

## ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ АЭС УКРАИНЫ: НЕОБХОДИМОСТЬ, ПУТИ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ

*Проаналізовано необхідність й економічну доцільність реконструкції та подовження терміну служби АЕС України.*

*Выполнен анализ необходимости и экономической целесообразности реконструкции и продления срока службы АЭС Украины.*

Анализ данных, приведенных в работе [1], показывает, что в 1980-1999 гг. электроэнергетика мира сохраняет тенденции к медленному, но неуклонному увеличению производства электроэнергии - не только путем ввода новых мощностей, но и путем реабилитации, а также повышения коэффициента использования существующих.

В энергетике Украины до 1990 года наблюдалось увеличение установленной мощности и выработки электроэнергии. В последующие годы, при сохранении установленной мощности, имеет место резкое снижение выработки электроэнергии. Такое положение характерно для всех стран СНГ.

Следует отметить, что при стабильной мощности АЭС в странах СНГ их доля в выработке электроэнергии непрерывно возрастала. Так, в Украине в 2000 году при установленной мощности АЭС 11,88 ГВт, выработка ими электроэнергии составляла 77,3 ТВт.ч, т.е. 45,3%, что является результатом надежной и устойчивой работы электростанций. Ввиду того, что АЭС вырабатывают самую дешевую электроэнергию и не выбрасывают в атмосферу окислы серы, азота, углерода и золу, можно с уверенностью говорить о их бесспорных преимуществах.

Предполагается, что к 2010 году выработка электроэнергии в Украине составит 250 млрд кВт.ч и будет обеспечиваться действующим оборудованием. Планируется также ввод новых энергоблоков на Хмельницкой и Ривненской АЭС.

Во всех развитых странах мира разрабатываются стратегии развития электроэнергетики на перспективу. Такая энергетическая стратегия Украины (до 2030 года) должна быть разработана во исполнение распоряжения Президента Украины. В научно-исследовательском и проектно-конструкторском институте "Энергопроект" (Киев) выполнен прогноз развития электроэнергетики Украины в первой половине XXI века [2]. Прогноз выполнен, исходя из необходимости выработки электроэнергии на душу населения в год на уровне, соответствующем средней выработке электроэнергии на душу населения в Европе [3].

При численности населения Украины в 50 млн человек прогнозируется следующая необходимость выработки электроэнергии: в 2020 году - 371, в 2030 году - 410, в 2040 году - 431 и в 2050 году - 447 ТВт.ч. Для обеспечения выработки электроэнергии и создания надежности и бесперебойности электроснабжения (резерв 15%) необходимо, чтобы установленная мощность всех электростанций Украины составила: в 2020 году - 61, 2030-м - 68, 2040-м - 71 и 2050-м - 73 ГВт.

К 2010 году установленная мощность может составить 62 млн кВт, если к этому моменту будут выполнены работы по:

- реконструкции ТЭС и ТЭЦ (включая блок-станции), при этом их мощность может составить около 38 млн кВт;

- вводу на Ривненской АЭС энергоблока №4 и на Хмельницкой АЭС энергоблоков № 2-4, при этом общая мощность АЭС составит 15,88 млн кВт;

- реконструкции существующих ГЭС и сооружению гидротурбины на Днестровской ГЭС-2, Ташлыкской ГЭС и др. ГЭС на реках Днепр и Тиса, при этом общая мощность ГЭС и ГАЭС может составить 7,2 млн кВт;

- сооружению электростанций мощностью 1,5 млн кВт, использующих возобновляемые источники энергии.

По истечении тридцатилетнего гарантированного срока службы действующие энергоблоки АЭС Украины подлежат выводу из эксплуатации в сроки, указанные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование АЭС	№ энергоблока	Срок вывода, год
Ривненская	1	2010
Ривненская	2	2011
Южно-Украинская	1	2012
Запорожская	1	2014
Запорожская	2	2015
Южно-Украинская	2	2015
Запорожская	3	2016
Ривненская	3	2016
Хмельницкая	1	2017
Запорожская	4	2017
Южно-Украинская	3	2019
Запорожская	5	2019
Запорожская	6	2026

Таким образом, в период 2010-2020 гг. мощность украинских АЭС может уменьшиться на 11,88 млн кВт, что вызовет значительный дефицит мощностей. Следовательно, не будет обеспечен необходимый уровень выработки электроэнергии.

