

Обеспечение Адекватности Системы на Румынском Рынке Электроэнергии

Только силы рынка электроэнергии должны нормально вести энергосистему к безопасности/адекватности в среднесрочном периоде. Тем не менее, есть сомнения, особенно после некоторых важных событий, что в действительности только рынок электроэнергии не может гарантировать требуемый спрос мощности во все моменты времени. Сигнал, данный высокой ценой на электроэнергию, мог иметь разные корни как недостаток генерирующих мощностей, энергетических ресурсов, перегрузка системы.

Румынское Агентство Регулирования в Энергетики разработало в июле 2007 года регулирующее законодательство для механизма резерва мощности как первый шаг по обеспечению более специфического сигнала, чтобы гарантировать в среднесрочном периоде адекватность системы и поддержать материально всех генерирующих мощностей электроэнергии, которые содействуют эффективной конкуренции или надежности энергосистемы.

Статья содержит короткое описание нынешней ситуации системы электрической и тепловой энергии и регулирующего законодательства в Румынии, сопровождаемое анализом разных механизмов резерва мощности. Статья сфокусируется на достижениях в этой области в Румынии сопровождаемые другими дальнейшими достижениями, которые будут внедрены в будущем.

Ключевые слова: адекватность энергетической системы, механизм резерва мощности

Отилия Марин

Отдел Тарифов Сети, Директор,
omarin@anre.ro,
РАРЭ, ул. Крст. Наку 3, Бухарест, Румыния

Виолета Раду

Technical College PTC Георге Аириней,
Профессор,
v.radu_68@yahoo.com,
ул. Романчирилор 1, Бухарест, Румыния

I. Введение

Рынок электрической энергии начал свою деятельность в Румынии в 2000 году, когда Румынское Агентство по Регулированию в Энергетики (РАРЭ) регламентировало торговые отношения между производителями и поставщиками электроэнергии и когда, между ними был подписан первый контракт купли/продажи электроэнергии. Со своего создания, рынок электроэнергии зарегистрировал непрерывный прогресс в повышении его открытия и увеличения числа участников, а также диверсификацией типов контрактов.

Электроэнергетическая система организовано сегодня из компаниях по генерации электроэнергии (самая крупная - АО Гидроэлектрика, вторая АО Нуклеарелектрика), один оператор транспорта и системы (TSO) НК Трансэлектрика, восемь крупнейших компаний по распределению электроэнергии (пять из них приватизированы с участием иностранных инвесторов) и более чем 150 поставщиков. Даже если уровень открытия рынка составляет 100%, не весь потенциал использован. Рынок электроэнергии имеет две стороны: одна регулируемая с отрегулированными количествами и ценами в контрактах для жилищного сектора и смешанных потребителей, и конкурентная сторона.

В настоящее время, согласно Закону об Электроэнергии, Министерство Экономики и Торговли ответственно за разработку долгосрочной стратегии развития электроэнергетической системы, TSO отвечает за разработку среднесрочного плана раз-

вития сетей транспорта электроэнергии, который должен быть утвержден РАРЭ, и не существует механизма среднесрочного развития генерирующих мощностей.

Статья начинается с вопроса о резерве мощности электроэнергетической системы. Может эта задача быть обеспечена только рынком электроэнергии? Нормально, силы рынка электроэнергии должны вести систему электроэнергетики к среднесрочной безопасности/адекватности. Есть сомнения, тем не менее, особенно после некоторых важных последних событий случившихся в течение недавнего прошлого, что в действительности, только рынок электроэнергии не может гарантировать требуемый резерв мощности, как для надежности, так и для эффективной конкуренции во все моменты времени. Просто в среднем этого не достаточно, чтобы его гарантировать.

II. Нынешняя ситуация в Румынии

Установленная мощность Румынской энергосистемы 17 ГВт а максимальна нагрузка меньше 10 ГВт. Это подразумевает огромный резерв мощности, чтобы покрывать простои, неиспользованную мощность, резервы системы и остаток установленной мощности. Системный резерв мощности сравнимый с другими странами УСТЕ и неиспользованная мощность сравнима с аналогичными системами. Остаток установленной мощности на 15% больше чем спрос. Нынешняя политика УСТЕ предусматривает необходимый резерв мощности как минимум около 5% от общей установленной мощности системы, таким образом, "число Мегаватт" которые не должны поставлять электроэнергию и которые не должен даже обеспечить системные резервы услуг высокое.

