

УДК 620.92

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ – ВИРТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Батура Е.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Распределенной генерацией можно считать использование энергоисточников до 25 МВт, которые находятся вблизи конечного потребления, вне зависимости от того, кто является их владельцем [1, с.1].

На сегодняшний день можно выделить три категории генерирующих мощностей, которые попадают под широкое определение распределенной генерации [2]:

- Блок-станции, источник электрической (иногда тепловой) энергии, расположенный на территории или в непосредственной близости от промышленного предприятия и принадлежащий владельцам этого предприятия на правах собственности или ином законном основании, например, праве аренды.

- Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) малой и средней мощности.
- Объекты малой и средней генерации, в числе которых газотурбинные и газопоршневые станции, электростанции на возобновляемых источниках электроэнергии (ВИЭ).

Состав технологий распределенной генерации энергии [1, с. 2]:

- Прямое сжигание твердого топлива (включая биомассу, уголь, твердые бытовые отходы (ТБО) для получения электрической и тепловой энергии, в том числе в теплофикационных паротурбинных установках (ПТУ).

- Технологии на природном газе, представленные множеством энергоустановок, в том числе ГПД, ГТУ, ПГУ, ТЭ. Наибольшее применение они получили для производства электрической и тепловой энергии.

- Ветроустановки (ВЭУ) и малые гидроэлектростанции (МГЭС), получившие наиболее широкое применение в малых распределенных системах электроснабжения потребителей.

- Солнечная энергия, преобразуемая в электрическую в фотоэлектрических установках (ФЭУ) и солнечных электростанциях (СЭС), а в тепловую на станциях солнечного теплоснабжения (ССТ).

- Низкопотенциальное тепло, которое с помощью теплонасосных установок (ТНУ) может использоваться как для теплоснабжения, так и для холодоснабжения.

- Атомные станции малой мощности (АСММ) могут быть полезны для отдаленных территорий как автономные источники электрической и тепловой энергии.

Кроме перечисленных технологий и установок перспективными представляются микротурбины, газопоршневые агрегаты.

Главными факторами, стимулирующими развитие распределенной генерации, являются [3]:

- Адаптация потребителей к рыночной неопределенности в развитии электроэнергетики и в ценах на электроэнергию; это способствует снижению рисков дефицита мощности и повышению энергетической безопасности;

- Повышение адаптационных возможностей самих ЭЭС к неопределенности рыночных условий развития экономики и снижение тем самым инвестиционных рисков;

- Появление новых высокоэффективных энергетических технологий (ГТУ и ПГУ);

- Рост доли газа в топливоснабжении электростанций;

- Ужесточение экологических требований, стимулирующее использование ВИЭ (гидроэнергии, ветра, биомассы и др.) при протекционистской политике государств.

Главными достоинствами распределенной генерации являются [2]:

- Снимается необходимость реконструкции и строительства новой сетевой инфраструктуры.

- Наличие источников напряжения в непосредственной близости от нагрузки увеличивает надежность энергоснабжения, способствует поддержанию должных уровней напряжения в сети и снижает риск потери устойчивости.

- Снижаются потери в сетях и перетоки реактивной мощности.

- Финансовые риски, связанные с объектами малой и средней генерации, намного ниже, чем для объектов с большой установленной мощностью.

- Повышение надежности энергоснабжения для владельца собственного источника электроэнергии, ведь большинство перерывов в энергоснабжении связано с нештатными ситуациями в сетевом хозяйстве.

- Возможность расширения производства на предприятии, т.к. нет необходимости ждать развития инфраструктуры поставщиками электроэнергии.

Препятствия для развития распределенной генерации [2]:

- Высокие таможенные пошлины на ввозимое из-за рубежа оборудование.

- Сложности технического регулирования и лицензирования при строительстве объектов распределенной генерации. Тепловые электростанции, в том числе объекты распределенной генерации, относятся к опасным производственным объектам. Требуется не только подтверждение соответствия требованиям технического регламента о безопасности машин и оборудования, но и подтверждение соответствия требованиям по энергоэффективности.

- Трудности при присоединении к электрическим сетям и оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению.

- Отрицательное отношение сетевых и генерирующих компаний. Распределенная генерация на территории промышленных объектов оказывает сдерживающее влияние на рост инвестиционных расходов сетевых компаний, а также снижает объем продаж электроэнергии и мощности генерирующими компаниями, владеющими региональными электростанциями.

- Отношение системного оператора к строительству объектов распределенной генерации двойственное. С одной стороны, число объектов,

которыми следует управлять или хотя бы наблюдать, множится, а это добавляет хлопот и затрат на персонал, программные средства и т.п. С другой стороны, распределенная генерация положительно влияет на надежность энергоснабжения, что приветствуется.

