

Оптимизация работы ГПЭС на базе аккумуляторных батарей в составе изолированных энергосистем

Ханс-Александр Ост, Йурки Лейно, Матс Остман – компания Wärtsilä Energy Solutions

In brief

Optimization of a gas power plant in an isolated grid.

Fast starting gas engines integrated with an energy storage battery system provide a great potential for fuel and cost savings. In remote areas, for example island grids, where fuel prices are generally high, the study presented in this paper will reveal the great potential of integrated hybrid power plants.

Использование гибридной электростанции компании Wärtsilä на базе двигателей внутреннего сгорания и аккумуляторных батарей для накопления энергии обеспечивает дополнительные преимущества с точки зрения сэкономленных средств и эксплуатационных параметров. Расчеты и компьютерное моделирование такой станции были выполнены на основе фактических данных по нагрузке, полученных при работе в изолированной энергосистеме. При этом существуют определенные требования к энергоблокам, которые находятся в режиме горячего резерва. В отдаленных регионах цены на топливо могут изменяться в зависимости от его доступности, т.е. они ока-

зывают прямое влияние на рентабельность работы станции.

В статье представлены также результаты добавления солнечных энергоисточников в состав гибридной электростанции и ее экономические показатели при производстве энергии.

В состав гибридной электростанции входят шесть двухтопливных энергоблоков Wärtsilä 20V34DF, объединенных с аккумуляторными батареями общей мощностью 10 МВт и емкостью 2,5 МВт·ч с помощью системы энергетического менеджмента. Двигатели W20V34DF могут работать на природном газе, легком дистиллятном топливе и мазуте, что обеспечивает высокую топливную гибкость электростанции. Этот показатель является очень важным для электростанций, эксплуатирующихся в отдаленных регионах, где цены на топливо могут быть достаточно высокими, и операторы должны приобретать наиболее экономически выгодное топливо. В данном случае было определено, что двухтопливные двигатели будут работать на природном газе.

Мощность двигателя W20V34DF составляет около 10 МВт, общая мощность электростанции – 58 МВт. Оснащение станции аккумуляторными батареями для сохранения энергии увеличит ее мощность до 68 МВт, а оснащение солнечными электростанциями (СЭС) общей мощностью 11 МВт – до 79 МВт.

Поскольку данная станция предназначена для работы в составе изолированной энергосистемы, возникают требования по вращающемуся резерву мощности. На случай непредвиденных обстоятельств для энергоблоков был предусмотрен резерв, равный мощности одного энергоблока, работающего при максимальной нагрузке плюс 80 % мощности солнечной электростанции.

Система сохранения энергии состоит из литий-ионных батарей максимальной мощностью 10 МВт и емкостью 2,5 МВт·ч. Мощность системы сохранения энергии была определена немногим больше, чем мощность одного энергоблока, что обеспечивает достаточный горячий резерв. В случае аварийного

Табл. 1. Исходные данные для моделирования гибридной электростанции

Двигатели внутреннего сгорания Wärtsilä	
Энергоблоки	6 x W20V34DF
Мощность энергоблока, МВт	9,7
Шаг набора нагрузки, %	30
Нагрузочная способность	От 0 до полной нагрузки в течение 60 с
Длительная работа при низких нагрузках, %	10
Система сохранения энергии	
Тип	Литий-ионные батареи
Мощность, МВт	10
Емкость, МВт·ч	2,5
Эффективность преобразования энергии, %	85
Срок службы	10 лет
Солнечная электростанция	
Тип	Солнечные батареи на фотоэлементах
Мощность (PR)	30 % от общих потребностей ≈ максимум
Экономические показатели	
Цена на топливо (природный газ / СПГ)	9 \$/млн БТЕ ≈ 30 \$/МВт·ч 12 \$/млн БТЕ ≈ 40 \$/МВт·ч 15 \$/млн БТЕ ≈ 50 \$/МВт·ч
Средневзвешенная стоимость капитала	8 %
Собственный капитал компании	30 %
Рентабельность собственных средств	12 %
Заемный капитал	6 %
Капзатраты на систему сохранения энергии	\$6,5 млн

Гибридная электростанция

1 – здание системы накопления энергии; 2 – машинный зал; 3 – электротехнический блок; 4 – блок подготовки топлива; 5 – административное здание; 6 – склад и мастерские; 7 – СЭС

отключения энергоблока система сможет подавать энергию в сеть в течение 15 минут – это более чем достаточно для запуска одного из резервных энергоблоков и принятия им необходимой нагрузки. При оснащении станции солнечными панелями появляются дополнительные требования по горячему резерву.

