

Технические и экономические аспекты использования древесных отходов для выработки электрической энергии в диапазоне от 0,2 до 200 МВт

Статья опубликована в журнале «ЭНЕРГОРЫНОК», № 11, 2011 г.

Никита Денисов-Винский

сотрудник кафедры энергетических систем Мюнхенского технического университета

Хармут Шплитхоф

профессор, заведующий кафедрой энергетических систем Мюнхенского технического университета, председатель Центра прикладной энергетики Баварии

Цель данного исследования — анализ возможности производства электрической энергии на различных установках, использующих в качестве топлива древесину в том или ином ее виде (чаще всего — отходы деревоперерабатывающей промышленности, или древесные отходы). Для этого были выбраны фиксированные значения электрической мощности — 200 кВт, 2 МВт, 20 МВт и 200 МВт, по каждому из них рассмотрены варианты выработки электроэнергии представленным на рынке оборудованием и дана сравнительная характеристика установок для предлагаемой мощности по величине инвестиций и себестоимости электрической энергии при заданном сроке окупаемости.

В испытаниях участвовали наиболее распространенные в отрасли паротурбинные агрегаты, газотурбинные и микрогазотурбинные установки, двигатели внутреннего сгорания (ДВС) и установки на базе органического цикла Ренкина (ORC-установки) в их различных сочетаниях и конфигурациях, такие как парогазовые станции, а также ORC-установки, функционирующие в режиме утилизации теплоты выхлопных газов ДВС и микрогазотурбинных систем. Поскольку газотурбинные агрегаты и ДВС работают либо на жидком, либо на газообразном топливе, для газификации древесных отходов был задействован газогенератор (газификатор).

Проведенные исследования показали, что с точки зрения доступности технологий на рынке и себестоимости получаемой электроэнергии наиболее привлекательными в данный момент являются мощности от 2 до 20 МВт. При этом возрастает эффективность сжигания топлива — к примеру, после двигателей внутреннего сгорания и микрогазотурбинных систем экономически выгодно запускать ORC-установки для утилизации теплоты отходящих газов.

Использование биотоплива, в частности отходов деревоперерабатывающей промышленности, в настоящее время стоит рассматривать не только как технологию с нейтральным балансом углекислого газа, но и как экономически рентабельный способ производства тепла и электрической энергии. На Западе уже давно применяют древесное топливо в системах отопления жилых и производственных помещений. Расширяется сеть когенерационных станций, которые, как правило, строятся рядом с потребителями тепла, а выработанную электроэнергию отпускают в общую сеть. Этому способствует также законодательная база. К примеру, в ФРГ существуют два нормативно-правовых акта: *Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG)* — закон о возобновляемой энергетике и *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)* — закон об одновременном получении электричества и тепла (когенерации), которые предусматривают дополнительные выплаты за реализованную электрическую и тепловую энергию, если (согласно *EEG*) используется возобновляемый источник энергии, в том числе биомасса или (в соответствии с *KWKG*) энергоустановка функционирует в когенерационном режиме [18, 12]. Интерес к агрегатам такого рода в первую очередь связан с повышением цен на ископаемое топливо, а также с глобальным потеплением.

В России наблюдается схожая тенденция. С одной стороны, достаточно стремительно дорожают основные энергоресурсы — природный газ, нефть, уголь (с 2000 по 2010 г. стоимость природного газа поднялась более чем в 5 раз, угля — более чем

вдвое, мазута — в 2,5 раза), а следовательно, и вырабатываемые на их основе электроэнергия и тепло [2], причем ведущие энергокомпании не скрывают своих намерений довести цены на топливо до уровня общемировых. С другой стороны, почти не используется древесное топливо, хотя это может быть экономически целесообразно.

Не секрет, что лесная и деревообрабатывающая промышленность является одной из ключевых отраслей в России, имеющих большой потенциал роста, в том числе и на зарубежных рынках. Одной из задач по мере ее развития станет увеличение переработки, ведь с расширением производства будут возрастать и объемы древесных отходов. В то же время любое предприятие отрасли стремится к тому, чтобы утилизация древесных отходов из статьи затрат перешла в статью доходов, — иными словами, появляется необходимость в притоке финансирования для сооружения генерирующего объекта с приемлемым сроком окупаемости.

Древесные отходы имеют несколько преимуществ перед традиционными видами топлива, а именно:

- они, как было указано выше, являются CO₂-нейтральными;
- относятся к возобновляемым источникам энергии;
- имеют низкую коррозионную агрессивность дымовых газов из-за малого содержания серы;
- относительно дешевы.

Однако всех этих плюсов мало, чтобы вызвать у потенциального заказчика интерес к инвестициям в строительство энергоцентра на базе древесного топлива, — главными здесь являются капитальные затраты и срок окупаемости.

В проводимом исследовании сделана попытка оценить инвестиционную привлекательность возведения подобных объектов с различными электрическими мощностями и с применением различных технологий. Следует отметить, что полученные результаты являются несколько приближенными, однако могут стать отправной точкой при разработке и рассмотрении соответствующих проектов. Такая «неопределенность» обусловлена прежде всего отсутствием какой-либо информации о технических и экономических параметрах действующих установок, и расчеты выполнены косвенным путем. В первую очередь это относится к газогенераторам (газификаторам).

Анализ охватывает европейский рынок и проекты, реализованные на территории Европы, поэтому некоторые экономические показатели указаны в евро. Также стоит отметить, что в исследовании использовались преимущественно иностранные отчеты и техническая литература. Однако это можно отнести к достоинствам представленной авторами работы, поскольку позволяет учесть опыт европейский стран.

Технические аспекты

Технические аспекты прежде всего включают в себя обзор технологий для производства электрической энергии, а также их доступность на рынке. Наиболее популярными на сегодняшний день являются паротурбинные, газотурбинные и микрогазотурбинные установки, ДВС, ORC-установки. Рассматриваются также их различные конфигурации: парогазовые станции, ORC-установки, работающие в режиме утилизации теплоты выхлопных газов ДВС и микротурбинных систем.

Паротурбинные установки

Эти установки в настоящее время самые распространенные. В них используется тепло, полученное при сгорании различных видов топлива — от низкосортных углей и биотоплива до высококалорийного природного газа. Также становится актуальным сжигание бытовых и промышленных отходов с последующей выработкой электроэнергии и тепла.

Анализ продукции различных фирм показывает, что на рынке присутствуют все важные для данного исследования электрические мощности. К примеру, *Siemens* выпускает паровые турбины единичной мощностью от 45 кВт до 1500 МВт [16]. Такие

крупные отечественные производители, как Калужский и Уральский турбинные заводы, предлагают паровые турбины единичной мощностью от 235 кВт до 305 МВт [17, 18].

ORC-установки

Главная отличительная особенность установок на базе органического цикла Ренкина — применение органического рабочего вещества вместо водяного пара. С одной стороны, это повышает общий КПД теплового цикла на малых мощностях и при низкой температуре источника тепла по сравнению с классическим паровым циклом, так как температура кипения органического вещества меньше, чем у воды, а с другой стороны — ограничивает использование на средних и больших мощностях. Также стоит отметить наличие промежуточного теплоносителя между котлом, где происходит сжигание топлива, и рабочим циклом. Это связано с тем, что при конкретной температуре (для каждого органического вещества она своя, но можно выделить диапазон от 250 до 350 °С) рабочие вещества начинают разлагаться на составляющие и тем самым теряют свои свойства, что чревато возникновением взрыво- и пожароопасной ситуации [1, с. 5].

Производство электроэнергии на базе ORC-цикла является эффективной технологией при утилизации низкопотенциального сбросного тепла, а также представляет определенный интерес при сжигании биотоплива, такого как древесина.

Сегодня известно несколько фирм, которые занимаются исследованием и серийным выпуском подобных установок. К ним можно отнести итальянскую *Turboden srl*, американскую *Ormat Technologies Inc*, немецкие *ADORATEC GmbH*, *GMK GmbH* [1, с. 5—23]. Основное направление — получение электроэнергии от геотермальных источников тепла, использование вторичного тепла, а также сжигание биотоплива.

В процессе изучения существующих проектов установлено, что электрическая мощность турбин вышеуказанных фирм колеблется в пределах 50—2400 кВт [1, с. 9; 10, 17, 19], топливом служат древесные отходы, вторичным теплом является тепло выхлопных газов ДВС и микротурбинных систем, а также вторичное тепло промышленных производств. Встречаются и проекты геотермальной энергетики.

