

17. Альбертинский Б. И. и др. Перспективы разработки ускорителей электронов для энергоемких производств. В кн.: Труды II Всесоюз. совещания по применению ускорителей заряженных частиц в народном хозяйстве. Ленинград, 1—3 октября 1975.
18. Глухих В. А. и др. Основы технологического воплощения радиационно-химического способа получения порландцементного клинкера. «Цемент», 1976, № 11, с. 9.
19. Смахтин Л. А. и др. Применение нейтронного генератора НГ-150 для организации технологического контроля на промышленных предприятиях. [5], с. 185.
20. Вахрушин Ю. П. и др. Линейные ускорители электронов для активационного анализа. В кн.: Труды 5 Всесоюз. совещания по ускорителям заряженных частиц. М., «Наука», 1977.
21. Глухих В. А. и др. Промышленная гамма-активационная лаборатория для анализа рудных проб на золото и сопутствующие элементы. [5], с. 131.
22. Глухих В. А., Вахрушин Ю. П., Прудников И. А., Фомин Л. П. Линейные ускорители-дефектоскопы НИИЭФА для неразрушающего контроля АЭС. «Атомная энергия», 1978, т. 44, вып. 3, с. 293.
23. Вахрушин Ю. П. и др. Линейный ускоритель-дефектоскоп ЛУЭ-5-500 Д. [5], с. 190.
24. Левченко В. Г. и др. Исследование дефектоскопической чувствительности макета рентгенотелевизионного комплекса с линейным ускорителем-дефектоскопом. Там же, с. 143.
25. Swanson W. Radiation Parameters of Electron Linear Accelerators. SLAC-PUB-2092, March 1978.
26. Вахрушин Ю. П. и др. Физико-технические и дозиметрические параметры медицинского линейного ускорителя электронов ЛУЭ-15 М. [5], с. 74.
27. Будтов А. А. и др. Медицинский линейный ускоритель электронов ЛУЭ-15 МЭ с программным управлением. Там же, с. 70.
28. Богданов П. В. и др. Проектные параметры радиоизотопного циклотрона РИЦ. В кн.: Труды 6 Всесоюз. совещания по ускорителям заряженных частиц. Аннотации докладов. Дубна, 1978.
29. Акулова Н. В. и др. Конструктивные особенности циклотрона для производства радиоизотопов. [5], с. 79.

УДК 621.039.5.58:621.38.004.6

## Анализ надежности трубопроводов и сосудов под давлением на атомных электростанциях

КЛЕМИН А. И., ШИВЕРСКИЙ Е. А.

Одними из наиболее многочисленных и важных компонентов оборудования АЭС являются трубопроводы и сосуды под давлением. Как показывает отечественная и зарубежная практика проектирования и эксплуатации АЭС, из всех отказов оборудования наибольшую потенциальную радиационную опасность представляют разрушения крупных трубопроводов, коллекторов и сосудов. Количественный анализ их надежности становится обязательной составной частью оценки надежности станции в целом на этапе проектирования. В настоящей статье представлены результаты исследования надежности трубопроводов и сосудов АЭС.

Сформулируем вначале понятие отказа рассматриваемых изделий. Отказ трубопровода или сосуда под давлением есть утрата им работоспособности вследствие разгерметизации до заданного в технической документации уровня или появления таких необратимых изменений (трещин, утонения стенки с размерами и характером, оговоренными в технической документации, и др.), которые могут затем привести к разгерметизации и выводу трубопровода (сосуда) из эксплуатации.

Для крупных трубопроводов и сосудов часто используются понятия катастрофического и потенциально опасного отказа. Катастрофическими называются отказы, при которых разрушение трубопровода (сосуда) происходит за короткое время (часто практически мгновенно), при этом размер повреждения, например, для трубопровода соиз-

мерим с его диаметром, и разрушение приводит к значительному ущербу. Катастрофический отказ требует немедленной остановки блока АЭС и проведения значительных ремонтных работ. Потенциально опасными отказами трубопроводов и сосудов являются, как правило, свищи в основном металле и сварных швах, неплотности в механических соединениях, трещины определенного размера, локальное утонение стенок (вследствие, например, коррозии или эрозии) и т. п. Потенциально опасные отказы должны своевременно устраняться, поскольку при эксплуатации часть потенциально опасных отказов может стать причиной катастрофических отказов.