- Технические проблемы, сопряженные с распространением распределенной генерации. Распределенная генерация – это зачастую новое оборудование, импортированное из-за рубежа, с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления. Неоднозначно и влияние распределенной генерации на качество электроэнергии по уровням напряжений, а также на генерацию высших гармоник в системе. Подключение источников распределенной генерации к распределительной сети увеличивает токи короткого замыкания, что может потребовать замены коммутационных аппаратов, изменения настроек защит и др. Появление распределенной генерации усложняет оперативно-диспетчерское управление, а также систему релейной защиты и автоматики, противоаварийного управления. Многие из этих функций переходят к распределительным сетям, где может не быть персонала, способного с этим справиться.

Экономика распределенной генерации:

Рассмотрим пример расчета экономических последствий строительства собственной электростанции для гипотетического газоперерабатывающего предприятия, которое производит сухой отбензиненный газ (СОГ) [2]. Продукция предприятия поставляется ОАО «Газпром». Предприятие может использовать часть производимого СОГ в качестве топлива для своей электростанции. При этом поставки СОГ снизятся. В настоящий момент предприятие получает электроэнергию на напряжении 10 кВ от сетевой подстанции 220/10 кВ, потребляемая электрическая мощность – 100 МВт.

Предприятие намерено построить электростанцию, на которой будет установлено четыре ГТУ, мощностью 27,5 МВт каждая. Оценка надежности энергоснабжения предприятия основывается на вероятности одновременного нахождения одной ГТУ в плановом ремонте и аварийного останова еще одной ГТУ. На основе этой оценки при вводе в эксплуатацию всех четырех ГТУ для бесперебойной работы предприятия максимальное потребление мощности из сети должно составлять 27,5 МВт. Таким образом, предприятие будет декларировать заявленную мощность, по которой следует платить за содержание электрических сетей, в 27,5 МВт.

Предприятие намерено вложить в строительство электростанции 30% собственных и 70% заемных средств. Строительство должно начаться в 2012 году и завершиться в 2015 году.

Предпосылки расчета (используем гипотетические, но приближенные к реальности значения) [2]:

- Потребляемая мощность – 100 МВт.
- Потребляемая электроэнергия – 70000 МВт•ч в месяц.
- Минимальная необходимая мощность аварийного питания предприятия – 82,5 МВт.

• Регулируемый котловой тариф на услуги по передаче электрической энергии в данном регионе для данного уровня напряжения:

1. Ставка на содержание сетей – 883521 руб./МВт;
2. Ставка на оплату технологического расхода потерь – 132 руб./МВт•ч.

• Инфраструктурные платежи – 2,388 руб./МВт•ч.

• Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика – 64,52 руб./МВт•ч.

• Средневзвешенная одноставочная цена оптового рынка электроэнергии (мощности) – 1123 руб./МВт•ч.

• Предприятие отпускает СОГ для ОАО «Газпром» по цене 1800 руб./1000 м³.

• Удельный расход СОГ на электростанции – 360 м³ на 1 МВт•ч (соответствует фактическому удельному расходу 414 гу.т./кВт•ч электроэнергии согласно данным Минэнерго России для ГТУ).

• Стоимость оборудования и строительства электростанции – 3,85 млрд руб.

• Процент по займу сроком на 10 лет – 10 % в год.

• Долгосрочный темп роста цен на электроэнергию и мощность – 7 % в год.

• Долгосрочный темп роста цен на газ – 10 % в год.

• Коэффициент дисконтирования (равный WACC для предприятия) – 12,5 % в год.

Расчет экономической выгоды от строительства электростанции ведется по величине разницы между чистым дисконтированным доходом (NPV) при наличии электростанции и без нее. В расчете учитываются только статьи доходов и затрат, имеющие непосредственное отношение к рассматриваемому вопросу, а именно доход от продажи объема СОГ, потребного для производства электроэнергии в объеме потребления предприятия, и затраты на электроснабжение.

При отсутствии электростанции доходы предприятия V_1 представляют собой выручку от продажи СОГ, необходимого для работы электростанции. Потребление электростанции составляет 252 млн м³ СОГ в год, при продажной цене 1800 руб./1000 м³ $V_1 = 453,6$ млн руб. Затраты – это плата за энерго-снабжение, которая состоит из платы за электроэнергию и мощность, включающую в себя оплату потерь, сбытовую надбавку и инфраструктурные платежи \mathcal{E}_1 , а также плату за содержание электрических сетей C_1 . Сальдо денежных потоков предприятия D_1 в этом случае равно [2]:

$$D_1 = V_1 - \mathcal{E}_1 - C_1. \quad (1)$$

В затраты, связанные с электростанцией, войдут следующие компоненты [2]:

• Возврат вложенного капитала и возврат на капитал с учетом амортизации оборудования и налога на прибыль, которые вместе носят название - «разрешенных платежей за мощность» M .