Газотурбинные и микрогазотурбинные установки

В данный момент диапазон единичной электрической мощности газотурбинных установок достаточно широк: от 30 кВт — модель C30 фирмы *Capstone* (микротурбинная система) до 340 МВт — модель *SGT5-8000H* фирмы *Siemens AG* (пока это самая крупная газовая турбина в мире) [19, 16]. В них используется либо газообразное, либо жидкое топливо высокого качества.

Строгой границы между газотурбинной и микрогазотурбинной установками нет, однако принято считать, что в микротурбинной системе должен быть рекуператор теплоты выхлопных газов, благодаря которому повышается ее общий КПД, а температура выхлопных газов находится на отметке 260 °С. Также конструкция микрогазотурбинных установок предусматривает одну ступень компрессора и одну ступень турбины. Для них характерна и высокооборотность вала [14, с. 70—80].

Газопоршневые установки

Газопоршневые установки особенно часто используются в распределенной (децентрализованной) энергетике. Топливом для них служит не только высококалорийный природный газ или дизельное топливо, но и биогаз, газ, выделяемый при очистке сточных вод, и пр. [11, стр. 8—10].

Диапазон единичных электрических мощностей тоже велик: от 4 до 6800 кВт для установок на природном газе, от 14 до 6800 кВт — на биогазе, от 3 до 5100 кВт — на биотопливе [10, с.12—22].

Газогенераторы

В отличие от паровых турбин и ORC-установок, где топливо сжигается непосредственно в котлах, в газовых турбинах и ДВС в большинстве случаев

используется газообразное топливо. Древесные отходы подвергаются газификации в газогенераторе (газификаторе).

В настоящее время существует несколько типов газогенераторов с неодинаковым процессом газификации и разной производительностью генераторного газа — например, газификатор с неподвижным слоем или газификатор с циркулирующим кипящим слоем [5, с. 431—447]. Рабочим телом в них, как правило, являются воздух, пар или кислород, а также их смеси [5, с. 447]. Воздух обычно применяется в газогенераторах малых мощностей, пар вместе с воздухом — при работе газификатора в составе парогазовой станции. Последнее связано с постоянным отбором пара из паротурбинного цикла, что влечет за собой снижение его КПД, а также дополнительные расходы на водоподготовку для подпитки [5, с. 427—431].

На сегодняшний день номенклатура газогенераторов достаточно мала. Редко встречаются серийные модели — газогенераторы в основном изготавливают под конкретную установку [3].

Котельные установки [9, с.131—183]

Принципы прямого сжигания древесных опилок и другого твердого топлива, к примеру угля, практически идентичны, только для древесины исключается пылесжигание. К основным типам котлов, которые непосредственно используют древесные отходы, относят котлы с циркулирующим кипящим слоем, со слоевым сжиганием. Их линейка, как и у газогенераторов, очень узкая, и они отсутствуют в диапазоне больших мощностей.

Когенерация

Все вышеперечисленные установки могут не только генерировать электрическую энергию, но и функционировать в режиме когенерации — одновременного производства электричества и тепла. Анализ проектов показал, что все действующие агрегаты ориентированы, как правило, на «поставку» тепловой энергии близлежащим домам и предприятиям, а полученная электрическая энергия продается в сеть [20, 21].

Газопоршневые, микрогазотурбинные, газотурбинные и *ORC*-установки выдают тепло по остаточному принципу, и его количество не влияет на объем вырабатываемой электроэнергии (речь идет в основном об утилизации теплоты выхлопных газов). В то же время в паровых турбинах (в том числе в составе парогазовых станций) количество выходящего тепла и электроэнергии взаимосвязано, а их соотношение зависит от типа турбины — либо с отбором пара, либо с противодавлением.

Постановка задачи

Суть исследования — определить для заданных электрических мощностей возможность выработки электрической энергии с помощью представленных на рынке технологий на основе биотоплива (преимущественно древесных отходов), оценить инвестиции, риски, а также рассчитать потенциальный срок окупаемости проекта при установленных тарифах или соответствующий тариф при конкретном сроке окупаемости проекта. Во внимание принимается только производство электроэнергии без получения тепла. Сбросное тепло как газотурбинных, микрогазотурбинных установок, так и двигателей внутреннего сгорания должно идти на выработку электрической энергии на базе либо парового, либо *ORC*-цикла — в зависимости от мощности и температурного уровня выхлопных газов.

При загрузке древесных опилок в газотурбинные установки и ДВС, которые «потребляют» газообразное топливо, используется газогенератор, где рабочим телом является воздух, кислород или пар.

Для исследования взяты фиксированные значения электрических мощностей в 200 кВт, 2 МВт, 20 МВт, 200 МВт. Для каждого из них выбраны следующие технологии:

200 кВт

- газогенератор + ДВС;

- газогенератор + микротурбинная установка;
- газогенератор + ДВС + *ORC*;
- газогенератор + микротурбинная установка + *ORC*;
- сжигание в котле + *ORC*-установка.

Согласно расчетам автора тепловая мощность выхлопных газов для ДВС электрической мощностью 200 кВт будет около 120 кВт, температура — приблизительно 400—500 °С (приложение А, рис. 1—3). Таким образом, электрическая мощность в номинале *ORC*-установки может составлять не более 12—15 кВт для ДВС и примерно столько же — для микротурбинной системы [1, с. 9]. Серийно выпускаемых турбин на указанную мощность не существует, однако возрастающий интерес к утилизации тепловой энергии и стремительное развитие *ORC*-установок говорит о том, что они вскоре появятся. Было также принято решение изучить возможности *ORC*-установки с непосредственным сжиганием топлива.

2 МВт

- газогенератор + ДВС + *ORC*;
- газогенератор + газотурбинная установка + *ORC*;
- сжигание в котле + *ORC*-установка;
- сжигание в котле + паровая установка.

Согласно зависимостям, показанным на рисунках 1 и 2 (приложение А), тепловая мощность ДВС будет порядка 1200 кВт, а температура выхлопных газов — в диапазоне от 400 до 500 °С. При этом электрическая мощность *ORC*-установки будет достигать 120 кВт. Аналогичный мощностной порядок и для газотурбинной установки.

Что касается применения паровой и *ORC*-установки для непосредственного сжигания топлива, то на сегодняшний день на основе данных технологий реализовано большое количество проектов [1, 20, 21].

Использование парогазовой станции нецелесообразно, так как дымовые газы газотурбинной установки имеют относительно низкую температуру.

20 МВт

- газогенератор + ДВС + *ORC*;
- сжигание в котле + паротурбинная установка;
- газогенератор + парогазовая установка;
- газогенератор + газотурбинная установка + *ORC*.

Анализ различных источников показывает, что в настоящее время отсутствуют двигатели внутреннего сгорания на биогазе, единичная мощность которых не более 6800 кВт [7, 8, 3, 10, 1]. Тепловая мощность выхлопных газов составляет 4080 кВт при температуре около 400 °С. При утилизации этой теплоты при помощи *ORC*-установки можно получить порядка 900 кВт дополнительной электрической мощности [1, с.10].

200 МВт

- сжигание в котле + паровая установка;
- газогенератор + парогазовая установка.

Наиболее сложными являются анализ и выбор соответствующего оборудования для мощности в 200 МВт как для газификации с последующим использованием генераторного газа в парогазовой установке, так и при непосредственном сжигании. Сегодня нет газификаторов необходимой мощности, а также котлов для сжигания в кипящем слое древесных отходов [5, 6, 3, 9]. Однако несмотря на это, на территории Европы проводится тестирование опытных установок большой мощности [4]. Поэтому оценка стоимости строительства и себестоимости электроэнергии для подобной технологии весьма актуальна.

Экономические аспекты

Здесь основной задачей является определение себестоимости электрической энергии. Для расчета инвестиций для каждого проекта и заданных мощностей приняты зависимости, представленные на рисунках 3—10 (приложение Б). Чтобы определить потребность в топливе, созданы модели паротурбинных, газотурбинных и парогазовых установок, газогенераторов, ДВС и *ORC*-установок (расчетные модели, сделанные в среде *IPSEpro*, для паровых турбин в 2, 20, 200 МВт, а также парогазовой установки приведены в приложении В, рис. 11—14). Заданное время работы установок — 7500 ч в году, теплота сгорания топлива — 18,8 МДж/кг. Стоимость топлива для Европы — 110 евро за тонну [3], для России — 1350 руб. за тонну. В расчетах также учтены: расход электроэнергии для собственных нужд, КПД установок, стоимость их обслуживания и ремонта, выплаты персоналу. Установки для малых мощностей предположительно полностью автоматизированы. Финансирование взято на 10 лет, ставка — 5%.