Методология анализа

Необходимые данные гибридной электростанции, включая СЭС, были смоделированы с помощью программы PLEXOS, которая обычно используется системными операторами и регулируемыми организациями. Исходная информация для программы и технические данные энергетического оборудования гибридной электростанции Wärtsilä представлены в *табл. 1*. Требования по горячему резерву для энергоблоков были также заложены в программу моделирования. Путем анализа данных, полученных из программы PLEXOS, можно оценить целесообразность применения гибридной электростанции (*табл. 2*).

Указанные цены на природный и сжиженный газ приведены для Индонезии. В 2015 г. средняя цена на природный газ в данном регионе составляла 9 \$/млн БТЕ. Для отдаленных регионов, где нет магистральных газопроводов, в качестве опции может использоваться сжиженный газ. Расчетные цены на сжиженный газ для данных регионов в Индонезии составляют 12 \$/млн БТЕ и 15 \$/млн БТЕ. При расчете необходимых инвестиций для реализации решения по сохранению энергии применялся консервативный подход. В результате при трех вариантах цен на природный газ, на СЭС и систему аккумуляторных батарей для сохранения энергии в составе гибридной электростанции было определено 12 различных сценариев реализации проекта.

Структура спроса и выработка электроэнергии

На *рис. 1* представлена структура спроса с разрешением 30 мин и профиль нагрузки в сети. Поскольку данная энергосеть является изолированной, структура спроса равна мощности, которую энергоблоки в энергосистеме могут выработать. На *рис. 2* – та же структура спроса, но с включением в энергосистему солнечной электростанции с эффективностью работы 30 % от общих потребностей в электроэнергии.



Табл. 2. Матрица моделирования PLEXOS

Цены на топливо	10 МВт / 2,5 МВт·ч, без СЭС	Без батарей и СЭС	10 МВт / 2,5 МВт·ч, с СЭС 30 %	Без батарей и СЭС 30 %
30 \$/МВт·ч	10 МВт / 2,5 МВт·ч, без СЭС 30 \$/МВт·ч	Без батарей и СЭС 30 \$/МВт·ч	10 МВт / 2,5 МВт·ч, с СЭС 30 % 30 \$/МВт·ч	Без батарей и СЭС 30 % 30 \$/МВт·ч
40 \$/МВт·ч	10 МВт / 2,5 МВт·ч, без СЭС 40 \$/МВт·ч	Без батарей и СЭС 40 \$/МВт·ч	10 МВт / 2,5 МВт·ч, с СЭС 30 % 40 \$/МВт·ч	Без батарей и СЭС 30 % 40 \$/МВт·ч
50 \$/МВт·ч	10 МВт / 2,5 МВт·ч, без СЭС 50 \$/МВт·ч	Без батарей и СЭС 50 \$/МВт·ч	10 МВт / 2,5 МВт·ч, с СЭС 30 % 50 \$/МВт·ч	Без батарей и СЭС 30 % 50 \$/МВт·ч