**Факторы, определяющие надежность трубопроводов и сосудов.** Основные факторы, определяющие надежность рассматриваемых элементов оборудования, приведены в табл. 1, которая составлена на основе изучения и обобщения отечественного и зарубежного опыта эксплуатации трубопроводов и сосудов на АЭС и ТЭС. Сложность анализа причин отказов трубопроводов и сосудов заключается в том, что перечисленные факторы часто действуют совместно. В каждом случае можно говорить о доминировании нескольких факторов и о несущественном влиянии остальных. Ситуации, когда удастся идентифицировать в качестве причины отказа единственный фактор, относительно редки.

Опыт эксплуатации трубопроводов и сосудов показывает, что отказы, произошедшие в начальный период, с наибольшей вероятностью вызы-

Таблица 1

Классификация основных факторов, определяющих надежность трубопроводов и сосудов

| 1. Конструкционные  | 2. Технологические  | 3. Эксплуатационные   |
|---|---|---|
| Выбор материала<br>Наличие концентраторов напряжения (количество и характер)<br>Характер геометрической формы гидравлического тракта теплоносителя (наличие резких поворотов, сужений, расширений приводит к возникновению крупномасштабных вихрей в потолке теплоносителя и вибрации)<br>Обеспечение компенсации и температурных расширений<br>Обеспечение гибкости (исключение излишней жидкости) трубопровода<br>Характер крепления трубопровода<br>Приспособленность к контролю и техническому обслуживанию (обеспечение ремонтно- и контролепригодности) | Качество материала<br>Качество изготовления труб, гибов, литых элементов<br>Качество сварки<br>Качество обработки поверхностей<br>Эффективность выходного и входного контроля<br>Качество транспортировки<br>Качество монтажа | Нагрузки: механические, тепловые и т. п. (стационарные и динамические величины и характер нагружения)<br>Воздействие контактирующей среды (характер взаимодействия: механическое, химическое и др.)<br>Воздействие специфических, в том числе непланируемых факторов (облучение, вибрация, отложения и т. п.)<br>Объем и характер контроля и технического обслуживания<br>Отклонение условий эксплуатации от нормальных<br>Ошибки эксплуатации и обслуживания |

ваются факторами 1-й и 2-й групп (см. табл. 1). Отказы в конце срока службы изделия с наибольшей вероятностью вызваны факторами 3-й группы; промежуточные отказы могут быть вызваны факторами всех групп. Относительный вклад отдельных групп факторов в ненадежность трубопроводов [1]: конструкционные — 16, технологические — 28, эксплуатационные — 56%.

Отказы чаще всего происходят в сварных швах, гibaх и т. п. Например, по данным работы [2], 54% отказов трубопроводов на АЭС произошли в сварных швах, 40% — в основном металле и 6% — в резьбовых соединениях труб.

Абсолютному большинству серьезных отказов трубопроводов и сосудов предшествуют течи. Из этого следует практический вывод: с помощью регулярных осмотров и контроля потенциально опасных участков трубопроводов и сосудов (сварных швов и др.) можно в значительной степени повысить их надежность и, что особенно важно, предотвратить катастрофические отказы.

Перечисленные в табл. 1 факторы, воздействуя на трубопроводы и сосуды, могут вызвать следующие основные механизмы их разрушения (в порядке значимости): усталость (малоциклическую, высокоциклическую, тепловую), коррозию под напряжением, ползучесть, коррозию, хрупкое разрушение, вязкое разрушение, эрозию и др.

Как правило, механизм разрушения достаточно просто идентифицируется по характеру (внешнему виду) разрушения. Такой анализ отказов применительно к конкретным изделиям и условиям эксплуатации всегда необходим для достоверного выявления доминирующих механизмов и факторов. Без этого невозможна разработка эффективных мероприятий по повышению надежности изделий и методов прогнозирования уровня их надежности.

**Методы оценки надежности трубопроводов и сосудов высокого давления.** Можно выделить две группы методов определения количественных показателей надежности этих элементов: по статистическим данным эксплуатации или испытаний и в условиях отсутствия (или недостаточности) статистики отказов.

По отношению к эксплуатационным отказам некатастрофического характера (потенциально опасным отказам) трубопровод рассматривается как ремонтируемая система, элементами которой являются прямые участки, гibaы, сварные швы, литые элементы (колена, тройники и т. п.) [3]. Расчет надежности базируется на статистике отказов соответствующих элементов в эксплуатации. При оценке показателей надежности обычно используется предположение, что при нормальной эксплуатации закон надежности трубопровода (сосуда) аппроксимируется экспоненциальной функцией.