Полученные результаты отражены в таблице и графиках 1—2.

Результаты расчетов себестоимости электрической энергии для различных единичных мощностей и технологий

Технология/мощность	Фактическая мощность,	Инвестиции,	Расход топлива,	Выработка электроэнергии,	Тариф	Тариф
	МВт	евро	кг/с	МВт/год	евро/кВт	руб./кВт

200 кВт

ГГ + ДВС	0,2	1 269 000	0,043	1 500	0,2051	1,1649
ГГ + МГТУ	0,2	1 630 000	0,092	1 500	0,3334	2,3869
ГГ + ДВС + ORC	0,212	2 039 000	0,043	1 590	0,2565	1,1619
ГГ + МГТУ + ORC	0,212	2 400 000	0,092	1 590	0,3775	2,3147
ORC	0,2	5 200 000	0,106	1 500	0,6705	3,0365

2 МВт

ГГ + ДВС + ORC	2,23	23 238 000	0,35	16 725	0,2627	0,9634
ГГ + ГТУ + ORC	2,16	24 290 000	0,66	16 200	0,3365	1,7005
ORC	2	12 300 000	0,8865	15 000	0,3044	2,2831
ПТУ	2	13 590 000	0,4625	15 000	0,2316	1,2639

20 МВт

ГГ + ДВС + ORC	23,1	86 910 000	3,53	173 250	0,1391	0,8212
ПТУ	20	81 000 000	4,02	150 000	0,1652	1,0625
ГГ + ПГУ	20	113 590 000	3,03	150 000	0,1738	0,8501
ГГ + ГТУ + ORC	22	88 410 000	4,47	165 000	0,1641	1,0711

200 МВт

ПТУ	200	237 000 000	23,6	1 500 000	0,0793	0,606
ПГУ	200	154 530 000	27,6	1 500 000	0,08	0,6961

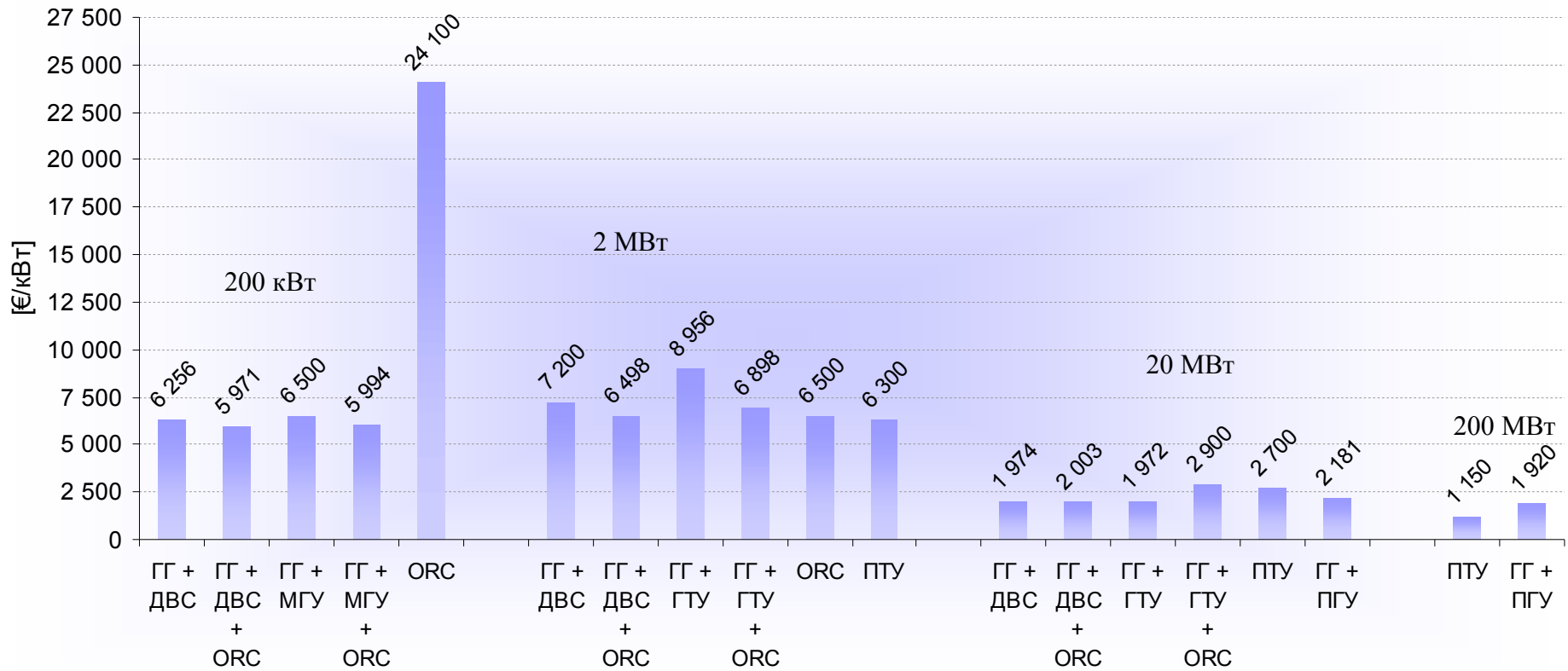


График 1. Капитальные затраты

ГГ — газогенератор (газификатор); ДВС — двигатель внутреннего сгорания; МГУ — микрогазотурбинная установка; ORC — ORC-установка; ГТУ — газотурбинная установка; ПТУ — паротурбинная установка; ПГУ — парогазовая установка.

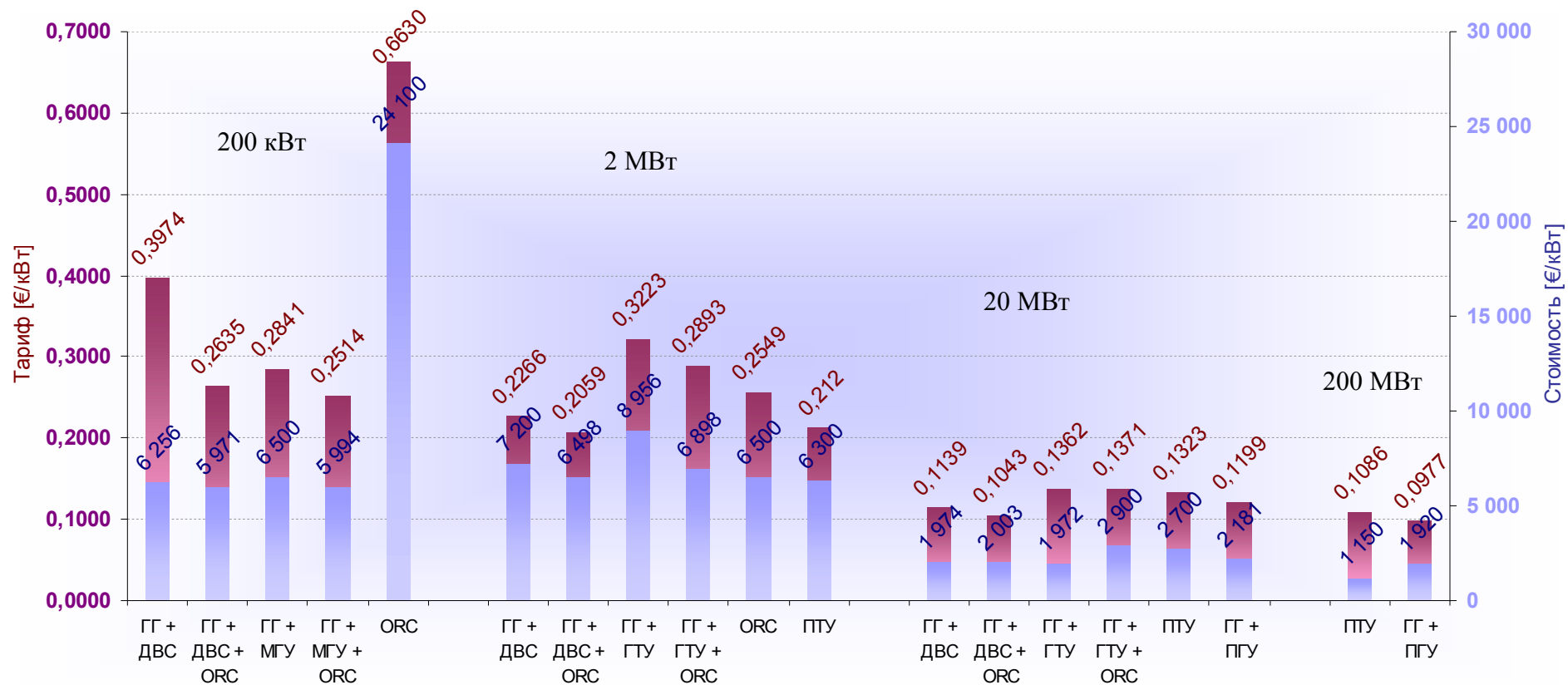


График 2. Капитальные затраты и тариф

ГГ — газогенератор (газификатор); ДВС — двигатель внутреннего сгорания; МГУ — микрогазотурбинная установка; ОРС — ОРС-установка; ГТУ — газотурбинная установка; ПТУ — паротурбинная установка; ПГУ — парогазовая установка.

