



УДК 628.165

А. Наими, В.А. Рассохин

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ОПРЕСНИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

A. Naeimi, V.A. Rassokhin

NUMERICAL SIMULATION AND FEASIBILITY STUDY OF THERMAL DESALINATION PLANTS

Иран имеет значительное количество газотурбинных установок, которые расположены недалеко от побережья региона. Из-за нехватки свежей воды в Иране эти электростанции используются для получения пресной воды. Наиболее распространенными методами опреснения являются RO (обратный осмос), MSF (многоступенчатая дистилляция), MED (дистилляция многоэффективного действия) и MED–TVC (дистилляция многоэффективного действия — сжатый тепловой пар). В этом исследовании сравниваются методы RO, MED и MED–TVC. Результаты моделирования показывают, что восстановленное тепло выхлопных газов основного стека оптимально для обеспечения деминерализованной воды (ДМ), необходимой для впрыскиваемого пара MED опреснения. Эта тема очень важна, поскольку дополнительная рекуперация тепла используется для улучшения тепловой эффективности электростанции. Кроме того, показано, что при добавлении в испаритель деаэратаora третьего ряда очень простой и недорогой оребренной трубы можно получить достаточно пара для генерации 5200 м³/сут. опресненной воды.

ТУРБИНА; ОПРЕСНЕНИЕ; ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ; MED; ВОДА.

Iran has a considerable amount of gas turbine plants and many of them have been located in the south, near the seashore region. Because of fresh water shortage in some parts of Iran, these power plants are used for supplying fresh water. The most common desalination methods are RO (Reverse Osmosis), MSF (Multi-Stage Flash distillation), MED (Multi-Effect Distillation), and MED–TVC (Multi-Effect Distillation-Thermal Vapor Compression). In this research, methods of RO, MED, and MED–TVC are compared. Simulation results show that heat recovery of emissions of the main stack is an optimal case for providing demineralized water (DM) required for injected steam of MED desalination. This subject is very important because of improving thermal efficiency of power plant using extra heat recovery. It has been shown too that by adding three rows of finned tube to de-aerator evaporator, which is very simple and low cost, required steam for generating 5200 m³/day of desalinated water is obtainable.

TURBINE; DESALINATION; THERMODYNAMIC SIMULATION; MED; WATER.

Отсутствие пресной воды — это не временная проблема в какой-либо стране или районе, но долгосрочная и существенная проблема для выживания человечества и развития обществ на нашей планете. В районе Ближнего Востока большинство стран не имеют доступа к достаточному количеству пресной воды. С другой стороны, они окружены неограниченным количеством морской воды. Таким образом, опреснение морской воды — хорошее решение про-

блемы получения пресной воды. Известно, что коммерчески доступны три вида крупноразмерного опреснения морской воды: многоступенчатая дистилляция (MSF*), дистилляция многоэффективного действия (MED**) и обратный осмос (RO***). Существенное различие между этими процессами — в требованиях к потреблению

* Multi-Stage Flash distillation

** Multi-Effect Distillation

*** Reverse Osmosis

энергии, входной тепловой энергии для MSF и MED или электрической энергии для RO [1–6].

В последние годы многие газовые турбины, работающие в открытом цикле, в Иране были преобразованы для работы в режиме комбинированного цикла с целью повышения тепловой эффективности. Но на многих электростанциях температура основного выхлопного стека газа по-прежнему высока, и поэтому можно использовать получающееся при снижении температуры выхлопных газов до допустимого значения дополнительное тепло в качестве входного источника энергии для тепловой установки по опреснению воды [7].

В Иране существует проблема питьевой воды. С другой стороны, в этой стране много электростанций, находящихся на юге, рядом с Персидским заливом. Цель данного исследования — выбор наиболее экономичного метода опреснения морской воды на юге Ирана исходя из условий окружающей среды, климата и энергии.

Термодинамическое моделирование

В качестве первого шага был смоделирован процесс работы электростанции комбинированного цикла. Блок комбинированного цикла состоит из двух газовых турбин MAPNA V94.2.5 (каждая с полной мощностью 162 МВт), двух парогенераторов для рекуперации тепла и одной паровой турбины с мощностью 160 МВт [7]. Электростанция в Ассалуе состоит из четырех блоков комбинированного цикла. Сравнение результатов расчетов с имеющимися данными, опубликованными производителями основного оборудования показывает достаточную точность моделирования (см. табл. 1).

