

УДК 621.311:338.45

Н.Г. Любимова

ОЦЕНКА ДОСТИЖЕНИЯ ИНДИКАТОРОВ ПЕРВОГО ЭТАПА РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ

Аннотация. В 2015 г закончился первый этап реализации «Энергетической стратегии до 2030 г.» Оценено выполнение параметров индикаторов первого этапа (2008–2015 гг.): электропотребления, выработки электроэнергии, вводов мощности, структура мощности, удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла, потребность в топливе. По ряду показателей Энергетической стратегии не достигнуты даже предельные значения, по некоторым показателям отклонения минимальны. В целом, задания этапа не выполнены и, очевидно, что следующие этапы надо корректировать в меньшую сторону.

Ключевые слова: Энергетическая стратегия, электропотребление, вводы мощности, удельные расходы топлива, потребность в топливе.

Natalia Lyubimova

ASSESSMENT OF ACHIEVEMENTS OF THE FIRST PHASE OF IMPLEMENTATION OF THE ENERGY STRATEGY INDICATORS

Annotation. The first stage of implementation of the "Energy Strategy up to 2030" is finished in 2015. Estimated implementation of the indicator parameters of the first stage (2008-2015g): power consumption, power generation, power inputs, power structure, specific fuel consumption for electricity and heat, the need for fuel. For a number of indicators of the Energy Strategy are not achieved even limits, for some indicators deviations is minimal. In general, the phase assignment is not fulfilled, and it is obvious that the following steps should be adjusted downwards.

Keywords: energy strategy; electricity consumption; power inputs; specific fuel consumption; fuel demand.

Первый этап реализации Энергетической стратегии рассматривался как посткризисный, его цель – скорейшее преодоление кризисных явлений и выход на устойчивые темпы развития, в том числе за счет качественного обновления и модернизации электроэнергетической отрасли. Продолжительность первого этапа (с 2008 до 2013–2015г) должна была определяться масштабами последствий кризиса и возможностями их преодоления экономикой, в том числе энергетическим сектором [4].

После экономического кризиса (2008–2009 гг.) и, соответственно, очередного падения электропотребления в 2010 г. электропотребление России вышло на предкризисный уровень 2008 г., а последующие два года даже характеризовались ежегодным ростом электропотребления. Однако с 2013 г. снова наметилась тенденция снижения электропотребления (см. рис. 1). Еще более нестабильная ситуация с максимумами нагрузки за анализируемый период (2008–2015 гг.), динамика изменения которых, определялась не столько факторами производства, хотя наметилось снижение электропотребления со стороны алюминиевых заводов, сколько метеорологическими условиями, в том числе прохладными зимами 2012 и 2014 гг. (см. рис. 1) [2].

Намечавшиеся скромные темпы роста экономического развития (2010–2012 гг.) на первом этапе реализации Энергетической стратегии были в немалой степени скорректированы геополитическим кризисом, начавшимся в 2014 г. и повлекшим за собой введение рядом стран финансовых, технологических и иных санкций против России, а также глубоким и устойчивым падением цен на нефть на мировом рынке. В целом ситуация в электроэнергетике с 2008 г. характеризуется нестабильностью, а с 2013 г. – наличием признаков рецессии.

В этих непростых экономических и политических условиях оценивая достижение индикаторов Энергетической стратегии, следует отметить следующее. Хотя электропотребление и производ-

ство электроэнергии не достигли заданных нижних значений индикаторов, отклонения минимальны. Электропотребление в целом по России под конец первого этапа составляло 1036,4 млрд кВт•ч, что на 0,5 % ниже нижней границы заданного интервала значений; производство электроэнергии – 1049,9 млрд кВт•ч, что на 0,9 % ниже нижней границы интервала значений [2; 4].

При этом производство электроэнергии на АЭС превысило нижнее значение индикатора на 0,5 %, и составило 195 млрд кВт•ч, на тепловых электростанциях достигло заданных значений и составило 686,1 млрд кВт•ч, а на возобновляемых источниках составило 169,1 млрд кВт•ч и не достигло заданных значений, соответственно – на 7,1 %, чему в не малой степени способствовало маловодье в бассейнах водосбора крупных рек Сибири. Следует отметить, что впервые в 2015 г. в структуре выработки электроэнергии по ЕЭС России отмечены значения по солнечной (7,3 млн кВт•ч) и ветровой энергетике (6,1 млн кВт•ч) [2].