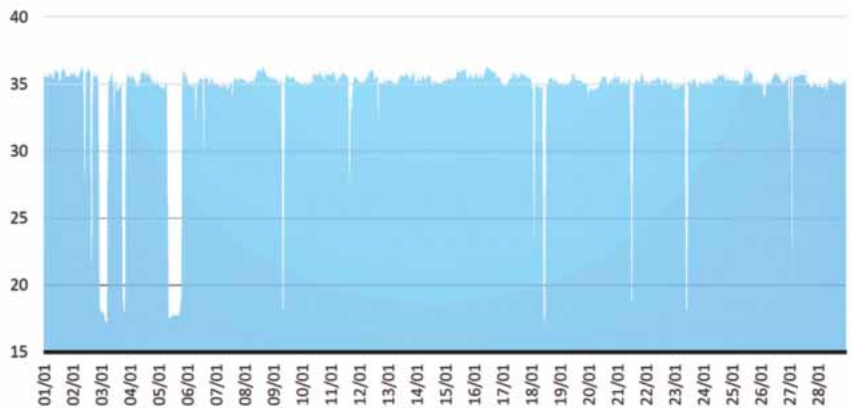


Рис. 1. График нагрузки без СЭС

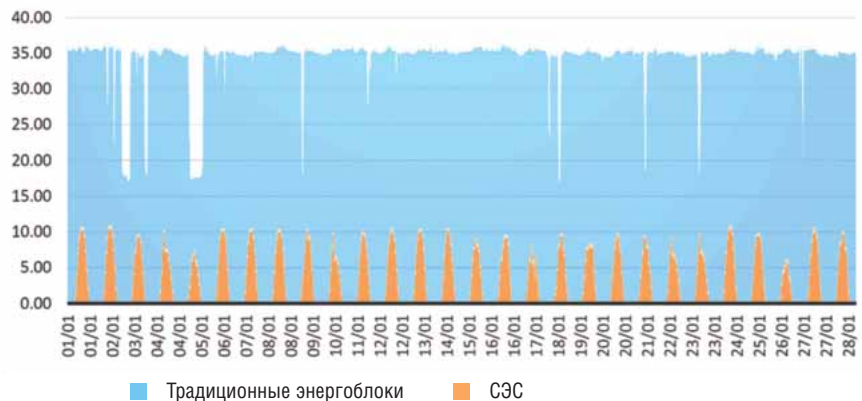


Рис. 2. Традиционные энергоблоки в сочетании с СЭС

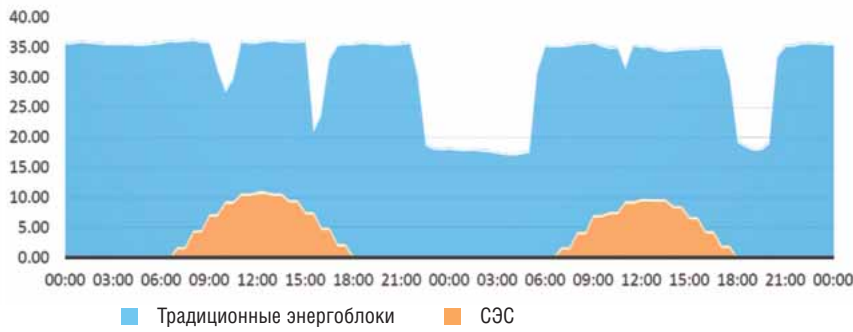
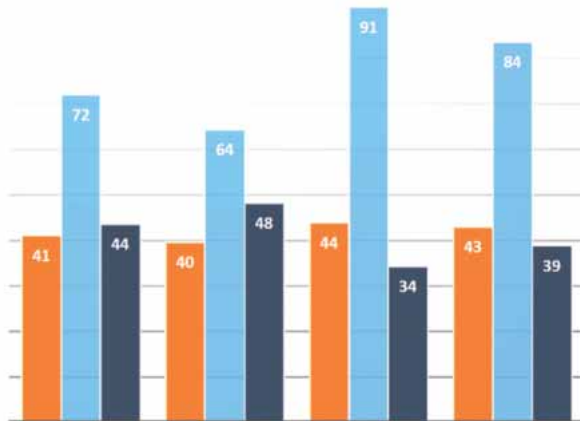


Рис. 3. Общие потребности и производство электроэнергии в энергосистеме в течение 2 дней

Рис. 4. Эксплуатационные данные по двигателям



	СЭС 0 %, без системы сохр. энергии	СЭС 30 %, без системы сохр. энергии	СЭС 0 %, 10 МВт / 2,5 МВт·ч	СЭС 30 %, 10 МВт / 2,5 МВт·ч
Средний КПД, %	41	40	44	43
Средняя нагрузка двигателя, %	72	64	91	84
Годовая наработка двигателя 1000 часов	44	48	34	39

