



ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕОБОРУЖЕНИЕ

Альтернативный вариант повышения надежности энергоснабжения

Некрасов С. А., канд. техн. наук, канд. экон. наук

НИУ “МЭИ”, Москва



Некрасов С. А.

Проведено сравнение затрат для двух вариантов повышения надежности энергоснабжения потребителей — сооружение крупных генерирующих источников с последующим наращиванием пропускной способности ЛЭП и развитие распределенной генерации. Показано, что помимо более эффективного использования попутной тепловой энергии в случае расположения источника вблизи потребителя достигается рост системной надежности энергоснабжения. Взаиморезервирование пространственно удаленных генераторов, работающих вблизи конечного потребителя параллельно с сетью в зоне действия понизительной подстанции, обеспечивает повышение надежности его энергоснабжения со значительно меньшими капитальными затратами. Показан характер снижения удельных издержек на резервирование по мере роста числа параллельно работающих источников. В результате их взаиморезервирования будут формироваться условия для использования существующей сети котельных с целью развития распределенной генерации, позволяющей в наибольшей степени реализовать возможности комбинированной выработки тепловой и электрической энергии и обеспечить ценологическое распределение энергетических мощностей.

Ключевые слова: оптимизация подходов к повышению надежности энергоснабжения, распределенная энергетика, удельный расход топлива на выработку электроэнергии.

Базисом экономического развития России в XX в. стал план ГОЭЛРО, который представлял собой единую программу возрождения и развития страны и ее конкретных отраслей, а в качестве главного средства предусматривал максимально возможный подъем производительности труда на основе электрификации. По мере его воплощения стали развиваться исследования в области надежности создаваемой системы энергоснабжения [1]. В последующие десятилетия как в общей теории надежности [2], так и в ее приложении к энергетике [3 – 5] специалисты СССР занимали лидирующие позиции.

Практическая реализация теоретических разработок позволила сформировать единую энергетическую систему со значительным запасом надежности, что обеспечило стабильность энергоснабжения стран постсоветского пространства на протяжении двух десятилетий переходного к рыночным отношениям периода. Например, даже в условиях многократного уменьшения финансирования не только в развитие, но и в ремонтно-регламентные работы параметры

потока отказов ВЛ 500 – 110 кВ, эксплуатировавшихся в 1992 – 2002 гг., несмотря на большую изношенность ЛЭП, оказались заметно ниже параметров потока отказов ВЛ, эксплуатировавшихся в 1964 – 1984 гг., что указывает на несостоятельность мнения ряда специалистов о снижении надежности действующего оборудования энергосистем и электрических сетей из-за увеличения его физического (а точнее бухгалтерского) износа. Имеющиеся факты ухудшения надежности оборудования с превышенным сроком службы можно объяснить массовым переходом за последние 20 лет от нормативно-регламентных ремонтных работ к ремонтам по состоянию оборудования или его работе “до первого отказа”, а также уменьшением в этот период из-за недофинансирования объемов и качества проводимых ремонтно-профилактических работ [6].

На протяжении первых трех четвертей XX в. энергетика развивалась в рамках эффекта масштаба, когда снижение удельных показателей происходило по мере роста единичной мощности энергетического оборудо-

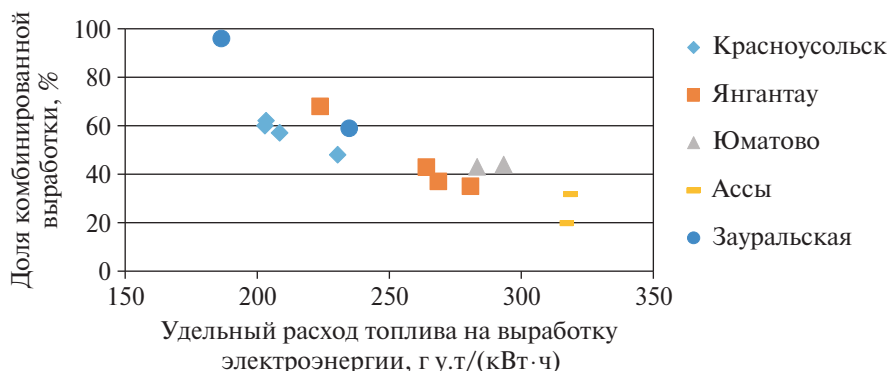


Рис. 1. Зависимость удельного расхода топлива на производство электроэнергии от доли комбинированной выработки электроэнергии на газопоршневых станциях Башкирии