В преимуществе общества внедрять механизм, который допускает для наиболее неэффективных генерирующих мощностей (лимитная величина предусматривалась УСТЕ), чтобы поставлять безопасность/адекватность для энергетической системы без определенного операционного времени и, в тоже время, чтобы обеспечить безопасность в обеспечении резерва мощности не в краткосрочном периоде, когда действуют другие механизмы, но на будущем, в среднесрочном периоде. Данный среднесрочный период должен быть установлен около 4 лет, для того, чтобы допускать, если этот случай, необходимое время, чтобы действительно

построить новую электростанцию.

Результаты, полученные от моделирования, реализованные для создания контрактов на 2004 год, выявили, что использование 150 МВт генераторов, работающих на лигните с эффективностью меньше чем 25 % для производства около 700 ГВт.час, приводит к уменьшению электричества поставленного эффективными генераторами, работающими на лигните с более высокой эффективностью (выше чем 30%) для того, чтобы обеспечить максимальное годовое количество лигнита доступного для электроэнергетического сектора и в увеличении производства электричества на генерирующих установках, работающих на углеводородах. Вспомогательная стоимость генерации на системном уровне была почти 12 mil \$. Вспомогательная стоимость за недопоставку энергии TSO составляет около 0,7 mil \$. Мы должны упоминать, что генерирующая установка рассматриваемое в анализе не должно производить электроэнергию в базовом режиме кривой нагрузки и нету дефицита в этой области.

Базовое моделирование, выполненное для портфеля заключения контракта рассматривает, модель всей системы электрической и тепловой энергии, по каждому генерирующему устройству, включая устройства когенерации и установленную тепловую мощность в каждой электростанции (теплоэлектростанции, тепловые котлы). Портфели заключения контракта (почасовые нагрузки и цены), определены для каждой компании производитель электроэнергии на основании годового тарифа и годового количество утвержденного РАРЭ и в общем, почасовом производстве электроэнергии каждой компании, и системная предельная себестоимость получена от моделирования. Моделирование выполнено экономической нагрузкой генерирующих устройств после того, как рассматривались ограничения (национальное годовое количество лигнита и угля, водных ограничений, системных ограничений, перегрузки и т.п.). Производитель не обязан производить всё договорное количество на своих генерирующих устройствах, допускается покупать электричество с рынка.

Устанавливая на отрегулированной стороне рынка электроэнергии, на среднесрочном периоде (5 лет), портфель заключения контракта для больших производителей электроэнергии и контракты на электроэнергию для независимых производителей

электроэнергии, и на долгосрочном периоде, соглашение о приобретении энергии от ядерных электростанциях, часть адекватности резерва мощности системы на среднесрочный период достигнута. Другая часть достигнута на конкурентоспособной стороне рынка электроэнергии, заключением контракта на поставку электроэнергии с преимущественными потребителями.

Контракты установленные методом регулирования вместе с соответствующим предложением механизма цены, допускают планирование системного оператора на экономических основах.

В настоящее время, при полностью открытом рынком, доля портфеля контрактов уменьшится. В тоже время, прежняя вертикально интегрированная энергосистема разделилась теперь во многих компаниях и существующий механизм, по установлению портфеля контрактов, может привести компанию к тому, чтобы иметь портфели контрактов для половины установленной мощности, что усложняет без причины действие оператора электростанции. Этот механизм теперь в процессе пересмотра (заключаются первичные контракты, выбор первичных контрактов вместо портфеля контрактов).

Имея в виду, что время строительства электростанции по крайней мере 2 - 4 года, опасность на которое мы можем обратить внимание на существующем рынке электроэнергии Румынии, это то, чтобы обеспечить будущий спрос энергетической системы на электроэнергию, установлены высокие тарифы для портфеля контрактов для некоторых очень неэффективных компаний/установок, которые установлены в большом количестве - "остаточные мощности". Количество электроэнергии урегулировано согласно тарифам даже для этих очень неэффективных производителей. Эксплуатируя эти установки миллионы долларов теряются, ресурсы топлива не правильно использованы и окружающая среда загрязнена. Более того, нет правильного сигнала для новых инвесторов в генерирующих мощностях.

В этом отношении, резерв мощности, вспомогательная услуга, которая имеют цель гарантировать адекватности Национальной Энергетической Системы, было одобрено и внедрено с 1 августа 2007 года и опубликованного в соответствующей методологии НАРЭ. Этот документ - Методология для установления, внедрения и использования вспомогательных услуг резерва мощности - было одо-

брено Приказом нр.19/2007 и опубликовано в Официальном Мониторе Румынии нр.507/30 от июля 2007. Резерв мощности является дополнительным резервом оператора системы TSO, гарантированными генерирующими мощностями, которых можно запустить и загружать в течение времени меньше 72 часов, для гарантии обеспечения спроса на энергию в специальных условиях.