Выводы

Из приведенных результатов расчета видно, что минимальный тариф у фиксированной мощности 200 МВт. Здесь наиболее привлекательными можно считать проект с газогенератором, ДВС и ORC-установкой, а также газогенератором и парогазовой установкой, т. е. где степень использования тепла выше. В этом случае тариф на электроэнергию будет ниже даже при значительных капитальных затратах на строительство ORC-установки. Также стоит отметить рентабельность проекта для мощности 2 МВт с газогенератором, ДВС и ORC-установкой для утилизации теплоты выхлопных газов. Подтверждением этому служит множество исследований в области ORC-установок, осуществляемых крупными и мелкими фирмами. Причем речь идет не только об утилизации теплоты больших ДВС, но и малых ДВС на автомобильном транспорте. Менее выгодными являются проекты для мощности 200 кВт, однако здесь следует учитывать то, что в них полезно не используется теплота. В случае удешевления древесного топлива (к примеру, за счет сокращения логистических издержек) и применения более доступных по цене российских аналогов тариф на электрическую энергию будет существенно меньше. Все вышеизложенное свидетельствует о том, что данное направление будет активно развиваться, и не только в Европе, но и в России. В связи с этим ведущим энергетическим компаниям, особенно деревообрабатывающим предприятиям стоит обратить пристальное внимание на эту технологию и рассматривать древесные отходы как альтернативу дорожающему топливу.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

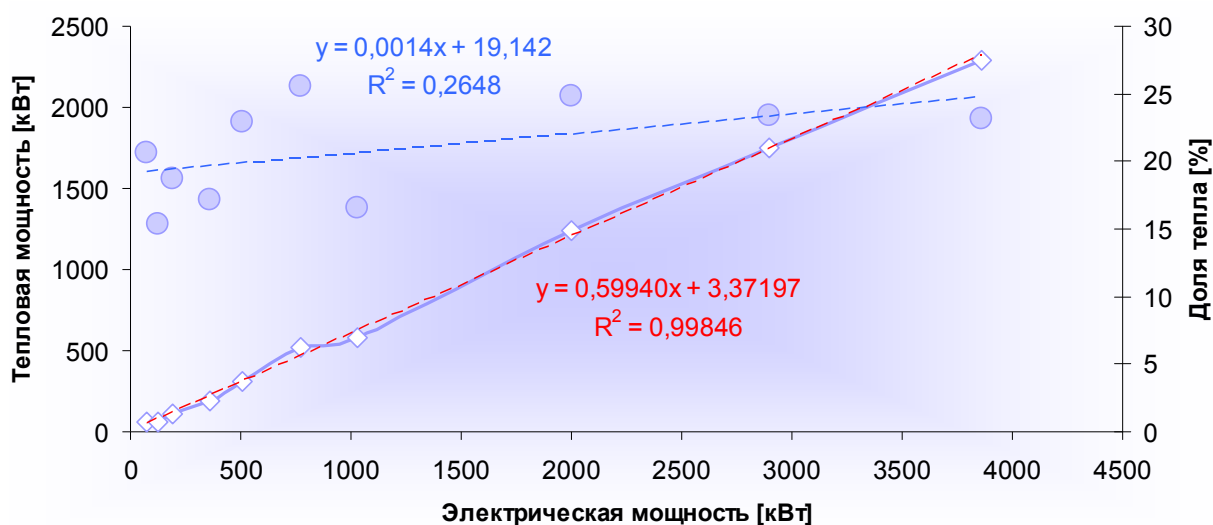


Рис. 1. Зависимость тепловой мощности выхлопных газов (левая шкала) и ее доля в общем энергобалансе (правая шкала) ДВС от электрической мощности генератора [1, с.73]

Примечание: выхлопные газы охлаждаются до температуры 120 °С.

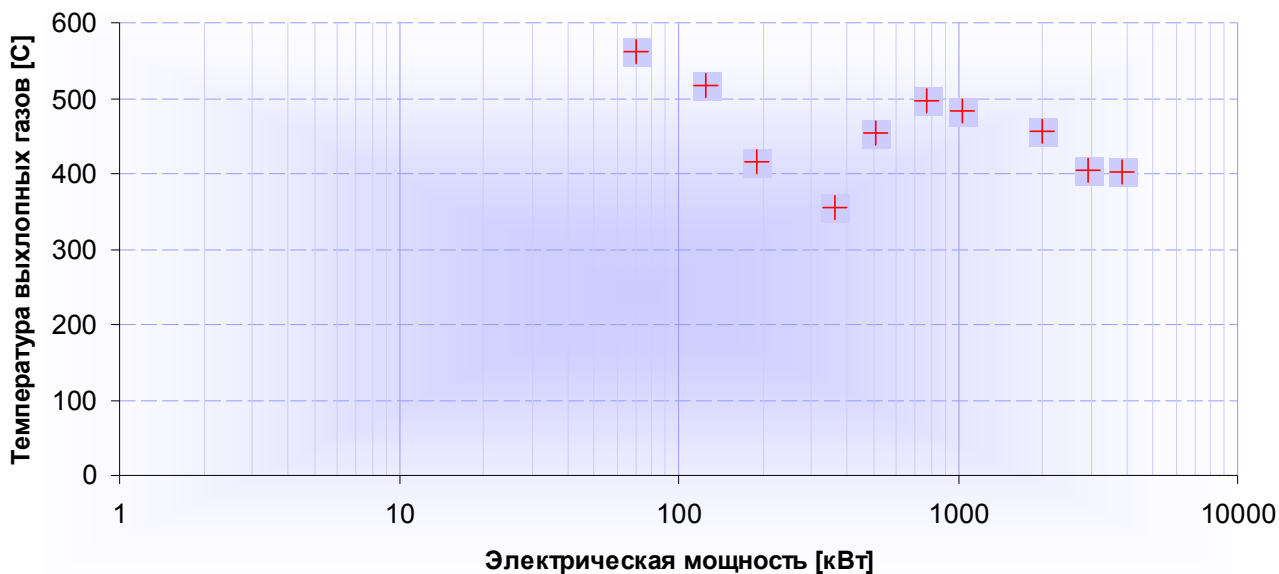


Рис. 2. Зависимость температуры выхлопных газов ДВС после турбины турбонаддува ДВС от электрической мощности [1, с.75]