• Величина капитальных затрат для расчета определяется на основе нормативных значений удельных капитальных расходов в соответствии с ПП РФ № 238 с учетом равномерного распределения инвестиционных затрат по годам (предполагается, что срок строительства газовых станций равен 4 годам).

• Условно-постоянные затраты владельца электростанции (УПЗ), в соответствии с ПП РФ №238 равные в 2010 году 80 тыс. руб./МВт в мес. для объекта газовой генерации (повышаются в соответствии с индексом инфляции).

• Затраты на производство электроэнергии \mathcal{E}_2 , практически равные себестоимости СОГ для предприятия. Для оценки затрат на производство электроэнергии (в отсутствие точных данных по теплотворной способности СОГ и КПД генерирующего оборудования) примем средний расход газа на производство 1 кВт•ч электрической энергии на ГТУ за 0,36 м³ или 360 м³ на 1 МВт•ч. Это значение соответствует средним фактическим данным по расходу топлива на ГТУ, приводимым Минэнерго России. Себестоимость СОГ принимается равной цене продажи газа ОАО «Газпром» как альтернативного способа использования газа. Таким образом, себестоимость СОГ на производство 1 МВт•ч = 360/1000×1800 руб. = 648 руб.

Сопоставление затрат предприятия на приобретение электроэнергии (без строительства электростанции) и затрат на выработку электроэнергии после ввода электростанции в эксплуатацию приведено на диаграмме (Рисунок - 1) [2].



Рисунок 1 - Затраты на электроэнергию: покупка на рынке и доставка потребителю vs собственное производство

При наличии электростанции сальдо денежных потоков для предприятия (с учетом сниженной платы за содержание электрических сетей C_2 в результате снижения до 27,5 МВт заявленной мощности) будет равно [2]:

$$D_2 = V_2 - (M + \text{УПЗ} + \mathcal{E}_2 + C_2). \quad (2)$$

Разница между денежными потоками предприятия при отсутствии электростанции и при ее наличии равна [2]:

$$D_2 - D_1 \quad (3)$$

Расчет этой разницы и нахождение суммы ее дисконтированных по годам величин дает ответ на вопрос об экономической целесообразности для этого предприятия строительства запланированной электростанции.

Для данного конкретного случая расчет показывает, что NPV становится положительным после семи лет со дня ввода электростанции в эксплуатацию

(Рисунок - 2) [2], а внутренняя норма доходности (IRR) проекта на протяжении срока эксплуатации электростанции составляет 21%. После выплаты кредитов в 2024 году предприятие владеет электростанцией, расходы на которую, кроме налогов и амортизации, только операционные.



Рисунок 2 - Денежные потоки и NPV проекта строительства электростанции

В таком расчете одним из основных факторов является прогноз цен на топливо. Проблема неизбежных ошибок такого прогноза нивелируется ввиду того, что в первом приближении рыночные цены на электроэнергию будут зависеть от цен на топливо в той же степени, что и стоимость производства электроэнергии на собственной электростанции. Дополнительным аспектом расчета, доказывающего целесообразность инвестиций в собственную распределенную генерацию, является вопрос выбора наиболее оптимального оборудования, что будет диктоваться в первую очередь планируемыми режимами его работы.

Виртуальные электростанции на базе РГЭ:

В связи с широким распространением источников распределенной генерации и их интеграцией в централизованную систему электроснабжения возникло понятие виртуальной электростанции (Virtual Power Plant) [1, с. 13]. Концепция виртуальной электростанции предполагает объединение группы установок распределенной генерации энергии посредством общей системы управления их режимами. Необходимость в таком объединении возникает в связи с проблемами диспетчерского управления из-за «невидимости» для диспетчера установок РГЭ, необходимостью повышения эффективности энергоснабжения, учета накопителей энергии для компенсации неравномерности режимов работы распределенных возобновляемых источников энергии, а также активных потребителей, имеющих возможности управления собственным энергопотреблением.