Методология применяется оператором системы TSO для: определения количества резерва мощности, выбора распределенных генерирующих мощностей для этой услуги, определение поставщиков для этой услуги, использование услуг резерва мощности, окончания данных услуги. Внедряется действующими генерирующими мощностями поставщиков, квалифицированных для поставки резерва мощности. НАРЭ утверждает тарифы и регулируемые количества резерва мощности.

На основе процедуры утвержденной НАРЭ, оператор системы TSO оценивает для каждого следующего года, используя вычислительные методы, валовое потребление электроэнергии (по месяцам), максимальное количество часов не поставленной электроэнергии, резерв мощности (по месяцам).

Установлены два этапа по внедрению резерва мощности. 1-й этап начался с августа 2007 и закончился 31 декабря, 2008 года.

Генерирующие мощности выбраны оператором системы TSO на основе определенных критериях, таких как: генерирующая установка не работает и не имеет контрактов для вспомогательных услуг или мощности, установка не имеет ограничения по загрязнению окружающей среды, не ограничено в потоке мощности, не находится в ремонте или программе переоснащения, установка доказало свою пригодность, поставщик доказывал доступность запаса топлива, период для которого генерирующая установка может поставлять вспомогательную услугу, географическую область местонахождения установки, период времени необходимый от назначения генератора до статуса доступный для поставки вспомогательной услуги.

На основании информации и вычислениях оператора системы (TSO) и предложения поставщиков, НАРЭ утверждает максимальную цену и запрошенное количество резерва мощности. Назначение генерирующих устройств регулировано на основании максимальной цены, не выше чем максимальная цена утвержденная регулятором,

если предложение поставщика резерва мощности больше чем запрошенное количество. Назначение генерирующих устройств, регулировано на основании приказа регулятора, если предложение резерва мощности поставщика меньше чем запрошенное количество. Поставщики оплачены по набавленной цене, не выше чем максимальная цена.

TSO и поставщики резервной мощности определяют действующие резервные устройства на основе контракта. Использование резерва мощности возможно только на основании приказа о поставки на период не менее чем три дня. Резерв мощности пересматривается в течение не более двух недель от начало этой вспомогательной услуги.

На сбалансированном рынке, генераторы энергии будут оплачены по максимальной цене в течение первых трех дней, а в течение последующих дней будут оплачены в результате предложений на сбалансированном рынке. Предложение генерирующих мощностей от этих установок, на один день до открытия рынка запрещается.

Окончание оказания услуг резервной мощности прежде, чем допускает контрактный период будет возможно при специальных условиях: форс-мажор, по требованию TSO и утверждению регулятора если генерирующая установка не соблюдало бы договорных обязательств как минимум однажды после оплаты штрафной санкции, когда установленные мощности - больше максимального допущенного уровня, когда лицензия поставщика была приостановлена или отменена, в других случаях включая приостановление контракта но только с одобрением регулятора.

Характеристики 2-го этапа (с 1 января 2009 года) должны быть определены.

III. Механизмы существующих и новых мощностей

Согласно Директиве 2003/54/ЕС Европейского Парламента, "безопасность" означает как безопасность поставки, так и обеспечения электричества, а также техническую безопасность. Статья 4, Проверка безопасности поставки, определяет проверяющую деятельность включая "покрытие баланса поставки/спроса на национальном рынке, уровня ожидаемого спроса в будущем и предусмотренные дополнительные генерирующие мощности, за-

планированные или под строительством, меры по обеспечению максимального спроса на электроэнергию и, выход из строя одного или более поставщиков". Статья 28, Основы отчетности, подчёркивает что "**специальное внимание** будет выделено мерам, предпринятым в странах членам ЕС, чтобы покрывать пиковый спрос". Статья 7, организация тендера для новых генерирующих мощностей, определяет в соответствии со Статьей 9 (Задачи оператора системы TSO - как "ответственный за: способность в долгосрочном обеспечении системы покрытия разумного спроса на передаваемую мощность, участие в безопасности поставки обеспечивая требуемую возможность передачи и системной надежности, и т.п.."), что TSO может быть определен как ответственный за организацию, мониторинг и управление процедурой тендера на новые мощности".