вания и соответственно повышения уровня напряжения, на котором выдавалась произведенная электроэнергия. Однако к концу XX в. эта тенденция вышла на насыщение. И каждый последующий переход на более высокие параметры пара и более высокие единичные мощности энергоблоков приводил к все менее ощутимому сокращению удельных расходов топлива. В итоге если в 1960 – 1980 гг. удельный расход топлива на КЭС СССР снизился с 450 до 356,1 г у. т/(кВт · ч), то после 1980 г. он практически не изменился — в 1980 – 1987 гг. уменьшился только до 355,8 г у. т/(кВт · ч). Аналогичная ситуация наблюдалась и на ТЭЦ. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии вышел на горизонтальный участок и даже незначительно повысился после 1980 г. — с 265,4 в 1980 г. до 267,2 г у. т/(кВт · ч) в 1987 г. [7]. При сравнении этих значений заметен значительно больший потенциал его снижения путем комбинированной выработки теплоты и электроэнергии по сравнению с возможным изменением за счет эффекта масштаба в результате усложнения единичной энергоустановки.

В России не в полной мере реализованы возможности повышения коэффициента использования теплоты топлива за счет комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Для примера на рис. 1 показана фактическая зависимость удельного расхода топлива на производство электроэнергии от доли ее комбинированной выработки в разные годы на газопоршневых станциях Башкирии (по данным [8]). Если сравнить эти данные с удельным расходом топлива на выработку электроэнергии Сочинской ТЭС (электрическая мощность станции — 158 МВт: два энергоблока ПГУ-39 и один дубль-блок ПГУ-80; тепловая мощность

— 50 Гкал/ч), который в 2009 – 2011 гг. превышал 266 г у. т/(кВт · ч) [9], то увидим, что возможен значительно меньший расход топлива на выработку электроэнергии на основе более простых по сравнению с ПГУ, а следовательно, менее капиталоемких и требующих меньших эксплуатационных издержек единичных энергоустановок. Поэтому актуален вопрос о прекращении сооружения крупных ТЭС и широком внедрении малых электростанций, работающих по комбинированному циклу. При этом нецелесообразно массовое строительство трудноремонтируемых и практически незаменимых (в крупных населенных пунктах) тепловых сетей [10].

Помимо возможностей роста энергоэффективности в результате когенерации за счет приближения источников теплоты и электроэнергии к конечному потребителю и снижения единичной мощности генераторов в последние годы повышается эффективность малых энергоисточников. Так, в настоящее время КПД газопоршневых электростанций превышает 43 %, а свободнопоршневые двигатели имеют эффективный КПД более 50 % в диапазоне 10 – 100 % номинальной мощности [11]. Данные значения указаны без учета бинарных парогазовых режимов, приводящих не только к росту удельных капитальных вложений в новые энергетические проекты и увеличению эксплуатационных затрат, например, для замены высокотемпературной части ГТУ, но и к снижению маневренности новых парогазовых энергоблоков.

Рыночные отношения требуют новых подходов к решению сформулированной в [12] задачи оптимизации надежности энергоснабжения — повышения ее для народного хозяйства и поиска экономически оправданного уровня надежности, превышение которого при данном уровне технологии и качестве

исходных материалов приведет к неоправданному удорожанию продукции. С одной стороны, согласно [12] для роста уровня надежности с 0,996 до 0,9997 (первое значение соответствует сегодняшнему состоянию энергоснабжения, второе является целевым показателем завершающего — третьего этапа Энергетической стратегии России до 2030 г. [13]) необходимо увеличение вложений в развитие электроэнергетической отрасли с 3,95 до 11 млн руб. на 1 МВт нагрузки (из них 90 % — в повышение надежности генерации, 10 % — в сети). С другой стороны, при современном уровне надежности электроэнергетики расчетное значение ущерба в экономике и социальной сфере Российской Федерации оценивается примерно в 1,5–2 % от ВВП [14]. Ежегодный ущерб от низкого качества электроэнергии превышает объемы инвестиций, предусмотренные пятилетней программой развития электроэнергетики. Для примера: по данным исследований Национальной лаборатории им. Л. Беркли, ежегодные экономические потери в США от перерывов электропитания достигают 80 млрд долл. [15].

В связи с этим особенно актуальны исследования [6], которые позволили на основе многолетних фактических данных обосновать общую закономерность — снижение надежности энергетического оборудования по мере роста его единичной мощности и уровня напряжения, на котором оно связано с энергосистемой. Рассмотрим результаты этих исследований.