Для каждого типа трубопровода (и сосуда) в качестве показателей надежности целесообразно вычислять следующие параметры потока потенциально опасных отказов:

а) для прямых участков

$$\omega_1 = m_{\text{п}}/Tl \text{ (на погонный метр);} \quad (1)$$

$$\omega_2 = m_{\text{п}}/T\pi Dl \text{ (на единицу поверхности);} \quad (2)$$

б) для сварных швов

$$\omega_3 = m_{\text{св}}/T\pi Dn_{\text{св}} \text{ (на единицу длины шва);} \quad (3)$$

в) для гibaов

$$\omega_4 = m_{\text{г}}/Tn_{\text{г}} \text{ (на один гиб).} \quad (4)$$

Здесь  $m_{\text{п}}$ ,  $m_{\text{св}}$ ,  $m_{\text{г}}$  — число отказов на прямых участках, сварных швах и гibaх трубопровода соответственно;  $T$  — наработка трубопровода;  $l$  и  $D$  — длина и наружный диаметр трубопровода;

$n_T$  — число гибов на нем;  $n_{св}$  — число сварных швов.

В общем случае, т. е. для трубопровода с трубами нескольких диаметров,

$$\omega_2 = m_{II}/T\pi \sum_j D_l j; \quad \omega_3 = m_{св}/T\pi \sum_j D_j, \quad (5)$$

где  $j$  — номер участка трубопровода одного типоразмера.

Для оценок параметров потока отказов целесообразно определить доверительные интервалы  $I_\alpha$ :  $\omega_{ниж}$ ,  $\omega_{верх}$  ( $\alpha$  — доверительная вероятность), характеризующие точность статистических оценок. Верхнюю и нижнюю доверительные границы для параметра потока отказов можно получить по формулам

$$\omega_{верх i} = \omega_i/r_2; \quad \omega_{ниж i} = \omega_i/r_1, \quad (6)$$

где  $r_1$  и  $r_2$  — табличные коэффициенты, зависящие от  $m$ ,  $i$  и  $\alpha$  [4, 5], индекс  $i$  означает п, св или г соответственно.

При отсутствии отказов элементов в течение наработки  $T$  значение доверительной границы  $\omega_{верх}$  можно определить по формуле

$$\omega_{верх i} = (1 - \sqrt[n]{1 - \alpha})/T, \quad (7)$$

где  $n$  — число масштабных единиц (погонных и квадратных метров, гибов).

По этой же формуле можно оценивать верхнюю доверительную границу такого показателя надежности, как интенсивность катастрофических отказов (крупных разрывов) трубопроводов или сосудов АЭС. Здесь речь идет именно об интенсивности, а не о параметре потока отказов, так как по отношению к катастрофическим отказам указанные изделия следует рассматривать как невосстанавливаемые.

При отсутствии или недостаточности статистической информации надежность трубопроводов и сосудов под давлением можно приближенно оценить с помощью методов, базирующихся на вероятностных моделях, описывающих поведение трубопроводов (сосудов) в процессе эксплуатации и их разгерметизацию или разрушение.

Примером такой простейшей модели может служить модель «нагрузка — прочность» [6]. С ее помощью оценивается вероятность превышения одной случайной величиной (нагрузкой) другой случайной величины (прочности) материала трубопровода или сосуда. Более сложные модели базируются на применении методов анализа напряженного состояния, механики разрушения (учета зарождения и развития трещин) и др. В настоящее время большинство этих методов оценки надежности находится в стадии разработки.

**Оценка фактической надежности трубопроводов и сосудов под давлением АЭС по данным эксплуатации.** Для получения достоверных оценок показателей надежности необходимо иметь представительную статистику отказов. Поскольку отказ трубопровода или сосуда — событие довольно редкое,

требуется дополнительная эксплуатация этих изделий для получения требуемого объема исходных данных. К настоящему времени лишь у некоторых отечественных АЭС продолжительность эксплуатации достаточна для получения достоверных статистических данных о надежности трубопроводов и сосудов под давлением.

Для развития ядерной энергетики наибольший интерес представляют энергоблоки мощностью 1 млн кВт с РБМК и ВВЭР. Энергоблок с ВВЭР-1000 находится в стадии строительства. Энергоблоки с РБМК-1000 к 1978 г. проработали около 11 реакторо-лет. Поскольку отказов трубопроводов и сосудов под давлением первого контура этих реакторов не было, можно сделать верхнюю оценку параметра потока отказов для системы трубопроводов первого контура реакторов этого типа по формуле (6). Она составляет  $\sim 10^{-6}$  ч<sup>-1</sup> на один реактор.