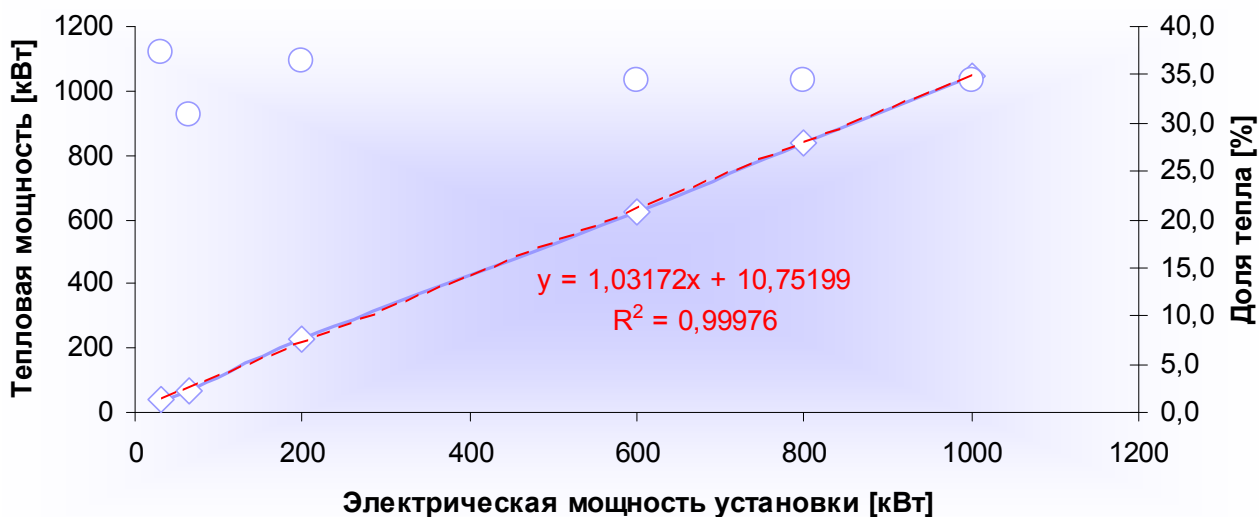


Рис. 3. Зависимость тепловой мощности выхлопных газов (левая шкала) и доля этой мощности в общем балансе установки (правая шкала) в зависимости от электрической мощности микротурбинной системы [1, с. 54]

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

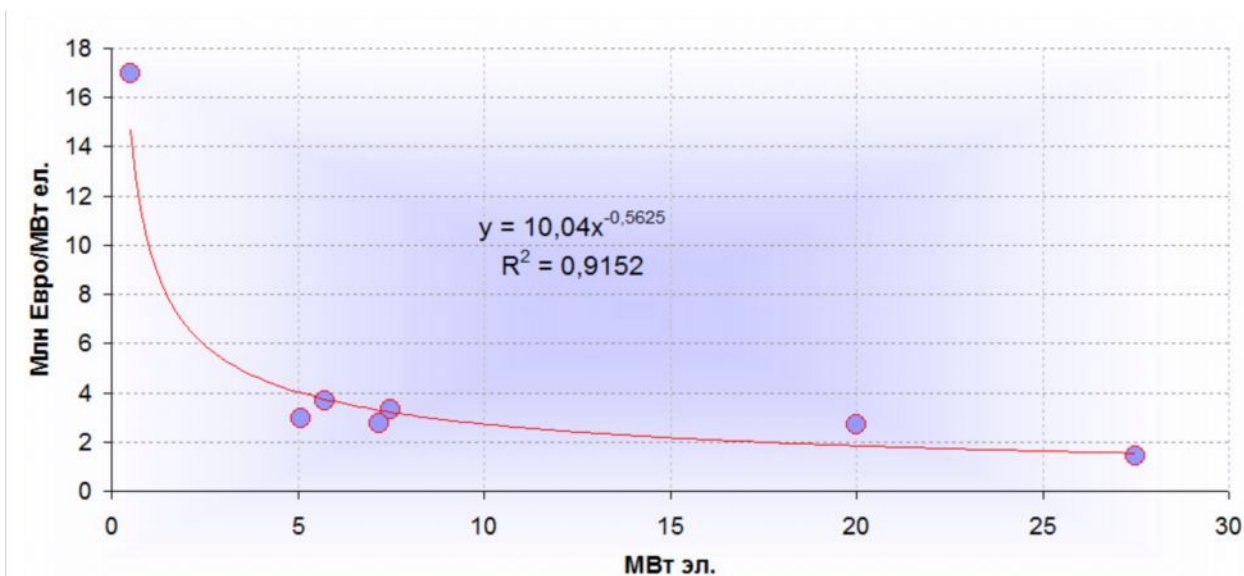


Рис. 3. Инвестиции в строительство электростанций на базе паросиловой установки, использующей в качестве топлива древесные отходы [20, 21]

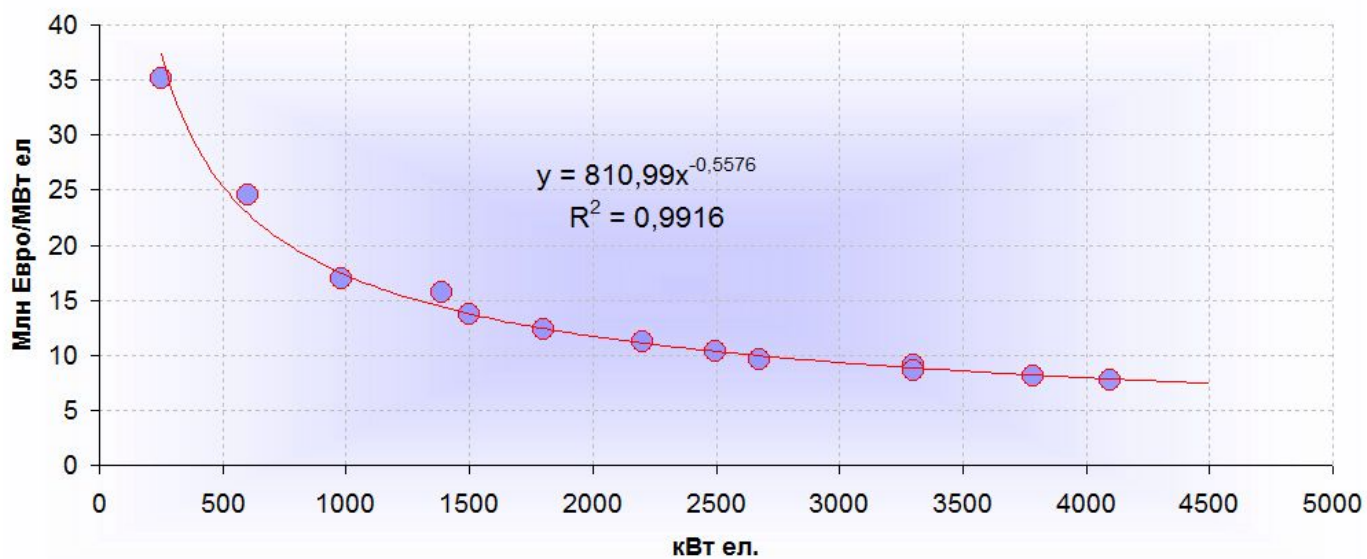


Рис. 4. Инвестиции в строительство электростанций на базе ORC-установок, работающих на древесных отходах [20, 21]