1. Возрастание параметра потока отказов турбогенераторов теплоэлектростанций (λ , год⁻¹) по мере роста единичной мощности энергоблока как для теплофикационных турбин — от 0,81 для Т-25 до 4,4 для Т-250, так и для конденсационных — от 0,68 для К-50 до 4,5 для К-800. Анализ показывает, что с увеличением единичной мощности энергоблоков параметр потока отказов и вероятность аварийных состояний хорошо аппроксимируются степенной функцией: для моноблока в зависимости от его мощности $\lambda_{\text{мбл}} \sim N^{0,245}$; для дубль-блоков параметр потока полных отказов $\lambda_{\text{дбл}} \sim N^{0,21}$, а параметр потока частичных отказов (работа дубль-блока на одном котле) $\lambda_{\text{дбл}} \sim N^{1,345}$ при $N_{\text{дбл}} = 150 \div 200$ МВт и $\lambda_{\text{дбл}} \sim N^{0,183}$ при $N_{\text{дбл}} = 300 \div 800$ МВт.

Значения показателей надежности основного отечественного энергетического оборудования, освоенного в производстве и эксплуатации, близки к соответствующим

показателям надежности зарубежного энергетического оборудования и имеют одинаковую тенденцию к изменению в зависимости от мощности энергоблоков. Сравнение вероятностей аварийного состояния отечественных блоков и энергоблоков, эксплуатирующихся в США и Японии, показывает, что зависимость этого показателя от мощности блока во всех случаях носит одинаковый характер.

С ростом единичной мощности возрастает среднее время восстановления после отключения с 50,9 до 65 ч/откл для указанных отечественных теплофикационных турбин и с 62,9 до 69 ч/откл — для конденсационных. Также монотонно увеличивается средняя продолжительность одного планового отключения со 148,5 до 292 ч/откл для рассматриваемых теплофикационных и со 197,3 до 471 ч/откл для конденсационных турбин. В итоге вероятность аварийного состояния энергоблока при увеличении его мощности растет с 0,004 до 0,0334 относительных единиц для указанных конденсационных турбогенераторов и с 0,0058 до 0,0347 — для теплофикационных.

Аналогичные параметры для гидрогенераторов в установившемся режиме эксплуатации возрастают с 0,005 при единичной мощности до 25 МВт до 0,0149 при мощности агрегатов более 100 МВт.

2. Наблюдается увеличение параметра потока отказов для силовых трансформаторов и автотрансформаторов с 0,008 для 35 кВ до 0,103 для 500 кВ при увеличении среднего времени ремонта после отключения с 30 ч/откл для 35 кВ до 2450 ч/откл для 500 кВ. Также возрастает средняя длительность одного планового отключения с 8,5 до 14 ч/откл.

3. Происходит рост параметра потока отказов в год короткозамыкателей с 0,004/год для 35 кВ до 0,026/год для 220 кВ, а также отделителей в цепи трансформатора с 0,006/год для 35 кВ до 0,039 для 220 кВ.

4. Растет среднегодовая частота отказов и неправильных действий релейной защиты и системной автоматики с 0,012/год для 35 кВ до 0,14/год для 750 кВ.

5. При повышении уровня напряжения наблюдаются: увеличение параметра потока отказов при эксплуатации трансформаторов напряжения, шинных разъединителей и при-
мыкающего оборудования; возрастание среднего времени восстановления для элементов секций сборных шин, ячеек трансформаторов напряжения, шинных разъединителей и при-

мыкающих к ним элементов ячейки; рост времени планового простоя секций сборных шин и др.

Указанные закономерности [6], выявленные в настоящее время, еще в 1991 г. предвидел академик А. Е. Шейндлин [16]: “За истекшие десятилетия в электроэнергетике с успехом использовались серийные паротурбинные блоки 150, 200 и 300 МВт, в том числе со сверхкритическими параметрами пара. В последнее время осуществлен переход на строительство крупнейших тепловых электростанций с единичными блоками 500 и 800 МВт (сооружен даже один блок 1200 МВт) общей мощностью от 4 до 6,4 млн кВт. Однако вопреки ожиданиям заметного экономического эффекта от укрупнения блоков не произошло. Крупные блоки оказались весьма металлоемкими, имеют большие габариты и тем самым потребовали значительных капитальных затрат и даже некоторого увеличения сроков строительства электростанций. Нельзя не сказать о снижении надежности их работы. Сооружение же крупных энергетических комплексов общей мощностью порядка 4 – 6 млн кВт создало реальные экологические проблемы, и как следствие — обострило отношение широкой общественности к энергетике”.