Моделирование опреснения

В процессе MED, который анализируется в данном исследовании, соляной раствор перегоняют, т. е. выпаривают с получением бессолевого пара, который затем конденсируют в пресную воду. Чтобы увеличить эффективность системы, тепло извлекают из паров конденсации и используют для испарения дополнительного солевого рассола при более низком давлении. Внешний источник греющего пара нужен только для испарителя при высоком давлении [1]. В этой системе греющий пар проходит внутри горизонтальных труб, внешнюю поверхность

которых опрыскивают солевым раствором, откуда он частично испаряется. Эффективность процесса MED можно увеличить путем добавления в систему сжатого теплового пара (TVC*). В системе TVC доля паров от конечного выхода собирается и сжимается паровой струей эжектора в один или два этапа [8–10]. Схема системы MED-TVC представлена на рис. 1.

Далее в этом разделе рассматриваются три типа систем опреснения: RO, MED и MED-TVC. Некоторые ключевые параметры системы MED и RO перечислены ниже:

1. Количество этапов процесса опреснения является одним из основных конструктивных параметров для системы MED. Чем больше это количество, тем больше продуктивность. Но с ростом числа этапов капитальные затраты на строительство MED повышаются [11].

2. Пар, который подается на первом этапе, имеет определенную температуру, а именно — температуру насыщения греющего пара. Чем больше температура пара на этом этапе, тем больше продуктивность и меньше капитальные затраты на строительство MED.

3. Меньшие значения температуры позволяют увеличить размер системы (конструкция с большим числом этапов), но ее стоимость будет выше. В данном исследовании принято значение температуры 40 °С.

4. Температура морской воды также является одним из ключевых конструктивных параметров для системы MED. Поскольку температура окружающей среды для конструкции паровой части составляет 24,5 °С, средняя температура морской воды 22 °С.

5. Процент примесей (соли и др.) в Персидском заливе составляет около 4,5 %.

6. Эффективность смоделированной системы RO считается равной 40 %.

При выборе оптимального значения перечисленных параметров используется критерий экономической эффективности. Моделирование проводилось для пара на 1-м этапе; $T_s = 70; 80$ и 90 °С; число этапов — 4 и 5; рассеянная жара ($T = 139$ °С) в главном стеке для производства пара с давлением $P = 1,1$ бар. Этот расчет был выполнен для скорости потока воды, равной 75 т/ч (1800 т/день). Стоимость производства электроэнергии — 2 цент/кВт·ч.

* Thermal Vapor Compression

Таблица 1

Сравнение результатов моделирования с реальными данными*

Характеристика, ед. измерения	Реальные данные	Результаты моделирования
Температура окружающей среды, °С	24,5	24,5
Высота сайта, м	17	17
Влажность, %	63	63
Топливо LHV, кДж/кг	48737	48749
<i>Рабочие параметры ГТУ</i>		
Модель ГТУ	V94.2.5 TUGA	V94.2
Потеря входного давления, мбар	10	10
Потеря выхлопного давления, мбар	30	30
Валовая мощность на клеммах генератора, кВт	147082	147090
Валовая эффективность на клеммах генератора, %	33,14	33,09
Массовый расход топлива, кг/с	9,106	9,118
Температура выхлопных газов, °С	548,3	548,4
Выпускной массовый расход, кг/с	509,11	509,1
<i>Рабочие параметры HRSG*</i>		
Массовый расход топлива в котле, кг/с	0,2	0,2
Температура выхлопных газов в стеке, °С	139,1	139
Эффективность HRSG, %	79,47	78,75
<i>Рабочие параметры ПТУ</i>		
Давление конденсации в выходе конденсатора, бар	0,146	0,146
Расход пара высокого давления, кг/с	134	134
Температура пара высокого давления на входе турбины, °С	520	520
Давление пара высокого давления на входе турбины, бар	90	90
Расход пара низкого давления, кг/с	18	18
Температура пара низкого давления на входе турбины, °С	230	230
Давление пара низкого давления на входе турбины, бар	8,5	8,5
Валовая мощность на клеммах генератора, кВт	158720	158610
Расход на выхлопе турбины низкого давления, кг/с	151,576	152
Давления на выхлопе турбины низкого давления, бар	0,146	0,146
Качество на выхлопе турбины низкого давления, %	87,9	87