Табл. 3. Влияние применения СЭС на требования по горячему резерву

	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3
Общая мощность, МВт	36	36	36
Количество энергоблоков	4	3	4
Мощность одного энергоблока, максимальная, МВт	9 [4 × 9 = 36]	9 [8 + 8 + 9 = 25]	7,5 [7,5 × 4 = 30]
Необходимое резервирование, МВт	9	9	7,5
Мощность СЭС, МВт	0	11	6
Необходимое резервирование СЭС, МВт	0	8,8 [0,8 × 11 = 8,8]	4,8 [0,8 × 6 = 4,8]
Общий необходимый горячий резерв, МВт	9	16,8	12,3

Табл. 4. Требования по наличию горячего резерва в энергосистеме

	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3
Доступный резерв аккумуляторных батарей, МВт	10	10	10
Доступный резерв двигателей, МВт	4 [(10 - 9) × 4 = 4]	5 [2 + 2 + 1 = 5]	10 [2,5 × 4 = 10]
Общий доступный резерв, МВт	14	15	20
Общий необходимый резерв, МВт	9	16,8	12,3
Доступность достаточного резервирования	Да	Нет	Да
Потребности в дополнительной резервной мощности, МВт	0	1,8	0

При оценке структуры спроса потребности в электроэнергии являются относительно стабильными и немного превышают 35 МВт. Необходимо отметить, что в структуре спроса имеют место 8 событий, при которых нагрузка быстро падала почти на 20 МВт.

Падение нагрузки в системе вызывает дополнительные перегрузки в работе энергоблоков. Поэтому необходимо определить структуру потребностей в системе с секундным разрешением, чтобы выполнить расчет, как реально влияет падение нагрузки на состояние в энергосистеме, в частности, частота повторения данных падений.

Энергоблоки Wärtsilä DF выходят на полную нагрузку в течение 60 секунд и обеспечивают разовый шаг набора нагрузки до 30 % от номинальной мощности. Соответственно, применение данных энергоблоков в энергосистеме обеспечит достаточный и быстрый резерв мощности для покрытия таких изменений нагрузки. В случае если падение нагрузки вызвано отключением ряда потребителей, то на практике можно при необходимости принять дополнительную нагрузку при возобновлении подключения крупных потребителей за счет пуска дополнительных энергоблоков.

На рис. 3 показан график колебания нагрузки в энергосистеме в течение двух дней. Как видно из рисунка, нагрузка быстро падала в течение одного дня с 14.30 до 17.00. В течение этого времени при работе СЭС необходимость быстрого набора нагрузки газопоршневыми энергоблоками могла быть снижена. При анализе графика колебания нагрузки видно, что наличие СЭС в энергосистеме только добавляет нагрузку, поскольку выдаваемая ими мощность падает одновременно с увеличением потребностей в системе. Однако гибкие газопоршневые энергоблоки смогли оперативно покрыть пиковые нагрузки в указанный период благодаря пуску резервных энергоблоков, что предотвратило снижение работоспособности энергосистемы.

Анализ генерирующих мощностей и влияние СЭС

Ниже рассмотрено влияние аккумуляторных систем сохранения энергии и СЭС на функционирование энергосистемы на базе традиционных энергоблоков.

При добавлении системы сохранения энергии в энергосистему КПД энергоблоков повышается. Это видно из рис. 4, где представлена средняя нагрузка двигателей, их годовая наработка, а также влияние СЭС на работу энергосистемы. Очевиден положительный эффект добавления системы сохранения энергии в



качестве горячего резерва. Средний КПД и средняя нагрузка двигателей повышаются, поскольку эффективность каждого энергоблока оптимизирована для работы с высокой нагрузкой. В представленной модели двигатели оптимизированы для работы с максимальным значением КПД.

Из рис. 4 видно, что нагрузка и КПД двигателей падает при добавлении СЭС в энергосистему. Это обусловлено тем, что использование СЭС повышает необходимость в горячем резерве. Требования по горячему резерву представлены ниже. Допускается, что мощность энергоблока и системы сохранения энергии по 10 МВт, мощность СЭС 11 МВт.