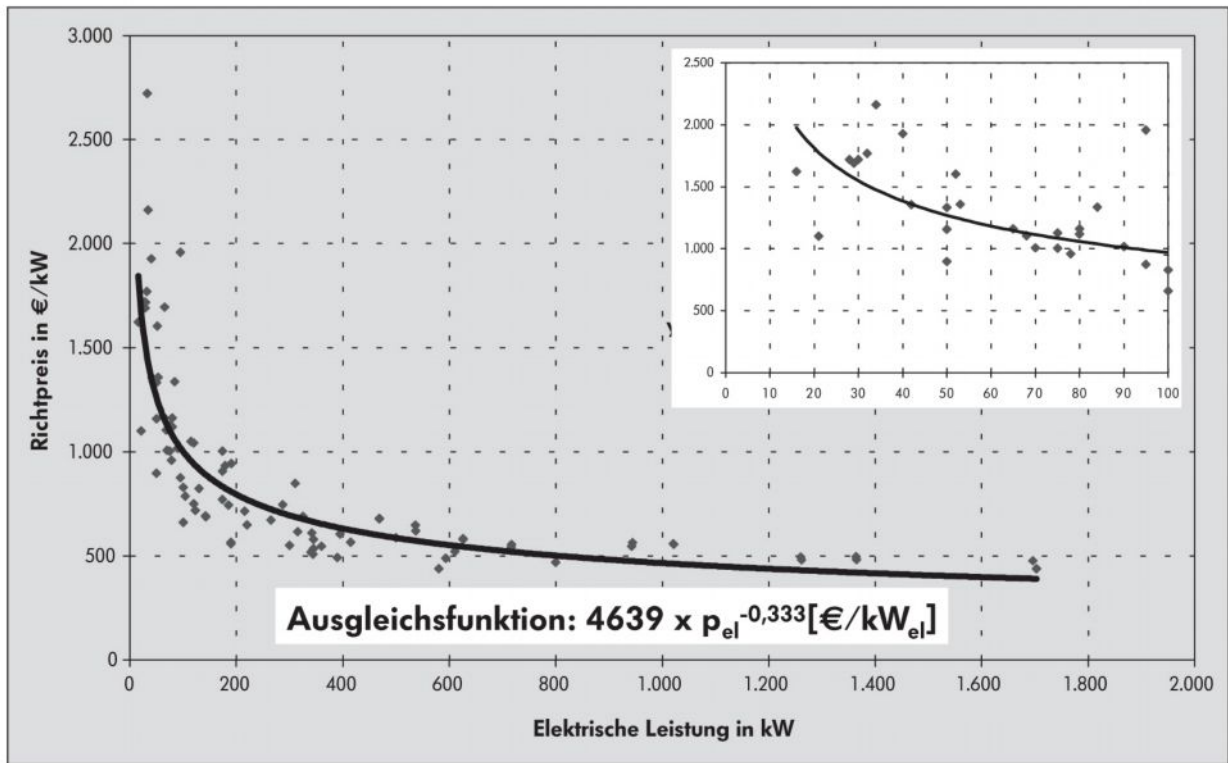


Рис. 5. Инвестиционные затраты на строительство мини-ТЭЦ на базе газопоршневых установок, использующих в качестве топлива биогаз [10, с. 14]
Ось Y — стоимость (евро/кВт), ось X — электрическая мощность (кВт).

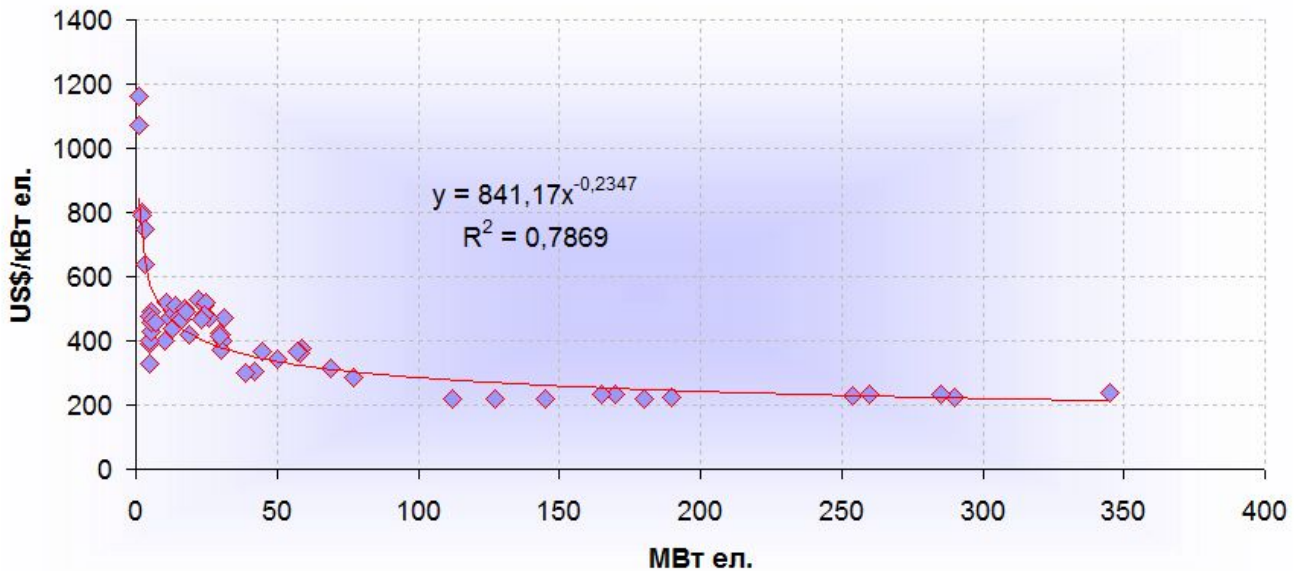


Рис. 6. Инвестиционные затраты на строительство электростанции на базе газотурбинной установки [7, с. 289]

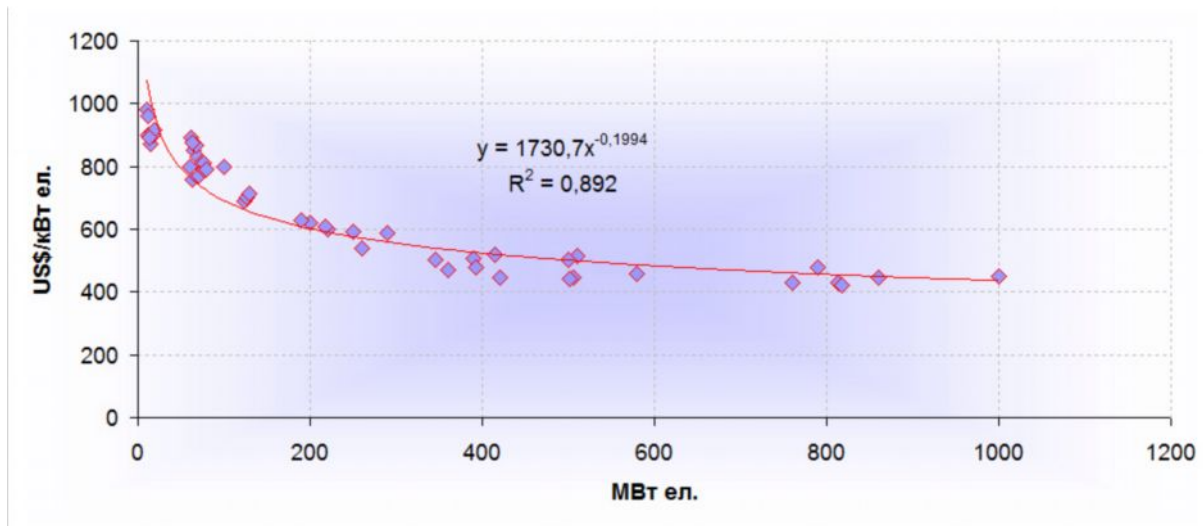


Рис. 7. Инвестиционные затраты на строительство электростанции на базе парогазовой установки [7, с. 289]

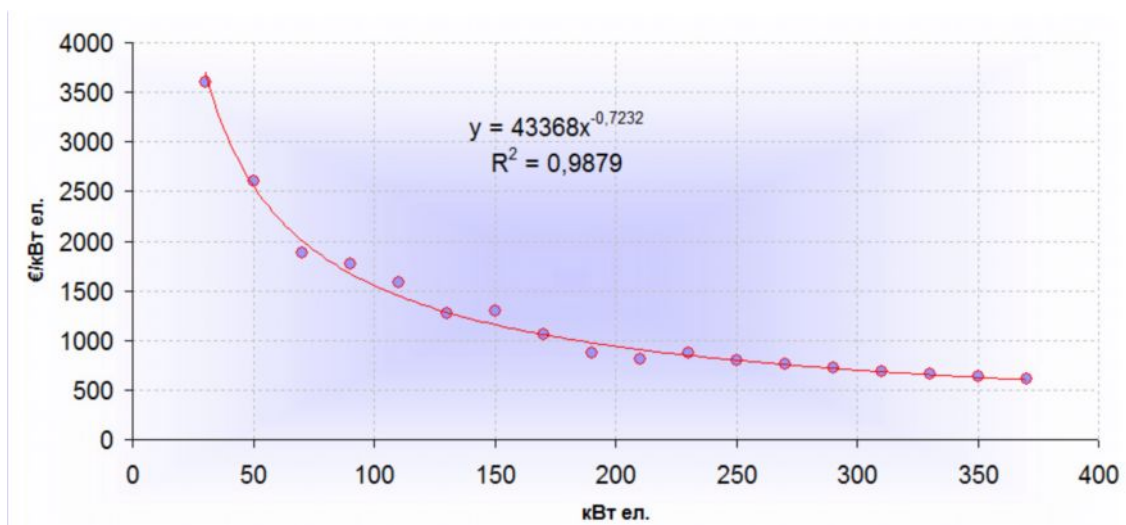


Рис. 8. Инвестиционные затраты на покупку блочной микрогазотурбинной установки [6, с. 325]