* Heat Recovery Steam Generator

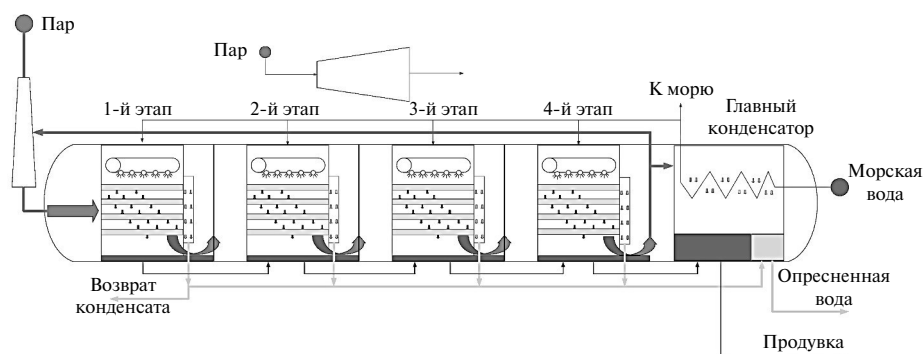


Рис. 1. Принципиальная схема метода MED-TVC, который анализируется в данном исследовании

Допустимая температура верхних слоев раствора — около $T = 70$ °С. Оптимальный вариант расчета — 5 (4 этапа и $T_s = 80$ °С). Это видно из табл. 2, где представлены результаты моделирования. Варианты 1 и 4 имеют высокую максимальную температуру раствора, а варианты 3 и 6 — высокую стоимость. Вариант 5 лучше, чем 2-й, поскольку он имеет низкую стоимость. Снижение температуры газа в главном стеке в этом случае составляет почти 12,7 °С. Снижение выходной мощности газовой турбины из-за использования опреснения также было рассмотрено в этом расчете.

Результаты сравнительного анализа систем опреснения MED. На первом этапе данного исследования кратко проанализированы три типа методов опреснения, которые поставляют воду для электростанции. Потребление деминерализованной воды (ДМ) в одном блоке комбинированного цикла составляет около 35 т/ч, в то время как общее потребление воды в четырех блоках электростанции комбинированного цикла, как в Асалуэе, составляет только 75 т/ч. Три типа методов опреснения, которые рассматриваются в настоящем исследовании, — это:

опреснение RO;

опреснение MED, при котором вводимый пар обеспечивается за счет тепла, рассеиваемого в главном стеке;

опреснение MED-TVC, при котором закачка пара является частью LP пара, извлеченного паром, полученным в HRSG*.

После выбора системы с точки зрения экономики исследуется возможное производство пресной воды с использованием рассеиваемой тепловой энергии в основных стеках четырех блоков комбинированного цикла. В дальнейшем будет введен метод альтернативный (более простой и дешевый) упомянутому выше методу монтажа оборудования в главном стеке для получения пресной воды.

Технико-экономическое сравнение для выбора рациональной системы производства пресной воды. Выполнено техническое и экономическое исследование по использованию трех типов систем опреснения (RO, MED и MED-TVC). Сравняются технико-экономические параметры установок для опреснения воды

мощностью 35 и 75 т/ч (см. в табл. 3 и 4). Экономический аспект сводится к сравнению чистой приведенной стоимости (NPV**) (см. конец табл. 3 и 4).

На основании данных табл. 3 и 4 можно заключить следующее :

Как и ожидалось, валовая мощность в случае MED-TVC намного меньше, чем в других вариантах. Это является следствием использования части пара LP для опреснения (вместо расширения в паровой турбине). В варианте MED мы сталкиваемся просто с небольшой потерей мощности из-за дополнительного падения давления в выпускном канале газа, а также из-за обеспечения необходимого пара для эжектора от паропровода LP.

Благодаря ожидаемому низкому энергопотреблению, чистая мощность в системе MED больше, чем в других системах. Чистая мощность в системе RO меньше, чем в системе MED, из-за более высокого энергопотребления. В то же время система MED-TVC имеет самую низкую чистую выходную мощность.

MED имеет высокий, а MED-TVC — низкий КПД цикла. Эффективность ТЭЦ, то есть отношение чистой выходной мощности к энергии инжескированного пара в виде топлива в системе MED-TVC, выше, чем в системе RO. Вместе с тем MED придает высокую эффективность ТЭЦ.