Закономерности снижения надежности сетевых решений по мере роста уровня напряжения особенно важны для отечественной энергетики, так как, с одной стороны, например, средняя мощность потоков сети Великобритании существенно больше мощности аналогичных потоков центра России в сторону Москвы, а верхний уровень напряжения при этом существенно меньше [17]. Во-первых, эти данные позволяют сделать предположение о необходимости более тщательного анализа целесообразности инвестиционной программы по созданию кольца 750 кВ в ОЭС Центра. Во-вторых, несмотря на освоение высоких напряжений, более высоких по сравнению с применяемыми в Великобритании, потери электроэнергии в сетевом комплексе ЕЭС России составляют около 15 %, что является индикатором низкого качества электроэнергии (уровня гармоник, коэффициентов несимметрии напряжений и других показателей качества электроэнергии как на низком напряжении, так и на 110 – 220 – 500 кВ, не соответствующих ГОСТ 13109–97). Потери электроэнергии и ее качество — взаимосвязанные компоненты, определяющие экономическую электрических сетей и экономическую

эффективность транспорта электроэнергии от генераторов до потребителей [17].

В связи с указанным в России целесообразно выделение двух направлений развития энергетики: традиционного (строительство крупных генерирующих источников, увеличение пропускной способности ЛЭП) и расширения распределенной генерации — параллельного с энергосистемой производства электроэнергии для потребления на одном уровне напряжения — без трансформации с целью передачи ее удаленным от места выработки потребителям [18]. Первое направление хорошо изучено, однако, как было отмечено, при этом для повышения надежности энергоснабжения требуется значительное удорожание проектов, что ведет к дополнительному росту тарифов. Поэтому далее рассмотрим надежность энергоснабжения конечного потребителя при втором направлении развития.

В [19] показано, что если необходимо обеспечить заданную надежность энергообеспечения RC и в системе работает N одинаковых генераторов с вероятностью нахождения в нерабочем состоянии каждого A , то максимальная мощность, которую может обеспечить система с заданной степенью надежности (выраженная через число генераторов X), имеет следующую зависимость:

$$A^{(N-X)} \leq 1 - RC,$$

откуда

$$X = \max(\text{integer}) \leq N - \lceil \ln(1 - RC) / \ln A \rceil.$$

На рис. 2, *a* и *б* приведены зависимости $X(N)$ для уровней надежности системы соответственно 0,996 и 0,9997 при различной готовности к эксплуатации отдельного агрегата. Хотя в [6] показано, что вероятность аварийного состояния ГТУ составляет 0,02, а газопоршневых машин — 0,01, выполним расчеты для случая, когда надежность техники значительно ниже, так как вследствие размещения небольших генерирующих установок вблизи конечного потребителя [18] возможно увеличение времени восстановления удаленных генераторов. Поэтому из двух приведенных значений вероятности аварийного состояния генератора выберем наихудшее и далее помимо значения вероятности 0,02 выполним расчеты для завышенных значений 0,08 и даже 0,2.

Если система собирается из генераторов с вероятностью нахождения каждого в нерабочем состоянии 20 % времени, то для обеспечения надежности работы хотя бы одного ге-