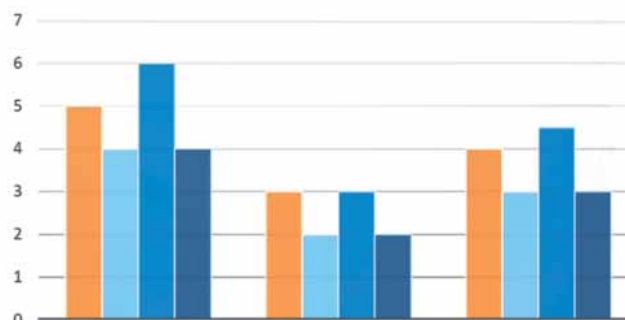
Как видно из табл. 3, применение СЭС увеличивает необходимый горячий резерв, который равен мощности одного энергоблока или мощности системы сохранения энергии. В табл. 4 представлен пример влияния СЭС на потребности в горячем резерве с учетом требований по необходимому резерву в системе и доступной нагрузке в сети.

Из табл. 4 следует, что достаточный резерв доступен в позициях № 1 и № 3. В позиции № 2, когда мощность СЭС максимальная, достаточно трех энергоблоков в эксплуатации. Однако, как только повышается потребность в горячем резерве, в энергосистеме оказывается недостаточно мощности для его обеспечения. В результате необходим запуск одного дополнительного энергоблока. Это означает, что в системе работают четыре энергоблока с нагрузкой около 62,5 % от номинальной (6,25 МВт x 4 = 25 МВт). При работе трех

энергоблоков их нагрузка составляет 83,3 % от номинальной. Данный консервативный подход заметно влияет на уровень экономии топлива, поскольку энергоблоки работают с низким КПД.

Как следует из рис. 4, общая годовая выработка энергоблоков без системы сохранения энергии с добавлением СЭС увеличивается до 4000 часов. Та же самая ситуация наблюдается при сравнении СЭС 30 % и СЭС 0 % при наличии системы сохранения энергии. Разница в выработке энергоблоков при наличии и отсутствии системы сохранения энергии и при использовании СЭС 0 % и СЭС 30 % составляет 9000 часов.

Рис. 5. Эксплуатационные данные по двигателям



	Макс. количество энергоблоков в эксплуатации	Мин. количество энергоблоков в эксплуатации	Среднее количество энергоблоков в эксплуатации
Без системы сохранения энергии, СЭС 0 %	5	3	4
10 МВт / 2,5 МВт·ч, СЭС 0 %	4	2	3
Без системы сохранения энергии, СЭС 30 %	6	3	4,5
10 МВт / 2,5 МВт·ч, СЭС 30 %	4	2	3



Годовая наработка меньше на 9000 часов – такой вывод следует и из *рис. 5*, где при использовании системы сохранения энергии сокращается количество работающих энергоблоков (одного или двух, в зависимости от реальных потребностей в сети). Но в периоды пиковой мощности СЭС все шесть энергоблоков должны работать для поддержания горячего резерва в энергосистеме при отсутствии системы сохранения энергии.

Экономическая оценка применения системы сохранения энергии

Экономическая оценка была выполнена на основе данных, представленных в *табл. 1*. При расчете годовой экономии (*рис. 6*) учитывалась экономия, достигнутая не только за счет применения системы сохранения энергии. Она была получена в результате сокращения расхода топлива, а также за счет не связанных с расходом топлива затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание (других переменных затрат). Необходимо отметить, что затраты на зарядку/разрядку аккумуляторных батарей зависят только от потерь эффективности, но они являются незначительными при эффективности преобразования энергии 85 %.

Поскольку система сохранения энергии выступает в качестве горячего резерва, в дан-

ном исследовании расходы на разрядку батарей не учитывались. Более того, поскольку расходы на зарядку аккумуляторных батарей незначительны, они даже не отмечены на *рис. 6*. Общая экономия дана в \$млн и в процентах от расходов на выработку энергии. При этом наглядно представлены размеры общей экономии при использовании системы сохранения энергии.