Уменьшение температуры выхлопных дымовых газов в системе рекуперации тепла равно примерно 5,9 °С и 12,7 °С. Эта разность температуры используется в системе MED для получения пара в системе.

Снижение доходов от реализации электроэнергии в системе MED меньше, чем в других вариантах, при условии, что оборудование будет использоваться в течение двадцати лет.

Чистая приведенная стоимость (NPV) в системах MED и MED-TVC была рассчитана на основе стоимости капитала и снижения выработки электроэнергии по сравнению с проектной. Таким образом, система с наименьшей чистой приведенной стоимостью (NPV) является наиболее экономичной. Чистая приведенная стоимость в системе MED почти на 50 % меньше, чем в системе RO. NPV в системе RO

*Heat Recovery Steam Generator

** Net Present Value

Результаты расчетов разных вариантов системы MED

Название параметра	Ед. измерения	Значения параметров для разных вариантов					
		Вариант 1: $T_s = 90\text{ }^\circ\text{C}$; 5 этапов	Вариант 2: $T_s = 80\text{ }^\circ\text{C}$; 5 этапов	Вариант 3: $T_s = 70\text{ }^\circ\text{C}$; 5 этапов	Вариант 4: $T_s = 90\text{ }^\circ\text{C}$; 4 этапа	Вариант 5: $T_s = 80\text{ }^\circ\text{C}$; 4 этапа	Вариант 6: $T_s = 70\text{ }^\circ\text{C}$; 4 этапа
Валовая выходная мощность	кВт	453 335	453 337	453 341	453 309	453 312	453 315
Потребляемая электрическая мощность	кВт	9 057	9 057	9 057	9 057	9 056	9 057
Мощность, потребляемая на опреснение	кВт	107	106	105	123	123	121
Полезная мощность	кВт	444 171	444 174	444 179	444 129	444 133	444 137
Температура дымовых	$^\circ\text{C}$	128,5	128,8	129	126	126,3	126,6
Паровое отопление MED	т/ч	16,98	16,57	16,17	21,17	20,64	20,13
Максимальная температура солевого рассола	$^\circ\text{C}$	82,46	73,94	65,59	80,12	72	64,11
Жизненный цикл установки	год	20	20	20	20	20	20
Чистый доход от производства энергии	USD	1 556 375 184	1 556 385 696	1 556 403 216	1 556 228 016	1 556 242 032	1 556 256 048
Снижение доходов по сравнению с номинальным режимом	USD	911 040	900 528	883 008	1 058 208	1 044 192	1 030 176
Капитальные затраты на опреснение	USD	1 719 988	2 000 378	2 471 113	1 558 176	1 770 543	2 111 810
Уровень инфляции		0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Чистая приведенная стоимость общих затрат	USD	2 512 197	2 783 446	3 238 946	2 478 357	2 678 536	3 007 615

Таблица 3

Технико-экономическое сравнение трех вариантов опреснения при производстве ДМ воды в одном блоке электростанции комбинированного цикла в Ассалуэ

Параметры	Ед. измерения	Значения параметров для разных вариантов			
		Оригинал	RO	MED	MED-TVC
Валовая мощность	кВт	453 491	453 491	453 381	452 335
Потребляемая в цикле электрическая мощность	кВт	9 060	9 059	9 058	9 029
Мощность, потребляемая на опреснение	кВт	0	318	57	62
Полезная мощность	кВт	444 431	444 114	444 266	443 245
Чистое входное топливо	кВт	907 902	907 902	907 820	907 902
Валовая эффективность	%	49,95	49,95	49,94	49,82
КПД нетто	%	48,95	48,92	48,94	48,82
Эффективность ТЭЦ	%	48,95	48,92	49,64	49,38
Температура дымовых	°С	139,00	139,00	133,10	138,40
GOR				3,63	5,02
Жизненный цикл установки	год	20	20	20	20
Чистый доход от производства энергии	USD	1 557 286 224	1 556 175 456	1 556 708 064	1 553 130 480
Снижение доходов по сравнению с номинальным режимом	USD	0	1 110 768	578 160	4 155 744
Капитальные затраты на опреснение	USD	0	1 314 397	1 023 129	1 148 200
Стоимость монтажа испарителя	USD	0	0	200,000	0
Уровень инфляции		0,15	0,15	0,15	0,15
Чистая приведенная стоимость общих затрат	USD	0	2 280 282	1 725 877	4 761 890