Устранение возможного дефицита мощностей может быть достигнуто как за счет строительства новых тепловых электростанций, так и за счет продления срока службы АЭС.

Срок службы АЭС определяется тремя главными факторами:

- нормальным износом ее систем, зависящим от времени, условий работы, качества обслуживания;
- уровнем безопасности, соответствующим регламентированным требованиям по безопасности;
- конкурентоспособностью по сравнению с другими способами производства энергии.

С технических позиций для решения проблемы продления службы энергоблока АЭС, выработавшего свой гарантийный срок, необходимо:

- изучить процессы старения материалов оборудования в условиях, близких или равных условиям их использования для прогнозирования их проявления;
- выявить критические (незаменимые) элементы оборудования, определяющие старение всей установки;
- исследовать механизмы повреждения элементов оборудования;
- создать базу данных о состоянии элементов систем;
- разработать программу реабилитации всей установки.

Среди критических элементов оборудования АЭС главным для ВВЭР является корпус реактора из-за высокого темпа увеличения хрупкости металла. В основе старения элементов оборудования энергоблоков АЭС лежат следующие механизмы деградации металла:

- охрупчивание металла корпуса реактора под действием нейтронного потока;
- усталостные повреждения от циклических изменений давления и температуры рабочих сред и механических нагрузок;
- влияние фосфора на охрупчивание стали;
- влияние водорода на сплавы циркония;
- коррозия, эрозия;
- межзерновое коррозионное растрескивание.

Проявляются эти механизмы не одновременно. Условно они разбиты на три типа. Первый начинается с момента ввода в эксплуатацию и охватывает около 20% назначенного срока службы (ресурса), выявляется на ранней стадии эксплуатации и приходится в основном на сварные соединения трубопроводов реакторной установки. Второй тип начинается одновременно с первым, но проявляется значительно слабее с постепенным нарастанием в течение всего срока службы; присущ трубопроводам из нержавеющей стали, подверженным малоциклической усталости. Третий тип начинается одновременно с двумя предыдущими, но имеет "инкубационный" период (малую интенсивность) до 90-95% назначенного срока службы (ресурса), после чего его интенсивность резко возрастает, проявляется при длительной эксплуатации и наличии многоцикловых усталостных напряжений.

Если для борьбы с первым типом механизма старения достаточно разработать методы технического обслуживания, то со вторым и особенно третьим типами механизмов старения (деградации) металла элементов оборудования следует серьезно считаться и вести исследования для определения возможности продления срока эксплуатации энергоблока.

Одним из способов замедления процесса нейтронного охрупчивания металла корпуса реактора энергоблока является создание отражательного экрана между активной зоной и корпусом реактора за счет замены

кассет тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ) внешнего (по периметру активной зоны) ряда на имитаторы.

В работе [4] рассмотрена возможность ослабления воздействия нейтронного потока на корпус реактора путем замены топливных кассет внешнего ряда активной зоны имитаторами-отражателями. Такая замена в реакторной установке с ВВЭР-1000 ведет к снижению электрической мощности энергоблока до 740 МВт. Для компенсации мощности и улучшения термодинамического КПД энергоблока предполагается установка газовой турбины с котлом-утилизатором.

Эффективность продления срока службы АЭС определяется на основании сопоставления расчетных технико-экономических показателей трех вариантов обеспечения необходимой мощности:

- вариант "А" - сооружение новой угольной ТЭС, состоящей из шести энергоблоков К-215-130 плюс котел паропроизводительностью 670 т/ч;
- вариант "В" - сооружение новой ТЭС-ПГУ, состоящей из трех парогазовых установок мощностью по 400 МВт (две ГТУ по 135 МВт, два котла-утилизатора и одна паровая турбина мощностью 130 МВт);
- вариант "С" - продление срока службы АЭС за счет снижения мощности энергоблока до 740 МВт и сооружения газотурбинной установки (две ГТУ общей мощностью 270 МВт) и двух котлов-утилизаторов, пар которых подается на паровую турбину АЭС.

Расчетные технические характеристики вышеуказанных вариантов приведены в таблице 2. Из приведенных в таблице данных следует, что с термодинамической точки зрения лучшие показатели имеет вариант "В". Низкий КПД варианта "С" - это результат низких параметров пара, используемого паровой турбиной АЭС. Повышение КПД может быть достигнуто за счет повышения температуры пара. Эта проблема должна быть рассмотрена в дальнейшем при выполнении научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ.

