні регіональні проекти треба просувати. І, за переконанням експертів, саме вони мають стати основою регіональної енергетики.

Важливими для енергетичних машинобудівників сьогодні стають проекти, головною вимогою яких є екологічні стандарти. «Наша компанія отримала пропозицію взяти участь у конкурсі, у структурі «Київенерго», який фінансують забудовники міста Київ і банк. Треба було запропонувати сучасне рішення котла ТЕЦ «Позняки». Головні вимоги: якість, надійність, сучасні технології роботи горілочного устаткування. І цілковите дотримання європейських екологічних стандартів. Із прицілом, що нам надалі нам необхідно буде інтегруватися у європейську економіку, де екологічні рішення дорого коштують», – розповів Олександр Гуля.

Чимало проектів «Маст-Іпра» реалізує за кордоном. І вони могли би бути ще успішнішими, якби вітчизняний експортер відчував підтримку держави. «Разом з «Турбоатомом» ми йдемо на проект в Ірані, – наводить приклад комерційний директор компанії «Котлотурбопром» групи компаній «Маст-Іпра» Дмитро Анохін. – І місцевий замовник каже: Так, у вас є перевага над конкурентами, але вас обходять росіяни, бо вони мають підтримку від держави. Така ж ситуація у Казахстані. На цьому ринку ми конкуруємо із виробниками із КНР. Багато компаній заходить туди із своїм фінансуванням. Тож і українцям треба знаходити джерела фінансування та підтримувати своїх виробників як всередині країни, так і за кордоном».



Редактор -
Юрій ПАТИКІВСЬКИЙ,
Дизайнер -
Олексій СУСЛІН