Таблица 4

Технико-экономическое сравнение трех вариантов опреснения при производства ДМ воды в четырех блоках электростанции комбинированного цикла в Ассалуэ

Параметры	Ед. измерения	Значения параметров для разных вариантов			
		Оригинал	RO	MED	MED-TVC
Валовая мощность	кВт	453 491	453 492	453 312	451 014
Потребляемая в цикле электрическая мощность	кВт	9 060	9 060	9 056	8 994
Мощность, потребляемая на опреснение	кВт	0	678	123	136
Полезная мощность	кВт	444 431	443 754	444 133	441 884
Чистое входное топливо	кВт	907 902	907 902	907 785	907 902
Валовая эффективность	%	49,95	49,95	49,94	49,68
КПД нетто	%	48,95	48,88	48,92	48,67
Эффективность ТЭЦ	%	48,95	48,88	50,44	49,87
Температура дымовых	°С	139,00	139,00	126,30	138,40
GOR	—	—	—	3,63	5,02
Жизненный цикл установки	год	20	20	20	20
Чистый доход от производства энергии	USD	1 557 286 224	1 556 915 067	1 556 242 032	1 548 361 536
Снижение доходов по сравнению с номинальным режимом	USD	0	2 237 157	1 044 192	8 924 688

Параметры	Ед. измерения	Значения параметров для разных вариантов			
		Оригинал	RO	MED	MED-TVC
Капитальные затраты на опреснение	USD	0	2 605 711	1 770 543	1 991 899
Стоимость монтажа испарителя	USD	0	0	350,000	0
Уровень инфляции	—	0,15	0,15	0,15	0,15
Чистая приведенная стоимость общих затрат	USD	0	4 667 586	3 028 536	9 752 497

составляет около половины соответствующего параметра системы MED-TVC. Поэтому восстановление тепла выхлопных газов основного стека — это оптимальный метод для получения ДМ воды, необходимой для впрыскиваемого пара в системе MED. Рис. 2 иллюстрирует термодинамические данные в системе MED, разработанной для поставки ДМ воды при скорости потока 1800 т/день.

Максимальная выработка свежей воды при использовании рекуперации тепла в главном стеке на электростанции комбинированного цикла в Ассалуе. На основе данных, приведенных в табл. 1, результатов моделирования, о которых говорилось в предыдущем разделе, а также термодинамических данных на рис. 2 рассчитана максимальная скорость потока свежей воды, которую можно получить в главном стеке в системе MED. Как уже показано в табл. 1, в режиме моделирования температура выхлопных газов в главном стеке составляет 139 °С. Если испаритель устанавливается в конце HRSG, температура

выхлопных газов уменьшается до допустимого значения, и можно получить пар, необходимый для опреснения. Этим достигается максимальный расход пресной воды, а также повышение эффективности ТЭЦ.

Рассмотрим зависимости между расходом свежей воды (рис. 3, а), эффективностью ТЭЦ (рис. 3, б), уменьшением выходной мощности установки (рис. 3, в), а также капитальными затратами на системы опреснения (рис. 3, г) и основной температурой выхлопных газов дымовой трубы. Как хорошо видно из рис. 3, снижение температуры выхлопных дымовых газов на 20 °С позволяет генерировать 11000 м³/сут. опресненной воды в четырех блоках электростанции комбинированного цикла. Кроме того, эффективность ТЭЦ увеличена на 2 %, хотя полезная мощность каждого блока комбинированного цикла уменьшена на 430 кВт. Капиталовложения в такую опреснительную установку составляют около 8,5 млн долларов.