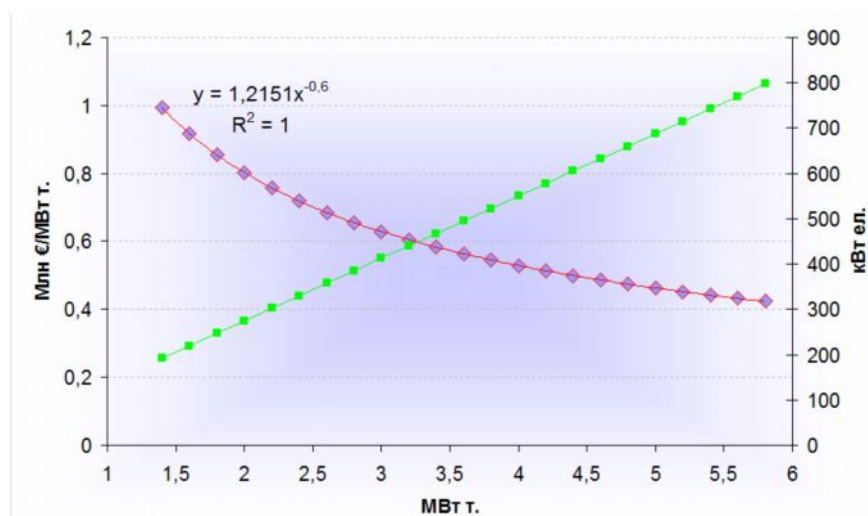


Рис. 9. Инвестиционные затраты на строительство газогенератора с неподвижным слоем (левая шкала) и потенциальная выработка электроэнергии при использовании генераторного газа (правая шкала) [3, с. 17]

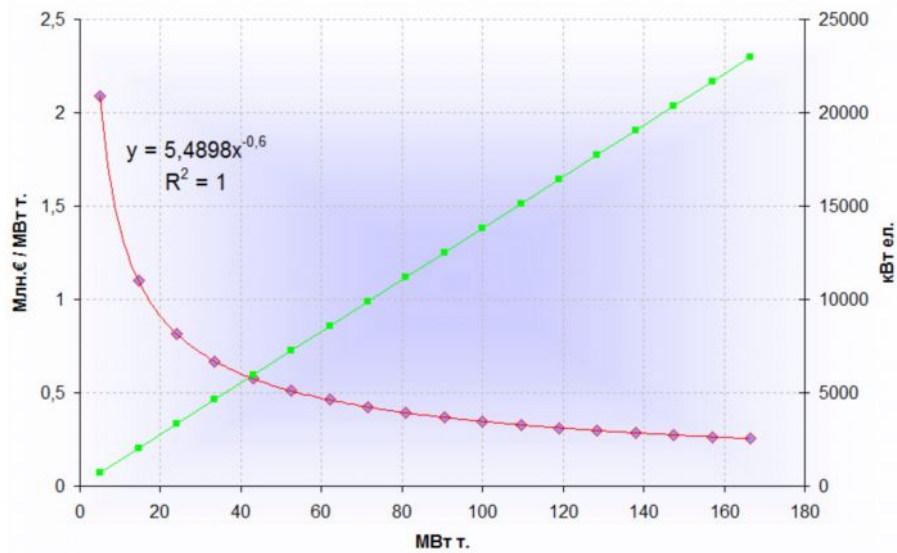


Рис. 10. Инвестиционные затраты на строительство газогенератора с кипящим слоем (левая шкала) и потенциальная выработка электроэнергии при использовании генераторного газа (правая шкала) [3, с. 17]

ПРИЛОЖЕНИЕ В

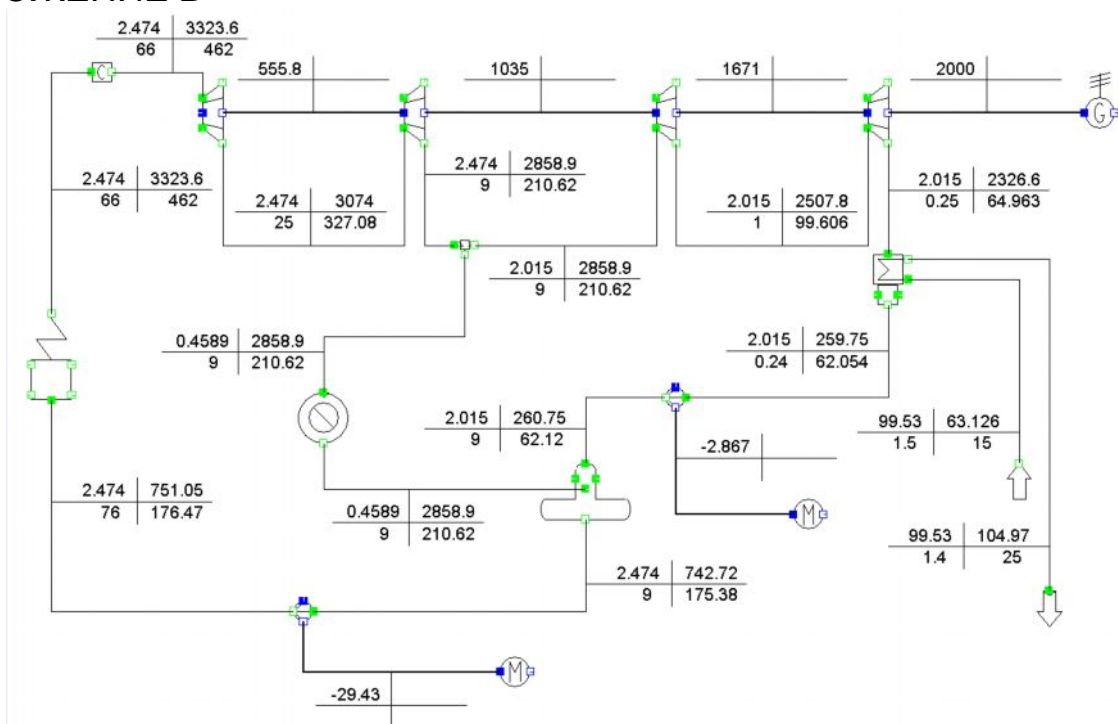


Рис. 11. Принципиальная схема паротурбинной установки с электрической мощностью 2 МВт

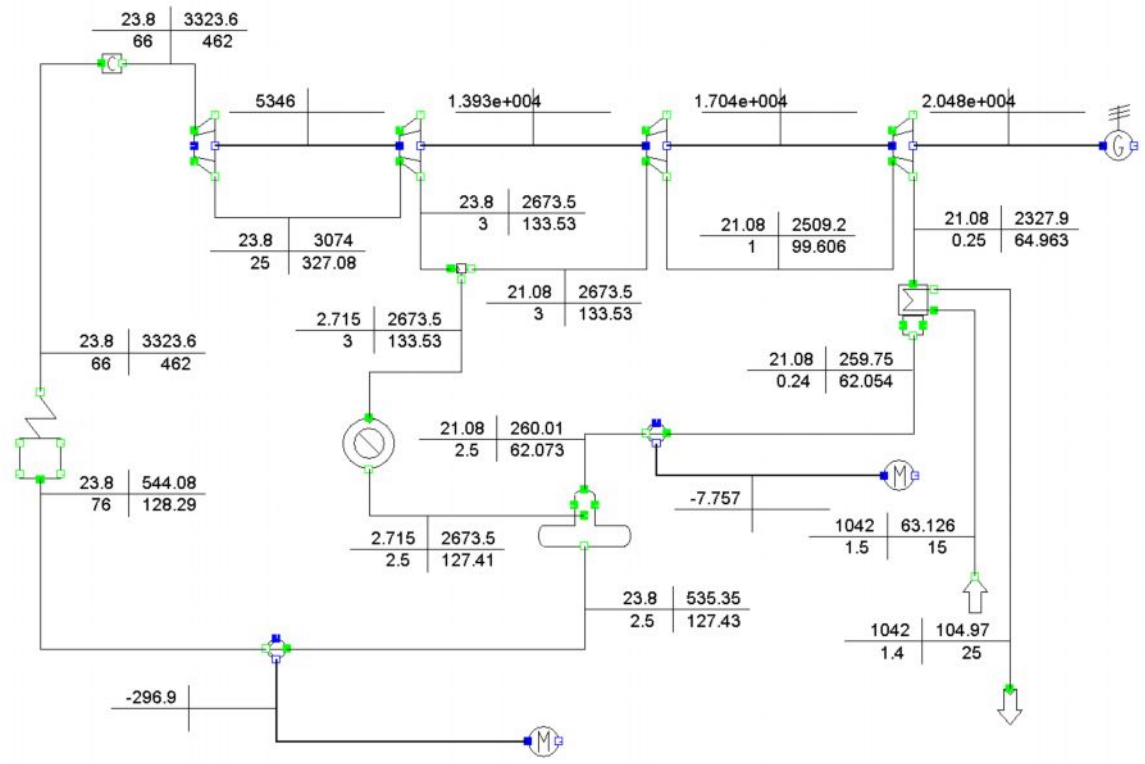


Рис. 12. Принципиальная схема паротурбинной установки с электрической мощностью 20 МВт