Наибольший срок работы отечественных энергоблоков с ВВЭР имеют первые два блока Нововоронежской АЭС мощностью 210 и 365 кВт соответственно. Он составляет 17 реакторо-лет. С момента их пуска и до 1975 г. были зарегистрированы всего два отказа трубопроводов первого контура. В соответствии с этим параметр потока отказов системы трубопроводов одной циркуляционной петли этих реакторов равен  $\sim 1,5 \cdot 10^{-6}$  ч<sup>-1</sup> на реактор.

В целях более подробного анализа фактической надежности трубопроводов и сосудов высокого давления была собрана статистическая информация на Первой в мире АЭС в Обнинске, Белоярской АЭС и АЭС с реактором ВК-50 в Димитровграде. Эти станции эксплуатируются в течение длительного времени (Обнинская — с 1954 г., ВК-50 —

Таблица 2

Характеристики и параметры потоков отказов трубопроводов и сосудов под давлением Первой в мире АЭС

| Оборудование  | Материал           | Давление, кгс/см <sup>2</sup> | Температура, °С | $\omega$ , $10^{-6}$ ч <sup>-1</sup> |
|---|--------------------|-------------------------------|-----------------|--------------------------------------|
| Магистральные трубопроводы первого контура, $D_y = 200$ | 1X18H9T            | 100                           | 100—300         | 20,8                                 |
| Индивидуальные трубопроводы, $D_y = 20$                 | 1X18H9T            | 100                           | 290             | 0                                    |
| Корпус компенсатора объема                              | 1X18H9T            | 100                           | —               | 1,6                                  |
| Экономайзер   | 1X18H9T            | 100 (14) *                    | 200             | 3,9                                  |
| Пароперегреватель                                       | Углеродистая сталь | 100 (13) *                    | 290             | 24,0                                 |
| Испаритель  | 1X18H9T            | 100 (14) *                    | 200             | 2,4                                  |

\* В скобках — давление внутри корпуса.

Таблица 3

Характеристики и верхняя 95%-ная доверительная граница для параметра потока отказов сосудов и трубопроводов ВК-50

| Оборудование                   | Температура, °С | Давление, кгс/см <sup>2</sup> | $\omega_{\text{верх}}, 10^{-5} \text{ ч}^{-1}$ |
|--------------------------------|-----------------|-------------------------------|--|
| Сепаратор высокого давления    | 310             | 100                           | 3,5  |
| Сепаратор низкого давления     | 241             | 35                            | 3,5  |
| Подогреватели низкого давления | —               | 15                            | 7,5  |
| Бак деаэрата                   | 104             | 1,2                           | 3,5  |
| Комплект трубопроводов         | 100—300         | 1—100                         | 7,5  |

80%-ный доверительный интервал составляет  $(1 \div \div 8) \cdot 10^{-8} \text{ ч}^{-1}$ .

Анализ данных эксплуатации трубопроводов и сосудов ВК-50, являющегося экспериментально-промышленной установкой, показал, что отказов упомянутых изделий практически не наблюдалось со времени ее пуска. В этих условиях можно вычислить верхнюю доверительную границу для параметра потока отказов (см. табл. 3). Среднее значение параметра потока и его нижняя доверительная граница совпадают и равны нулю. Характеристики трубопроводов, сосудов под давлением и коллекторов БАЭС представлены в табл. 4. Там же приведен 80%-ный доверительный интервал  $I_{0,8}$  для параметра потока отказов.

с 1965 г., Белоярская — с 1964 г.). В результате удалось собрать статистику отказов, которую можно обработать по изложенной в предыдущем разделе методике. Данные на Первой в мире АЭС были собраны с начала эксплуатации по 1975 г. включительно, а на БАЭС и ВК-50 — с начала эксплуатации по 1978 г.

Характеристики рассмотренных изделий и полученные показатели их надежности приведены в табл. 2—4. В табл. 2 для магистральных трубопроводов первого контура приведен общий параметр потока отказов. Параметры потоков отказов на один сварной шов и на один гиб этих трубопроводов примерно равны и составляют  $5 \cdot 10^{-8} \text{ ч}^{-1}$ .