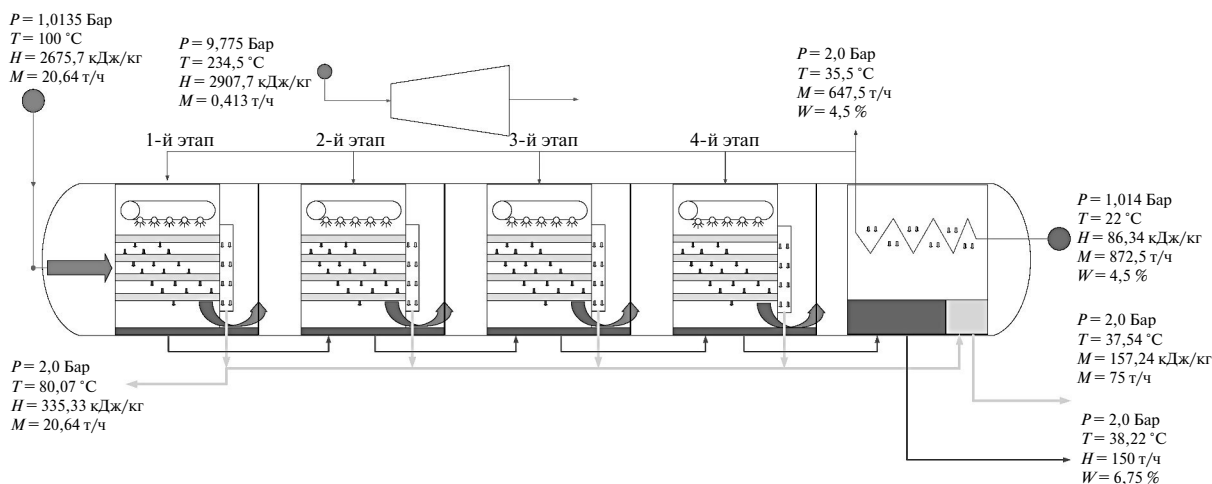


Рис. 2. Спроектированная система MED для поставки ДМ воды при скорости потока 1800 т/день