Экономия, как видно на *рис. 6*, является значительной. При стоимости природного газа 30 \$/МВт·ч годовая экономия топлива составляет 6 %, или \$1,9 млн. При более высокой стоимости газа (50 \$/МВт·ч) годовая экономия составит около \$3 млн.

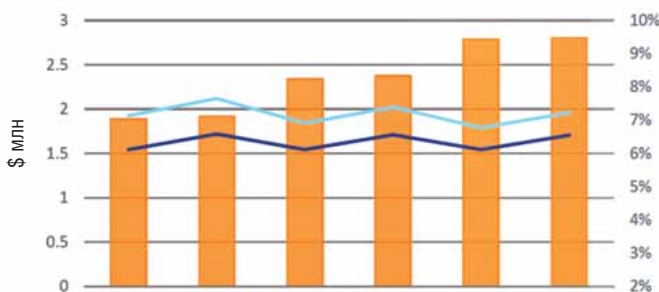
Влияние солнечной электростанции на размер экономии при использовании системы сохранения энергии довольно незначительно. Важно отметить, что ее применение не сокращает уровень экономии, которая достигается при использовании системы сохранения энергии, т.е. СЭС не оказывает никакого негативного влияния на систему. Фактически при использовании СЭС достигается незначительная экономия эксплуатационных затрат.

Данный вывод является достаточно интересным, поскольку при сравнении наработки двигателей, приведенной на *рис. 4*, было установлено, что применение СЭС увеличивает общую наработку на 4000 часов. Но поскольку энергоблоки производят меньшее количество электроэнергии, они используют меньше топлива. В связи с этим и достигается незначительная экономия эксплуатационных расходов, как видно на *рис. 6*.

В рамках выбранного подхода по наличию горячего резерва одновременно для энергоблоков и СЭС обеспечивается дополнительная экономия топлива благодаря СЭС, а также экономия эксплуатационных расходов при использовании системы сохранения энергии. При оценке влияния СЭС на уровень экономии путем сравнения газопоршневой и гибридной электростанций (газопоршневые энергоблоки, СЭС 30 % и система сохранения энергии) экономия составила 13 % при любой стоимости природного газа. Таким образом, можно сделать вывод о том, что применение СЭС обеспечивает экономию топлива, а большая часть экономии затрат получается при эксплуатации гибридной станции.

На *рис. 7* показана чистая приведенная стоимость (Net Present Value – NPV) и внутренняя норма возврата капитальных вложений (Internal Rate of Return – IRR) с точки зрения перспективности инвестиций. Для реализации данного проекта используется 30 % собствен-

Рис. 6. Ежегодная экономия при использовании системы сохранения энергии 10 МВт / 2,5 МВт·ч в энергосистеме



	\$30/МВт·ч СЭС 0 %	\$30/МВт·ч СЭС 30 %	\$40/МВт·ч СЭС 0 %	\$40/МВт·ч СЭС 30 %	\$50/МВт·ч СЭС 0 %	\$50/МВт·ч СЭС 30 %
■ Ежегодная экономия эксплуатационных затрат (\$ млн)	1,887	1,917	2,337	2,374	2,787	2,804
■ Ежегодная экономия эксплуатационных затрат, %	7	8	7	7	7	7
■ Экономия топлива, %	6	7	6	7	6	7

ных капитальных вложений компании при средневзвешенной стоимости капитала 8 %. По результатам рассмотрения NPV и IRR у операторов энергосистемы появляется оптимальная возможность оснастить свои электростанции системами сохранения энергии. Даже при консервативной оценке инвестиционных затрат на систему сохранения энергии в размере \$6,5 млн и сроке службы в течение 10 лет, NPV составит \$5 млн при стоимости природного газа \$30/МВт·ч и \$10 млн при стоимости газа \$50/МВт·ч.

Для того чтобы достигнуть таких финансовых результатов, необходима полная интеграция всех активов. Только при оптимальном использовании всех источников энергии может быть полностью использован весь потенциал гибридной электростанции.