Надежность системы может быть описана двумя основными и функциональными атрибутами: адекватность и безопасность (источник: UCTE). Адекватность измеряет возможность энергетической системы обеспечить нагрузку во всех установившихся режимах, в которых энергетическая система может просуществовать в стандартных условиях. TSO должен иметь или продвигать механизмы, которые допускают в наиболее эффективном способе выполнять эти требования в рыночной среде.

Новая Директива о безопасности поставки электроэнергии была предложена Энергетической Комиссией ЕС для того, чтобы "совершенствовать процесс" и поддерживать требуемые резервы, как при передаче, так и производстве энергии.

Действующее обязательство по гарантии энергетической безопасности является очень прочными, особенно после событий недавнего прошлого. Эти уроки показали, что даже открытый рынок требует соответствующие резервы мощности согласно ожиданиям, резервы уменьшаются после процесса либерализации. Есть мнения, которые утверждают, что конкурентоспособные рынки обеспечат требуемые уровни безопасности (напр. многие в Великобритании), но другие считают что, вряд ли рынки могут обеспечить достаточную адекватность "на самом деле".

Энергетическая только модель существует в Англии и Уэльсе в составе Новых соглашений торговли электричеством (New Electricity Trading Arrangements - NETA). Не существует механизма

адекватности мощности. Введение NETA привело к значительному падению оптовой цене, которая нормально сопровождалась процессом “замораживания” неэффективных генерирующих установок. В настоящее время, оптовые цены повышаются и появилась потребность в “размораживание” или управление спросом энергии у потребителей.

Для того чтобы уменьшить время ответа инвесторов на сигналы цен на электроэнергию, в Ирландии, как часть перехода к оптовому рынку, рассматривается внедрение схем способствующие быстрого строительства новых генерирующих мощностей. Даже с этим уменьшением, остаётся различие времени между сигналом рынка электроэнергии и сдаче в эксплуатацию новых мощностей.

В 1998 году, когда Национальная Компания Управления Рынком Электроэнергии (National Electricity Market Management Company – NEMMCO) было создано, было достаточно установленной мощности в энергетической системе Австрии. NEMMCO играло роль “торговли резервом” и оценка адекватности системы. Не существует материальной поддержки генерирующих мощностей. Система основана только на рыночных ценах. Недавно, появилась необходимость удваивать цену на непоставленную энергию (величина потери за недопоставку обеспечения нагрузки) и ведутся дискуссии об установлении рынка резерва мощности.

Механизмы оплаты за мощность вознаграждают компании за обеспечение доступности генерирующих мощностей. Анализ, выполненный в 2004 году показал, что от механизма отказались в Англии и Уэльсе, но все еще используется в Аргентине, Колумбии (под процессом исправленного издания), Испании и Северной Ирландии (предложен). Цена была/есть/будет установлена по принципу вероятности необеспечения нагрузки и значению потерь от непоставок (Англия и Уэльс), в величине 10\$ / МВт/час для того, чтобы иметь достаточной мощности даже в очень сухие годы (Аргентина), внутренний спрос на Pt 0.8/kВт.ч*месяц (Испания) или ожидания необеспечения нагрузки и уменьшение возможности производства энергии на 20% (Северная Ирландия). В существующем механизме Колумбии, ежемесячная считается эквивалентная генерирующая мощность в долгосрочной модели для каждого генератора и фиксированная стоимость газовой турбины открытого цикла. Фиксированные стоимости считаются теоретически, но

переменные стоимости и установленные мощности должны продемонстрировать соглашение на поставки топлива.

Оплата не предусмотрена рыночным механизмом и есть трудности в определении объема и распределения платежей генераторам. Платя только существующим генераторам, этот механизм не обеспечивает гарантии, что адекватность будет обеспечена в среднесрочном периоде, если она обеспечена в настоящее время. Некоторые генераторы выводятся из строя в среднесрочном периоде из-за завершения их срока службы.

Выглядит более подходящим, что вместо рассматривания только мощностей с контрактами топлива, внедрять рынок мощности со среднесрочными предложениями мощностей и штрафная система, которая обескураживают сверх-оцениваемую мощность.

“Механизм контракта надежности” предложенный Профессором Перез-Арриага для Колумбии предусматривает, что системный оператор купит на аукционе от имени потребителя определённое количество контрактов надежности регулируемое регулятором, штраф за непоставки и период времени аукциона больше чем за год.