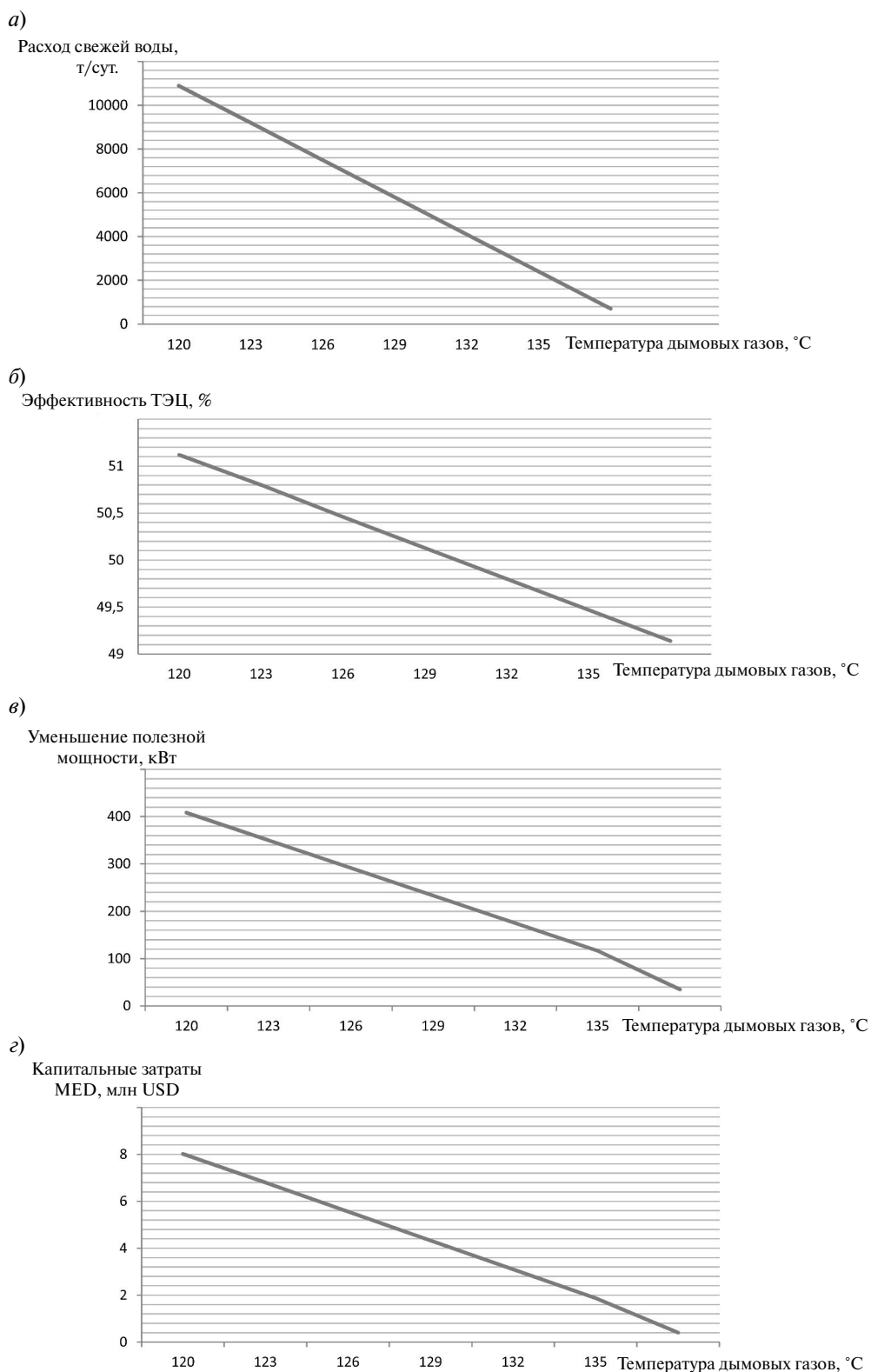


Рис. 3. Зависимости между расходом свежей воды (*a*), эффективностью ТЭЦ (*б*), уменьшением выходной мощности установки (*в*), а также капитальными затратами на системы опреснения (*г*) и основной температурой выхлопных газов дымовой трубы (Опреснение MED. Температура солевого раствора — 72 °C. Количество этапов — 4)

В системе MED-TVС для производства пара требуются испарители деаэрата. Поскольку монтаж отдельного оборудования для получения пара, такого, как в испарителях и барабанах в конце HRSG или в главном стеке, может столкнуться с некоторыми трудностями, есть простая альтернатива этому. В этом варианте будут добавлены три ряда оребренной трубы в деаэрат. Они могут поставлять около 6 т/ч дополнительного насыщенного пара с давлением около 6 бар в каждом HRSG. Таким образом, в каждом блоке может быть произведено около 54 т/ч пресной воды, что намного больше, чем требуется на электростанции. В четырех блоках электростанции в Ассалуе, которая включает восемь HRSG, таким путем может быть получен пар для обеспечения 5200 тонн чистой воды в день.

Из-за нехватки пресной воды количество требуемой деминерализованной воды на электростанции обеспечивается опреснением морской воды. В работе был проведен технико-эко-

номический анализ, чтобы выбрать наиболее эффективный метод опреснения для электростанции комбинированного цикла в Ассалуе (Иран).

Результаты моделирования показали, что восстановление тепла выхлопных газов основного стека оптимально для обеспечения ДМ воды, необходимой для впрыскиваемого пара MED опреснения.

При добавлении в испаритель деаэрата третьего ряда очень простой и недорогой оребренной трубы можно получить достаточно пара для генерации 5200 м³/сут. опресненной воды.

Снижение основной температуры выхлопных дымовых газов на 20 °С способствует ежедневной генерации 11000 т/сут ДМ воды. Благодаря этому эффективность ТЭЦ будет увеличена на 2 %, хотя и полезная мощность каждого блока комбинированного цикла будет уменьшена на 430 кВт.