В структуре производства электроэнергии доля АЭС составила 18,5 %, т.е. выросла по сравнению с 2008г на 17,8 % и даже превысила максимальное значение индикатора на первом этапе, приблизившись к значениям 2 этапа реализации Энергетической стратегии. Доли возобновляемой генерации и ТЭС соответствуют значениям заданных диапазонов.

В 2015 г. состоялось открытие ряда объектов возобновляемых источников энергии: солнечной электростанции (СЭС) мощностью 5 МВт в п. Переволоцкий Оренбургской области, Бурибаевской СЭС мощностью 10 МВт, Орской СЭС им. А.А. Влазнева (25 МВт), Абаканской СЭС (5,1 МВт), второй очереди Кош-Агачской СЭС (5 МВт) в Республике Алтай и Бугульчанской СЭС (5 МВт) в Республике Башкортостан.

В июне 2015 г. в п. Батагай Верхоянского улуса Республики Саха (Якутия) заработала крупнейшая СЭС в Заполярье. Мощность первой очереди энергообъекта – 1 МВт. Солнечная станция интегрирована в существующую систему энергоснабжения поселка и совместно с действующей дизельной электростанцией представляет единый энергокомплекс. Благодаря СЭС ежегодная экономия дизельного топлива в п. Батагай составит порядка 300 т, или 16 млн руб. в ценах 2015 г.

Во второй половине 2015 г. фотоэлектрические панели появились в с. Юнкюр Верхоянского улуса (40 кВт), п. Бетенкес (40 кВт), с. Столбы (10 кВт) и с. Улуу Алданского улуса (20 кВт) Республики Саха (Якутия). СЭС синхронизированы с действующими в поселках дизельными электростанциями и частично замещают их выработку.

В сентябре 2015 г. в п. Усть-Камчатск на Дальнем Востоке открыт ветроэнергетический комплекс из трех установок суммарной мощностью 900 кВт.

В целом доля нетопливных источников энергии (АЭС и возобновляемых источников) в структуре производства электроэнергии соответствует заданному значению (не менее 34 %) [2].

Потери электроэнергии в электрических сетях от общего объема отпуска электроэнергии в 2013 г составляли 11,6 %, а в 2015 г. по данным реализации Государственной программы «Энергоэффективность и развитие энергетики» планировались на уровне 11, 1 %. Фактическое значение показателя за 2015 г. будет опубликовано Федеральной службой государственной статистики в соответствии с пунктом 1.4.6 Федерального плана статистических работ, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 6 мая 2008 г. № 671-р. Следовательно, можно ожидать, что задание индикатора на первом этапе реализации Энергетической стратегии (не более 12 %) будет достигнуто.

Объем экспорта электроэнергии к концу первого этапа (в 2015 г. – 13,5 млрд кВт•ч, что почти в 2 раза превышает объемы 2014 г.) из-за политической ситуации сократился по сравнению с 2008 г. на 18,5 % и не достиг заданных минимальных значений на треть [2; 3]. Хотя по-прежнему ЕЭС России работает параллельно с энергосистемами стран Норвегии, Финляндии, Эстонии, Латвии, Литвы, Белоруссии, Украины, Грузии, Южной Осетии, Абхазии, Азербайджана, Казахстана, Монголии, Ки-

тая. Самые крупные поставки электроэнергии за 2015 г. по данным ОАО «СО» были направлены в Финляндию (3920 млрд кВт•ч), Белоруссию (2860 млрд кВт•ч), Украину (2637 млрд кВт•ч – в основном, поставки в энергосистему Донбасса), Китай (3299,4 млрд кВт•ч) и Казахстан (2369,8 млрд кВт•ч) [2].

Во исполнение возложенных на ОАО «СО ЕЭС» функций по организации параллельной работе ЕЭС России и иностранных государств за анализируемый период ОАО «СО ЕЭС» проведена существенная работа по совершенствованию правового, нормативно-технического, технологического и информационного обеспечения совместной работы ЕЭС России и энергосистем иностранных государств.