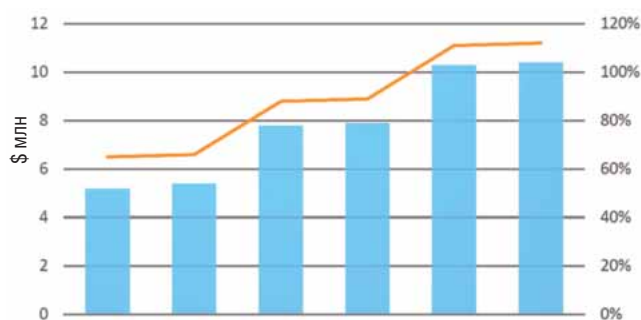
Важно отметить, что в рассматриваемом случае IRR составил 65–112 %. При положительном значении NPV и IRR выше 30 % данная схема является оптимальным инвестиционным решением при любой стоимости природного и сжиженного газа.

Заключение

Использование систем сохранения энергии в составе электростанций в изолированных энергосистемах предоставляет операторам действительно впечатляющие возможности. В статье данные системы рассматривались в качестве резерва на случай непредвиденных обстоятельств, т.е. горячего резерва. Однако этим их функции не ограничиваются.

Системы сохранения энергии могут использоваться для покрытия пиковых потребностей в изолированных энергосистемах. Они оптимально подходят для выравнивания колебаний нагрузки в сети. При необходимости стабильной подачи энергии могут использоваться для поддержания качества электроэнергии и стабилизации параметров сети. Кроме того, их можно применять для гарантированного энергоснабжения различных производственных процессов, чтобы избежать потерь, связанных с аварийным отключением электроэнергии.

В настоящее время существуют серьезные экономические основания для инвестирования в гибридные электростанции на базе двигателей внутреннего сгорания и систем сохранения энергии. Для таких систем в большинстве случаев IRR составил 112 %, NPV – \$10 млн. Во всех рассмотренных случаях были достигнуты IRR и NPV более 30 %. Особенно это касается изолированных энергосистем, где потенциальная оптимизация при интеграции систем сохранения энергии напрямую связана со стоимостью природного газа и еже-



	\$30/МВт·ч СЭС 0 %	\$30/МВт·ч СЭС 30 %	\$40/МВт·ч СЭС 0 %	\$40/МВт·ч СЭС 30 %	\$50/МВт·ч СЭС 0 %	\$50/МВт·ч СЭС 30 %
Чистая приведенная стоимость (\$ млн)	5,2	5,4	7,8	7,9	10,3	10,4
Внутренняя норма возврата капитальных вложений, %	65	66	88	89	111	112

годно обеспечивает значительную экономию средств.

Возможности для оптимизации энергосистем с применением гибридных электростанций увеличиваются с каждым годом. Например, европейские страны проявляют повышенный интерес к гибридным электростанциям на базе двигателей внутреннего сгорания и систем сохранения энергии, а также к системам энергоменеджмента. Необходимо отметить, что и существующие станции могут быть модернизированы с помощью систем сохранения энергии и СЭС, что значительно повысит их эксплуатационные параметры.

В настоящее время все настойчивее становятся требования по «зеленому производству» энергии. Это достигается интеграцией большого количества электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии, в энергосистемы. За счет интеграции систем сохранения энергии в состав традиционных электростанций можно существенно сократить расход топлива и снизить уровни эмиссии. В рассмотренном в статье случае была достигнута экономия топлива 7 % и ежегодное сокращение эксплуатационных расходов 8 %. Для гибридной электростанции может быть достигнуто сокращение эксплуатационных расходов на уровне 13 %.

При прогнозируемом снижении стоимости литий-ионных батарей и СЭС интерес к гибридным электростанциям будет быстро расти. В связи с этим потребуются гибкие и надежные энергоблоки для обеспечения резервирования мощности СЭС и ВЭС. Оптимальным решением в данном случае являются гибридные электростанции на базе ДВС, систем сохранения энергии и СЭС, которые в будущем обеспечат операторам дополнительные преимущества на энергетических рынках. **D**

Рис. 7. Чистая приведенная стоимость и внутренняя норма возврата капитальных вложений