Виртуальная электростанция – это структура, объединяющая в себе распределенные генераторы (ветроустановки, фотоэлектрические станции, мини- и микроТЭЦ и др.), активных потребителей (бытовых, промышленных) и системы аккумулирования энергии (тепловые, электрические, механические и химические). Обычно виртуальные электростанции присоединяются к сети

среднего или низкого напряжения. Элементы виртуальной электростанции могут располагаться на значительных расстояниях друг от друга. Связывающие их сети (электрическую и коммуникационную) объединяют под термином интеллектуальная «микросеть» (Microgrid). Характерной особенностью микросетей является возможность их работы в автономном режиме. Управление виртуальными электростанциями осуществляется дистанционно через управляющую систему, которая принимает информацию о текущем состоянии каждой энергоустановки и передает на них управляющие сигналы.

Виртуальная электростанция фактически интегрирует в себе технические и технологические решения по управлению спросом и предложением распределённой генерацией энергии с помощью программно-аппаратного комплекса, который функционально также включает управление интеллектуальной сетью, средствами релейной защиты и автоматики, потокораспределением в сети, качеством электроэнергии, гибким ценообразованием и т.п. Она обеспечивает эффективное управление спросом на электроэнергию и позволяет адекватно совмещать и оптимизировать графики нагрузок потребителей. Такое объединение генерирующих мощностей и потребителей способствует сглаживанию пиковых нагрузок и снижению цены на электроэнергию. Виртуальная электростанция может иметь коммерческое назначение (продажа электроэнергии на оптовый рынок), техническое назначение (системные услуги – такие как регулирование частоты и активной мощности, поддержание качества электроэнергии и т.п.) или же объединять обе эти функции. Она может решать сразу несколько задач в энергетике, среди них такие, как оптимизация нормальных и аварийных режимов, стабилизация работы энергосистемы с детерминированными и стохастическими генераторами, гибкость в управлении производством энергии и способность согласования его с текущим уровнем потребления, интеграция различных типов, генерирующих энергоисточников.

Принципиальная схема включения активного потребителя и виртуальной электростанции в электроэнергетическую систему страны приведена на (Рисунке - 3) [1, с. 14]:

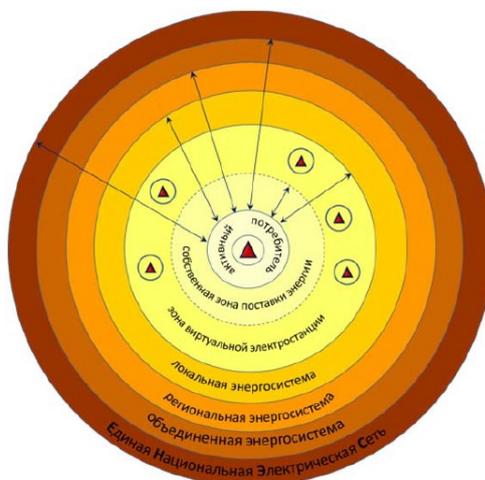


Рисунок 3 - Принципиальная схема включения активного потребителя и виртуальной электростанции в электроэнергетическую систему страны

Вывод:

1. Тенденции развития электроэнергетики в мире связаны не только с ростом масштабов производства электроэнергии на традиционных крупных электростанциях, но и с увеличением доли распределенной генерации. Эти тенденции определяются необходимостью адаптации потребителей и развития ЭЭС к рыночной неопределенности, появлением новых высокоэффективных энергетических технологий, ростом доли высококачественных видов топлива, ужесточением экологических требований, стимулирующем использованием ВИЭ при протекционистской политике государств.

2. Рост доли распределенной генерации в ЭЭС не только имеет положительные стороны, но и создает определенные технические проблемы, которые связаны с изменением свойств систем, возможностей управления ими в нормальных и аварийных условиях. Эти проблемы решаемы, однако при этом усложняется диспетчерское и автоматическое управление ЭЭС, требуется разработка новых математических моделей по обоснованию развития ЭЭС и систем электроснабжения, анализу их режимов и управлению ими.

3. Интеграция модели виртуальной электростанции в централизованную систему обеспечивает сетевым компаниям возможность подключения новых потребителей, а системный оператор получает дополнительные маневренные электрические мощности.

Литература:

1. Воропай Н.И., Стенников В.А., Централизованная и распределенная генерация - не альтернатива, а интеграция [Электронный ресурс, режим доступа]: http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/4-2.pdf, свободный.

2. Журнал “Энергосбережение” [Электронный ресурс] / Ньюшлосс Дж., Ряпин И.Ю., Тенденции развития распределенной генерации - 2012 - №7 - [Режим доступа]: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=5371, свободный.

3. Воропай Н.И., Распределенная генерация в электроэнергетических системах [Электронный ресурс, режим доступа]: <http://www.combienergy.ru/stat/983-Raspredelennaya-generaciya-v-elektroenergeticheskikh-sistemah>, свободный.