Учитывая значительную программу вводов мощностей и модернизации действующего оборудования (только в 2014 г в рамках ДПМ было введено – 7.3 ГВт и в 2015 г. -3,1 ГВт при плане – 5.1 ГВт), в целом установленная мощность электростанций России достигла нижнего значения заданного диапазона. Установленная мощность электростанций России по данным Минэнерго на 1 января 2016 г. составила – 243,2 ГВт, в том числе «ЕЭС России» – 235.3 ГВт, что превышает уровень 2008 г в целом по России почти на 10,8 % [1].

В 2015 г. запущена новая модель долгосрочного конкурентного отбора мощности (КОМ) на оптовом рынке. КОМ впервые был проведен сразу на четыре года вперед вместо одного года. Это создало для генерирующих компаний возможности для средне- и долгосрочного планирования своей операционной деятельности в условиях меньшей неопределенности.

При существенном моральном и физическом износе действующих мощностей и отсутствии роста электропотребления объемы вывода из эксплуатации пока почти в 2 раза меньше объемов ввода. Только в ОЭС «Северо-Запада» и ОЭС «Юга» объемы выводимой мощности превышают объемы вводов.

Доля мощности тепловых электростанций в «ЕЭС России» составляет почти 70 %, из них 40 % – оборудование ТЭЦ.

Установленная мощность тепловых электростанций только «ЕЭС России» за период 2008–2015 г выросла почти на 18,5 % и достигла намеченных на первом этапе реализации Энергетической стратегией значений (более 156 ГВт). Установленная мощность атомной генерации выросла на 14 % и также почти достигла нижнего значения заданного диапазона (отклонение составляет около 3 %).

Мощность возобновляемой генерации только по станциям «ЕЭС России» за период 2008–2015 гг. выросла на 8,8 % и почти достигла нижнего значения заданного диапазона (отклонения составляют не более 10 %).

Следует отметить, что рост установленной мощности электростанций в анализируемый период (10,8 %) не соответствует темпам роста электропотребления (1,5 %) и изменению максимумов нагрузки (-2,0 %)(рис.).

При нестабильности значений максимума нагрузок в целом по России в отдельных энергосистемах наблюдается стабильный рост и даже превышение исторического максимума потребления мощности (например, в 2015 г в Кубанской энергосистеме). Но все же это скорее исключение, чем правило.

Инвестиции в развитие генерации и сетевого комплекса по оценке «СО» достигли в 2015 г – 778,8 млрд руб., что ниже, чем в 2014 г на 28,9 млрд руб. или 3.6 %, и ниже, чем в 2011 г. – один из наиболее удачных годов анализируемого периода, на 114, 6 млрд руб. или 14.7 % [2; 3].

Рост установленной мощности при снижении нагрузки ведет к росту резервов, так в 2015 г резервы мощности составляли 42 ГВт или 28,5 % от максимума потребления. Рост резервов мощности повышает вероятность бездефицитной работы системы, которая в соответствии с заданием на первом этапе реализации Энергетической стратегии должна быть не менее 0,9990.