Анализируя опыт эксплуатации первого и второго блоков БАЭС, а также Первой в мире АЭС, можно отметить, что наибольшая часть отказов трубопроводов и сосудов под давлением этих энергоблоков с канальными реакторами связана с протечками теплоносителя на неосновных трубопроводах малых диаметров — свищах, обрывах на дренажных, импульсных, воздушных линиях, в местах приварки гильз термометров сопротивления. Аналогичный вывод делается в работе [2] применительно к АЭС с корпусными легководными реакторами. Там отмечается, что 70% отказавших труб на АЭС имеет диаметр 150 мм. На индивидуальных трубопроводах первого и второго блоков БАЭС большинство отказов связано с протечками сальников отключающих устройств.

Технические характеристики и показатели надежности трубопроводов и сосудов высокого давления БАЭС

Таблица 4

| Оборудование                                 | Диаметр и толщина стенки, мм | Материал | Давление, кгс/см <sup>2</sup> | Температура, °С | Параметр потока отказов                |   |   |  |
|--|------------------------------|----------|-------------------------------|-----------------|--|---|---|--|
|  |                              |          |                               |                 | общий                                  | прямой участок  | сварной шов   | гиб                                    |
|  |                              |          |                               |                 | $\omega; I_{0,8}, 10^{-6} \text{ 1/ч}$ | $\omega_1; I_{0,8}, 10^{-8} \text{ 1/ч} \cdot \text{м}$ | $\omega_2; I_{0,8}, 10^{-8} \text{ 1/ч} \cdot \text{м}$ | $\omega; I_{0,8}, 10^{-8} \text{ 1/ч}$ |
| Трубопровод высокого давления (ВД) контура I | 279×14                       | X18H9T   | 160                           | 340             | —                                      | 1,5   | 44,3  | 9,2                                    |
| Трубопровод ВД насыщенного пара контура I    | 219×16                       | X18H9T   | 110                           | 316             | —                                      | 0,8—2,1   | 35,7—52,1   | 6,0—12,1                               |
| Главный паропровод                           | 279×15                       | 12ХМФ    | 95                            | 510             | —                                      | 0   | 13,0  | 4,2                                    |
| Питательный трубопровод ВД контуров I и II   | 245×18                       | СТ 20    | 135                           | 300             | —                                      | 0—1,6   | 5,4—19,4  | 0,9—6,8                                |
| Индивидуальный трубопровод                   | 32×3                         | 1X18H9T  | 145                           | 330             | —                                      | 0   | 27,8  | 59,0                                   |
| Барабан-сепаратор                            | 1600×92                      | 16ГНМ    | 150                           | 340             | —                                      | 0—0,9   | 19,4—35,6   | 46,1—71,1                              |
| Испаритель                                   | 2000×70                      | 18ТС     | 110                           | 316             | —                                      | 5,4   | 30,0  | 49,6                                   |
| Подогреватель ВД                             | 1500×12                      | 22К      | 12                            | 290             | —                                      | 2,2—8,1   | 19,5—39,5   | 38,3—59,8                              |
| Коллектор водяной                            | 273×28                       | 1X18H9T  | 130                           | 310             | —                                      | 0   | 0   | 0                                      |
| Коллектор перегретого пара                   | 325×35                       | 12ХМФ    | 115                           | 510             | —                                      | 0—0,04  | 0—1,2   | 0,02                                   |
|  |                              |          |                               |                 |  | 5,8   | —   | —                                      |
|  |                              |          |                               |                 |  | 2,4—8,7   | —   | —                                      |
|  |                              |          |                               |                 |  | 8,0   | —   | —                                      |
|  |                              |          |                               |                 |  | 4,9—10,7  | —   | —                                      |
|  |                              |          |                               |                 |  | 7,2   | —   | —                                      |
|  |                              |          |                               |                 |  | 14,9—9,4  | —   | —                                      |
|  |                              |          |                               |                 |  | 1,9   | —   | —                                      |
|  |                              |          |                               |                 |  | 1,1—2,6   | —   | —                                      |
|  |                              |          |                               |                 |  | 6   | —   | —                                      |
|  |                              |          |                               |                 |  | 0—1,1   | —   | —                                      |