Экономическая эффективность определена в соответствии с методикой [5]. При расчетах критериев экономичности приняты следующие исходные данные:

- удельные капитальные вложения по варианту "А" составляют 1200 долл./кВт, по варианту "В" - 700 долл./кВт (с учетом сооружения системы внешнего газоснабжения);
- по варианту "С" удельные капиталовложения: по газовой надстройке (с учетом внешнего газоснабжения) - 500 долл./кВт, по реконструкции АЭС - 315 долл./кВт;
- новое строительство и реконструкция АЭС предусматриваются за счет кредита банка со ставкой 10% в год при инфляции 2% в год;

Таблица 2

Наименование показателя	Вариант		
	А	В	С
Установленная мощность, МВт	1290	1200	1010
Число часов использования установленной мощности, ч/год	6500	6500	6500
Выработка электроэнергии, млн кВт.ч	8385	7800	6565
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	6,5	3,0	5,7
Отпуск электроэнергии внешним потребителям, млн кВт.ч	7840	7566	6191
Удельный расход тепла на отпуск кВт.ч, ккал/кВт.ч	2400	1810	2597
КПД нетто, %	35,83	47,51	33,12

- расчетный период - 25 лет, при этом в первый год расчетного периода принято:

а) стоимость условного топлива-угля - 7,1 долл./Гкал, природного газа - 10 долл./Гкал и ядерного топлива 3,2 долл./Гкал;

б) цена электроэнергии, отпускаемой с шин электростанций - 6,5 цента/кВт.ч;

- ежегодные эксплуатационные расходы включают стоимость топлива, условно-постоянные расходы и расходы на ремонт.

В таблице 3 представлены расчеты критериев экономической эффективности для рассмотренных вариантов.

Из таблицы 3 следует, что все рассмотренные электростанции экономичны. Лучшим вариантом является реконструкция АЭС, что также подтверждается значе-

нием приведенных затрат, составляющих для варианта "А" - 526, варианта "В" - 517 и варианта "С" - 207 млн долл. в год.

#### Выводы.

1. Продление срока службы АЭС Украины необходимо осуществить по условиям обеспечения экономической безопасности страны.

2. Продление срока службы АЭС экономично, может быть осуществлено в более сжатые сроки, чем строительство новых угольных электростанций.

3. Для выбора путей продления срока службы АЭС необходимо выполнить комплекс научно-исследовательских, конструкторских и проектных работ с привлечением институтов НАН Украины, заводов-изготовителей оборудования и проектных институтов.

Таблица 3

Наименование показателя	Вариант		
	А	В	С
Начальные капитальные вложения, млн долл.	1032	840	450
Распределение капитальных вложений по годам строительства, млн долл.			
1 год	104	100	75
2 год	208	200	150
3 год	297	300	150
4 год	330	240	75
5 год	93	-	-
Срок возврата кредита, лет	8	8	8
Расчетный период, лет	25	25	25
Интегральная дисконтированная прибыль за расчетный период, млн долл.	1115	1332	2080
Чистая прибыль за расчетный период, млн долл.	4407	5031	6041
Чистая дисконтированная прибыль за расчетный период, млн долл.	982	1073	1539
Период возврата капитала, лет	10	8,5	5,5

1. Source: Energy Information Administration International Energy Database, January 2001.

2. Малахов Ю.В., Шевченко Н.Е., Воробьев И.Е. О стратегии и основных направлениях развития электроэнергетики Украины в первой половине XXI века // Энергетика и электрификация. - 2001. - №7.

3. Бар'яхтар В., Кухар В., Пальшин Г. Энергетика України у контексті загальносвітових тенденцій // Вісник Національної академії наук України. - 2000. - №7. - С. 14-26.

4. Ковецкий В.М., Домашев Е.Д., Зенюк А.Ю., Ковецкая М.М. О целесообразности продления срока службы действующих АЭС Украины и их модернизации за счет газотурбинной надстройки. Промышленная теплотехника. - 1999. - Т.21. - №6.

5. Определение экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. Общие методические положения. ГКД 340.00.001-95.-К.: Минэнерго Украины. - 1995. - 108 с.