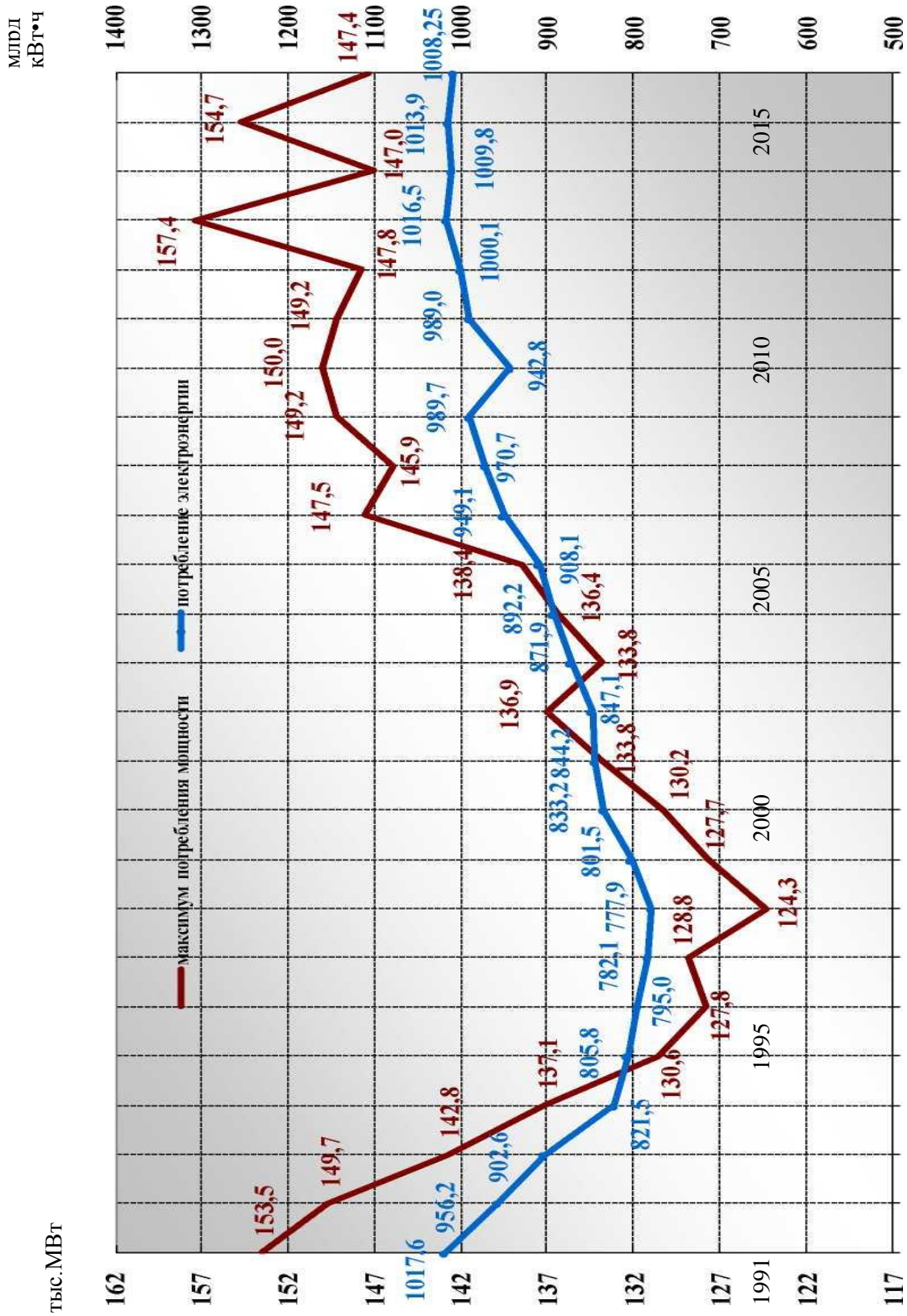


Рис. 1. Электропотребление и максимумы нагрузки с 1991 по 2015гг. (данные «СО» по «ЕЭС России») [2]

Вводы новых мощностей и модернизация оборудования должны вести к повышению эффективности работы электростанций. Одним из индикаторов эффективности является удельный расход топлива на отпуск электроэнергии.

В 2015 г. фактический удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии от ТЭЦ мощностью 25 МВт и более при использовании пропорционального метода разделения расхода топлива между электроэнергией и теплом снизился за год на 2 г.у.т./кВт•ч и составил 317,6 г.у.т./кВт•ч, это значение является минимальным за последнее десятилетие (справочно: 2006 г. – 333,1 г.у.т./кВт•ч; 2008 г. – 335,7 г.у.т./кВт•ч; 2011 г. – 330,6 г.у.т./кВт•ч; 2013 – 322,2 г.у.т./кВт•ч; 2014 г. – 319,8 г.у.т./кВт•ч) [1].

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на источниках комбинированной выработки превышает установленные значения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от тепловых электростанций на конец первого этапа реализации Энергетической стратегии (не более 315г) на 0,8 %, но ниже фактических значений 2005 и 2008 гг., соответственно – 94,4 и 95 %, что соответствует заданным значениям индикатора (не более 94 % к уровню 2005 г.).

Экономия топлива на отпуск электрической энергии от ТЭЦ в стоимостном выражении составляет более 25 млрд руб. за прошедшие 5 лет или 5 млрд руб. ежегодно [1].

Таким образом, за счет стимулирования хозяйствующих субъектов к увеличению коэффициента полезного действия основного генерирующего оборудования и ввода в эксплуатацию новых эффективных мощностей, действующих в отрасли механизмов нормирования удельных расходов топлива, а также рыночных механизмов ценообразования и конкуренции, удалось переломить наметившуюся в 2006-2008 гг. тенденцию роста удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии, но достичь значений индикатора не удалось.