Свищи и трещины в сварных швах возникали, как правило, в случае повышенной вибрации трубопроводов, недостаточной их компенсационной способности или некачественного выполнения сварных швов, а также коррозии. Опасным видом дефекта коллекторов является трещина в районе сварного шва. Такие дефекты могут вести к полному отрыву труб от коллекторов. Существенно, что серьезных отказов крупных трубопроводов и сосудов высокого давления на всех эксплуатирующихся отечественных АЭС не наблюдалось.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Kilsby E. «Nucl. Safety», 1965—1966, v. 7, N 2.
2. Basin S., Burns E. «Trans. Amer. Nucl. Soc.», 1977, v. 26.
3. Клёмин А. И. Инженерные вероятностные расчеты при проектировании ядерных реакторов. М., Атомиздат, 1973.
4. Шоп Я. Б. Статистические методы анализа и контроля качества и надежности. М., «Сов. радио», 1962.
5. Шоп Я. Б., Кузьмин Ф. И. Таблицы для анализа и контроля надежности. М., «Сов. радио», 1968.
6. Аристов А. И., Борисенко В. С. Оценка надежности механических систем. М., «Знание», 1972.

Поступила в Редакцию 23.10.78

УДК 620.9.91

## Об оптимизации интегрированной в рамках СЭВ системы ядерной энергетики

ЧЕРНАВСКИЙ С. Я., ТРЕХОВА Н. А., КОРЯКИН Ю. И.

Развитие ядерной энергетики (ЯЭ) в странах — членах СЭВ будет идти по пути усиления интеграционных тенденций. Именно для ЯЭ интеграция может дать наибольший эффект. Интеграция топливного цикла позволит увеличить темпы ввода быстрых реакторов, что в будущем будет иметь решающее значение. Перспективность интегрированной системы для стран — членов СЭВ показана в работе [1]. Расчеты проведены на оптимизационной модели, интегрированной по топливным связям системы ЯЭ, объединяющей страны — члены СЭВ. В качестве критерия оптимизации принят минимум потребностей в природном уране за весь прогнозируемый период. Было найдено, что благодаря интеграции доля быстрых реакторов-размножителей в конце прогнозируемого периода может быть увеличена в целом для СЭВ на 8—12 % при снижении расхода природного урана на 13—14 %.

Если в качественном отношении выводы работы [1] бесспорны, их количественная сторона требует уточнений. Дело в том, что использование при оптимизации ЯЭ в качестве критерия оптимальности природного урана не учитывает таких важных характеристик, как капиталовложения, стоимость добычи и переработки ядерного топлива, и поэтому искажает количественные характеристики структуры ЯЭ.

При прогнозировании ЯЭ в национальных рамках, как правило, используются приведенные затраты. Применение в рамках одной страны критерия минимума приведенных затрат, а в рамках СЭВ — критерия минимума расхода природного урана приводит к противоречивым результатам. Поэтому необходимо разработать метод, учитывающий денежные затраты при сооружении и эксплуатации ядерных энергоустановок и рассмотрении

их в рамках СЭВ. Такая задача поставлена в настоящей работе. При этом не рассматривается территориальное размещение тех или иных мощностей АЭС с быстрыми или тепловыми реакторами. Решается только задача оптимизации структуры ЯЭ, т. е. количественного соотношения быстрых и тепловых реакторов.

При разработке метода оптимизации по денежному критерию за основу может быть взята модель ЯЭ, представляющая собой совокупность линейных балансовых уравнений, отражающих топливные связи между АЭС в странах — членах СЭВ и связи с электроэнергетическими системами стран. Эта модель приведена в работе [2], и для интегрированной системы ЯЭ в рамках СЭВ она записывается в виде

$$Ax = b, x \geq 0. \quad (1)$$

Заметим, что модели ЯЭ для каждой страны в национальных рамках по форме аналогичны выражению (1).

Рассмотрим совокупность  $S$  стран и предположим, как и в работе [2], что цель каждой страны — минимизировать для принятого темпа суммарные приведенные затраты на развитие национальной системы ЯЭ. Для каждой страны эти затраты исчисляются в национальной валюте. В соответствии с этим примем, что  $i$ -я страна стремится так развивать систему ЯЭ, чтобы

$$C_i'x \rightarrow \min, i = 1, 2, \dots, S, \quad (2)$$

где  $C_i'$  — вектор удельных приведенных затрат  $i$ -й страны (в национальной валюте);  $x$  — стратегия развития системы ЯЭ.

В реальной практике расчетов между странами — членами СЭВ используется денежная единица — переводной рубль. Естественно использовать эту единицу и в данной задаче. Если обозна-