Авторы статьи благодарят группу компаний MAPNA за предоставление данных.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Cohen M., Ianovici I., Breschib D. Power plant residual heat for seawater desalination // *Desalination*. 2002. Vol. 152. P. 155–165.
2. Sepehr S., Saeid A. Four E analysis and multi-objective optimization of combined cycle power plants integrated with Multi-stage Flash (MSF) desalination unit // *Desalination*. 2013. Vol. 320. P. 105–117.
3. Junjie Y., Shufeng S., Jinhua W., Jiping L. Improvement of a multistage flash seawater desalination system for cogeneration power plants // *Desalination*. 2007. Vol. 217. P. 191–202.
4. Tawfiq H., Dahdaha, Alexander M. Structural optimization of seawater desalination: I. A flexible superstructure and novel MED–MSF configurations // *Desalination*. 2014. Vol. 334. P. 252–265.
5. Gudea V.G., Nirmalakhandan N. Desalination at low temperatures and low pressures // *Desalination*. 2009. Vol. 244. P. 239–247.
6. Behzad N., Ali S., Mehdi A., Fabio R., Robert A. Exergetic, Economic and environmental analyses and multi-objective optimization of an SOFC–gas turbine hybrid cycle coupled with an MSF desalination system // *Desalination*. 2014. Vol. 334. P. 46–59.
7. Gomar Z., Heidary H., Davoudi M. Techno-economic study to select optimum desalination plant // *World Academy of Science, Engineering and Technology*. 2011. Vol. 5, № 3.
8. Ehsan S., Majid A., Cyrus A. Simulation and optimization of multi effect desalination coupled to a gas turbine plant with HRSG consideration // *Desalination*. 2012. Vol. 285. P. 366–376.
9. Chacartegui R., Sanchez D., Gregorio N., Jimenez-Espadafor F.J., Munoz A., Sanchez T. Feasibility analysis of a MED desalination plant in a combined cycle based cogeneration facility // *Applied Thermal Engineering*. 2009. Vol. 29. P. 412–417.
10. Sommariva C. Utilisation of power plant waste heat steams to enhance efficiency in thermal desalination // *Desalination*. 2008. Vol. 222. P. 592–595.
11. Saie M.H., Saie Y.M.H., Gabry H. Techno-economic study for combined cycle power generation with desalination plants at Sharm El Sheikh. *Desalination*. 2002. Vol. 153. P.191–198.

REFERENCES

1. Cohen M., Ianovici I., Breschib D. Power plant residual heat for seawater desalination. *Desalination*. 2002. Vol. 152. P. 155–165.
2. Sepehr S., Saeid A. Four E analysis and multi-objective optimization of combined cycle power plants integrated with Multi-stage Flash (MSF) desalination unit. *Desalination*. 2013. Vol. 320. P. 105–117.

3. **Junjie Y., Shufeng S., Jinhua W., Jiping L.** Improvement of a multistage flash seawater desalination system for cogeneration power plants. *Desalination*. 2007. Vol. 217. P. 191–202.
4. **Tawfiq H., Dahdaha, Alexander M.** Structural optimization of seawater desalination: I. A flexible superstructure and novel MED–MSF configurations. *Desalination*. 2014. Vol. 334. P. 252–265.
5. **Gudea V.G., Nirmalakhandan N.** Desalination at low temperatures and low pressures. *Desalination*. 2009. Vol. 244. P. 239–247.
6. **Behzad N., Ali S., Mehdi A., Fabio R., Robert A.** Exergetic, Economic and environmental analyses and multi-objective optimization of an SOFC-gas turbine hybrid cycle coupled with an MSF desalination system. *Desalination*. 2014. Vol. 334. P. 46–59.
7. **Gomar Z., Heidary H., Davoudi M.** Techno-economics study to select optimum desalination plant. *World Academy of Science, Engineering and Technology*. 2011. Vol. 5. № 3.
8. **Ehsan S., Majid A., Cyrus A.** Simulation and optimization of multi effect desalination coupled to a gas turbine plant with HRSG consideration. *Desalination*. 2012. Vol. 285. P. 366–376.
9. **Chacartegui R., Sanchez D., Gregorio N., Jimenez-Espadafor F.J., Munoz A., Sanchez T.** Feasibility analysis of a MED desalination plant in a combined cycle based cogeneration facility. *Applied Thermal Engineering*. 2009. Vol. 29. P. 412–417.
10. **Sommariva C.** Utilisation of power plant waste heat steams to enhance efficiency in thermal desalination. *Desalination*. 2008. Vol. 222. P. 592–595.
11. **Saie M.H., Saie Y.M.H., Gabry H.** Techno-economic study for combined cycle power generation with desalination plants at Sharm El Sheikh. *Desalination*. 2002. Vol. 153. P.191–198.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

НАИМИ Аббас — аспирант Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, PhD. 195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29. E-mail: naeimi.mech@gmail.com

РАССОХИН Виктор Александрович — доктор технических наук профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29. E-mail: v-rassokhin@yandex.ru

AUTHORS

NAEIMI Abbas — St. Petersburg Polytechnic University. 29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia. E-mail: naeimi.mech@gmail.com

RASSOKHIN Viktor A. — St. Petersburg Polytechnic University. 29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia. E-mail: v-rassokhin@yandex.ru