Фактический удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ установленной мощностью 25 МВт и более в 2015 г. также снизился за год на 4,3 кг у.т./Гкал и достиг – 161,4 кг у.т./Гкал. [1]

Однако за последние 20 лет экономические параметры работы централизованного теплоснабжения в России ухудшились. Теплоэнергетика потеряла привлекательность для инвесторов, в результате -31 % источников тепловой энергии и 68 % тепловых сетей эксплуатируются с превышением нормативного срока службы.

Для изменения существующей ситуации была разработана целевая модель рынка тепловой энергии, которая одобрена Президентом Российской Федерации В.В. Путиным (перечень поручений от 21 мая 2014 г. № Пр-1145), для ее реализации подготовлен план мероприятий («дорожная карта») «Внедрение целевой модели рынка тепловой энергии», утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 2 октября 2014 г. № 1949 р.

Предусматривается поэтапный переход на новую модель рынка в сфере теплоснабжения. В основе новой модели – такая система отношений между всеми участниками процесса теплоснабжения, которая имеет внутренние экономические стимулы к повышению эффективности, надежности и качеству обслуживания, в том числе с использованием метода «альтернативной котельной» для ценообразования, а также к привлечению инвестиций в сферу теплоснабжения.

Динамика электрических нагрузок, а также показатели эффективности работы электростанций влияют на потребность в топливе. Электростанции России в основном работают на газе, угле и мазуте.

ТЭС Приволжского, Центрального и Уральского федеральных округов работают в основном на газе; потребителями угля являются ТЭС Сибирского, Уральского и Дальневосточного округов, а нефтепотребители – ТЭС Северо-Западного округа и особенно ТЭЦ г. Мурманска.

За 2013–2015 гг. суммарная потребность в топливе составляла 316–328 млн т. условного топлива в год и в целом соответствовала значениям первого этапа реализации Энергетической стратегии (296–333 млн т у.т.). [1,4]

В соответствии с индикаторами первого этапа реализации Энергетической стратегии доля газа должна составлять 70–71 %, доля угля в структуре топливоснабжения тепловых электростанций – 25–26 %. Такое соотношение в структуре топлива характеризует надежность топливоснабжения.

В 2015 г. суммарная потребность в газе на электростанциях России составляла 207 млн т у.т., в твердом топливе – 108 млн т у.т., и в мазуте – 1.7 млн т у.т., что соответственно составляет – 65 %, 34,5 и 0,5 % в структуре топливоснабжения ТЭС [1].

Таким образом, за 2008–2015 г. в целом по России наметилась положительная динамика снижения доли газа (-5 %) и мазута (-1 %) и повышения доли угля. При этом потребление газа ниже нижнего значения заданного диапазона на 1,5 %, мазута – около 3 раз, а угля выше верхнего значения на 7 %, что соответствует больше значению индикатора второго этапа реализации Энергетической стратегии.

Отмеченная тенденция при отсутствии роста электропотребления явилась следствием, с одной стороны, вытеснения атомными электростанциями газовой генерации в европейской части, а с другой, наоборот, расширением участия угольной генерацией в покрытии графика нагрузок в Сибири в условиях малой водности ГЭС.

Несмотря на наметившуюся положительную тенденцию, в ряде федеральных округов все еще остается монотопливная структура топлива, что не позволяет считать топливоснабжение в целом по стране надежным. Например, в Северо-Кавказском, Приволжском, Центральном федеральных округах доля газа составляет от 85 до 100 %, в Сибирском федеральном округе доля угля составляет – 86 %.

Для того, чтобы реально пошел процесс снижения доли газа и увеличения доли угля, необходимо создать условия для межтопливной конкуренции, которая возможна при соотношении цен на газ-уголь равным 2–3. В целом по России в 2013–2015 гг. такое соотношение сложилось, но по отдельным округам соотношение меньше 2 (например, в Центральном округе), что делает уголь неконкурентным.

Библиографический список

1. Итоги работы Минэнерго и основные результаты функционирования ТЭК в 2015 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://minenergo.gov.ru/node/4436> (дата обращения : 25.03.2016).
2. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2015 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2016/ups_rep2015.pdf (дата обращения : 25.03.2016).
3. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2014 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2015/ups_rep2014.pdf (дата обращения : 25.03.2016).
4. Энергетическая стратегия России в период до 2030 г. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения : 15.03.2016).