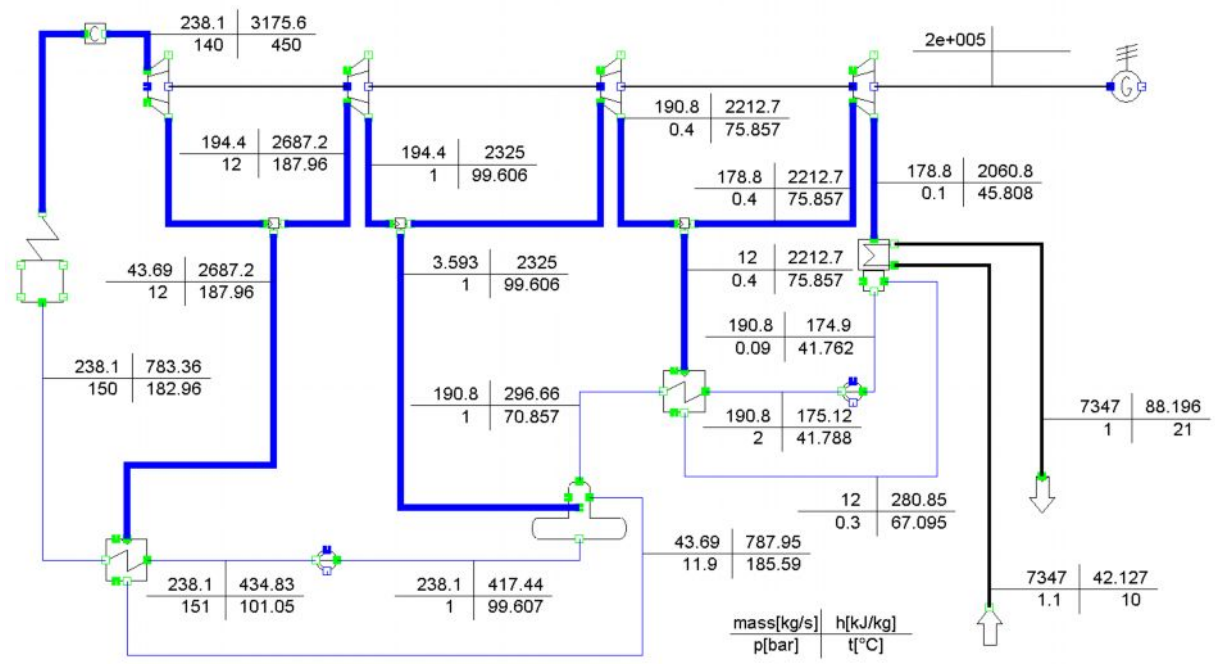


Рис. 13. Принципиальная схема паротурбинной установки с электрической мощностью 200 МВт

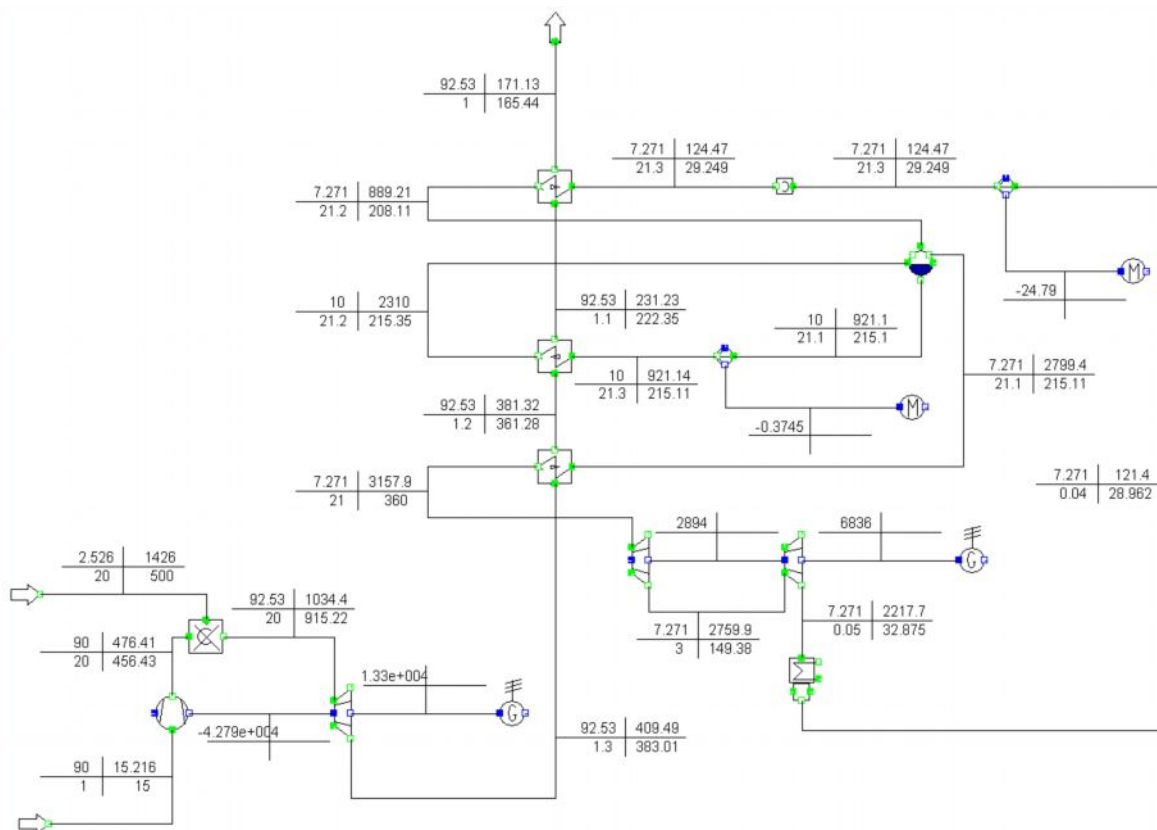


Рис. 14. Принципиальная схема парогазовой установки с электрической мощностью 200 МВт

Литература

1. Денисов-Винский Н. Д. Анализ источников низкопотенциального тепла и возможность его утилизации // Отчет. 2010. 191.
2. Электронный журнал ЭСКО за сентябрь 2003 г. // http://escosys.narod.ru/2003_9/art17.htm
3. Becherer D. *Konzeptstudie für die großtechnische Vergasung von Biomasse. Diplomarbeit, Technische Universität München.* 2010. 105.
4. Igwume A. *Evaluating and Comparing Current Biomass to Electrical Conversion Techniques. Report nr.: 2002.EV.2108. — Delft University of Technology, 2002, 90.*
5. Kaltschmitt M., Hartmann H. *Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. — Springer, 2004, 770.*
6. Karl J. *Dezentrale Energiesysteme, Neue Technologie im liberalisierten Energiemarkt. — Oldenbourg, 2004, 430.*
7. Konstantin P. *Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, transport und — beschaffung im liberalisierten Markt. — Springer, 2009, 474.*
8. Schmitz K., Schaumann G. *Kraft-Wärme-Kopplung. — Springer, 2009, 320.*
9. Strauß K. *Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. — Springer, 2006, 518.*
10. *BHKW-Kenndaten 2005. Module, Anbieter, Kosten. — ASUE, 2005, 47.*
11. *BHKW-Grundlagen. — ASUE, 2008, 48.*
12. *Das KWK-Gesetz 2009. Grundlagen, Förderung, praktische Hinweise. — ASUE, 2009, 20.*
13. *Gas Turbo Equipment Catalogue, Edition 1. Gas Turbo Technology JSC. 1999, 224.*
14. *Gas Turbo Equipment Catalogue, Edition 2. Gas Turbo Technology JSC. 1999, 166.*
15. *Gasturbinen-Kenndaten-Referenzen. — ASUE, 2007, 27.*
16. www.siemens.com
17. www.utz.ru
18. www.ktz.kaluga.ru
19. www.capstoneturbine.com
20. <http://corporate.evonik.de>
21. www.seeger.ag