Рынки мощности внедрённые PJM и NYISO - более сложные. Каждая компания поставщик энергии должна показывать заранее, что у неё есть достаточная мощность по обеспечению прогноза и свою долю резервного генерирования согласно инструкциям PJM или NYISO. Билеты мощности использованы на ежедневном и ежемесячном рынке, организованном оператором сети, чтобы дать возможность перепродавцам регулировать их долю в соответствии с их обязательствами. При не соблюдении обеспечения назначенных требований мощности, штраф рассчитан от стоимости новой турбины, установленной и подключённой к распределительным сетям. Даже так, значение штрафа за полгода выглядит дешевле, чем построить пиковый генератор.

Три региональные Независимые Системные Операторы (РЖМ, Н.ЙОРК и НЕЕ) сформировали в 2001 году модель групп адекватности ресурса для того, чтобы разрабатывать лучшие правила для рынков капитала адекватности. Предложено приобретать мощности заранее за три года на ежегодном аукционе каждым оператором сети, чтобы удовлетворять свои составные требования.

Много экспертов считают, что рынок мощности может решить безопасность поставок на рынке электроэнергии и в этом направлении предложение - как, Гна. Тома Уэльса так и Федеральной Комиссии Энергетического Регулирования. Они оба смотрят на несколько лет в будущем на гарантию адекватности, но они отличаются рассмотрением связи между конкретной нагрузкой и конкретной генерирующей мощностью.

IV. Выводы

Рынок электроэнергии может решить проблему безопасности/адекватности, но в реальности сомнительно ожидать этого только от него. Сигналы цен, данные рынком электроэнергии правильные и способствуют строительству новых генерирующих мощностей, но проблема в том, что случается с ценами на электроэнергию, непрерывность поставки электроэнергии и связанные с этим политические проблемы пока такая мощность будет построена.

Проблема более актуальна в Румынии, учитывая долгосрочный период с настоящего времени для реабилитации других генерирующих установок на угле или углеводороде (для некоторых установок более чем 10 лет), долгосрочный период для завершения первого ядерного реактора и затем второго с остаточной стоимостью менее чем 30 \$/МВтч.

Вот почему мы считаем, что может быть подходящим внедрение механизма, чтобы гарантироваться сегодня достаточную мощности на среднесрочный период (около 4 лет), и устанавливать на рыночной основе эту управляющую деятельность избыточной мощности.

Удобно для общества гарантии рыночного механизма, который обеспечит финансовые ресурсы для установок, предлагающие адекватность энергетической системы на среднесрочном периоде для того, чтобы позволять неэффективным установкам, которые могут обеспечить адекватность, не действовать.

Рынок мощности на среднесрочный период мог бы дать правильный сигнал для новых эффективных

установок для того, чтобы гарантировать адекватность энергетической системы на среднесрочном периоде, а также, мог бы дать гарантию в адекватности системы с точки зрения установленной мощности. Рынок признает вовремя потенциальный дефицит мощности (или избыток) прежде, чем это действительно произойдет, способствуя инвестициям в генерирующие мощности, таким образом избегая скачек цен, который происходит когда ограничена поставка электроэнергии. Внедренный механизм должен допустить, что стоимость безопасности обеспечивается всей системой, а не только компанией или потребителями где свободная мощность установлена.

Оператор сети должен определить необходимую мощность для каждого года ближайшего будущего периода времени на основе предполагаемого спроса полученного от поставщиков и долгосрочного планирования развития системы и новых генерирующих мощностей. Этот период времени должен быть примерно 4 года для того, чтобы допускать строительство новых генерирующих мощностей.

Более длительный период должен определить оценки ошибок и неиспользованные стоимости ненужных мощностей. Оператор сети может выдать сертификаты для каждой мощности доступной в определенном году согласно доступной мощности в долгосрочном периоде (или по различным категориям резерва/установок), чтобы использовались на рынке каждой генерирующей компанией.

Рыночный механизм должен требовать от каждого поставщика среднесрочной безопасности или контракт на достаточный резерв мощности в соответствии с кривой потребителя согласно спецификации системного оператора, двухстороннее предложение оператору рынка мощностей через аукцион. Потребители которые нуждаются в более высокий резерв мощности должны купить больше резерва. Деньги должны быть уплачены в год когда мощность обещана. Штрафная система должна быть внедрена как на стороне спроса, так и на стороне поставщика мощности.

Литература

[http://www.wikipedia.org/New Zealand Electricity Market](http://www.wikipedia.org/New_Zealand_Electricity_Market), <http://www.nationalgrid.com/uk>
<http://www.ofgem.gov.uk>, <http://www.electricity.org.uk>, <http://www.cer.ie>, <http://www.ferc.gov>
<http://www.iea.org/public/reviews/2003/ireland/summary.pdf>, <http://www.nordpool.com>