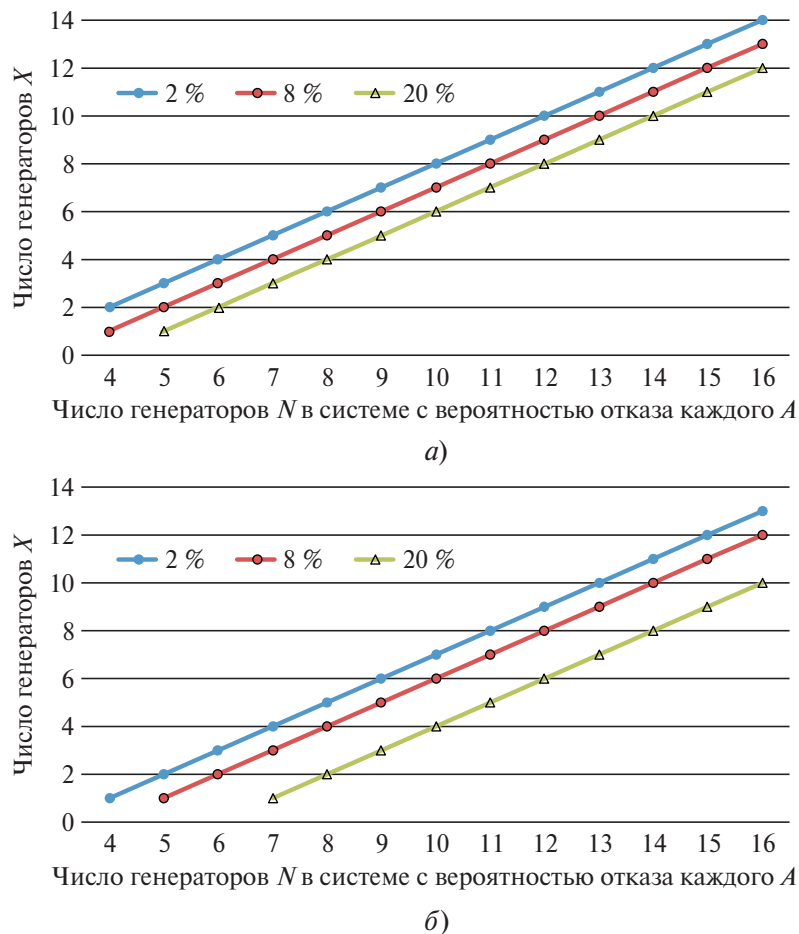


Рис. 2. Мощность системы, выраженная через число генераторов X , обеспечивающая надежность энергоснабжения $RC = 0,996$ (а) и $RC = 0,9997$ (б)

нератора на уровне 0,996 требуется как минимум установка 5 агрегатов, при уровне 0,9997 — 7 агрегатов. Очевидно, что пяти- и семикратный уровень резервирования не может быть экономически обоснован.

В связи с этим рассмотрим возможности взаиморезервирования единичных генераторов — повышения надежности системы в результате параллельной работы большого их количества. Так, при увеличении числа генераторов N до 16 с уровнем надежности 0,996 можно обеспечить работу при соотношении $X/N = 12/16$, а с уровнем надежности 0,9997 — $10/16$ от их суммарной установленной мощности. При 34 генераторах эти соотношения будут равны $30/34$ и $28/34$ и т. д. (см. таблицу), т. е. вместо многократного резервирования потребуется установка дополнительного оборудования в соотношении $4/34$ и $6/34$, что соответствует приросту резервирования менее чем на 6 % суммарной мощности энергоустановок. В случае возможности обеспечения вероятности нахождения генератора в аварийном состоянии не более 0,02 указан-

ные соотношения составят соответственно $14/16$, $13/16$ и $32/34$, $31/34$. Таким образом, по мере роста числа параллельно работающих генераторов уменьшается относительное значение дополнительных издержек на повышение надежности энергоснабжения и могут быть скорректированы в сторону снижения требования к нахождению в рабочем состоянии каждого отдельного генератора (рис. 3). Отсюда следует вывод о необходимости системного подхода к определению наименее затратного способа обеспечения надежности энергоснабжения конечного потребителя и пересмотра требований к надежности параллельно работающих генераторов, их обслуживанию и соответственно к удельной стоимости объектов распределенной энергетики.

Таким образом, представляется целесообразным повышение надежности энергоснабжения на основе распределенной энергетики. При этом нужно стремиться к установке вблизи каждого конкретного потребителя минимального количества генераторов (в пределе — одного), работающих параллельно с се-

Число генераторов в системе N	Число генераторов X , обеспечивающих надежность энергоснабжения на уровне 0,996			Число генераторов X , обеспечивающих надежность энергоснабжения на уровне 0,9997			Относительные издержки при переходе от уровня надежности 0,996 к уровню 0,9997, %		
	Вероятность отказа одного генератора A			Вероятность отказа одного генератора A			Вероятность отказа одного генератора A		
	2 %	8 %	20 %	2 %	8 %	20 %	2 %	8 %	20 %
4	2	1	—	1	—	—	100	—	—
5	3	2	1	2	1	—	50	100	—
6	4	3	2	3	2	—	33	50	—
7	5	4	3	4	3	1	25	33	200
8	6	5	4	5	4	2	20	25	100
9	7	6	5	6	5	3	17	20	67
10	8	7	6	7	6	4	14	17	50
11	9	8	7	8	7	5	13	14	40
12	10	9	8	9	8	6	11	13	33
13	11	10	9	10	9	7	10	11	29
14	12	11	10	11	10	8	9	10	25
15	13	12	11	12	11	9	8	9	22
16	14	13	12	13	12	10	8	8	20
17	15	14	13	14	13	11	7	8	18
18	16	15	14	15	14	12	7	7	17
19	17	16	15	16	15	13	6	7	15
20	18	17	16	17	16	14	6	6	14
24	22	21	20	21	20	18	5	5	11
30	28	27	26	27	26	24	4	4	8
34	32	31	30	31	30	28	3	3	6

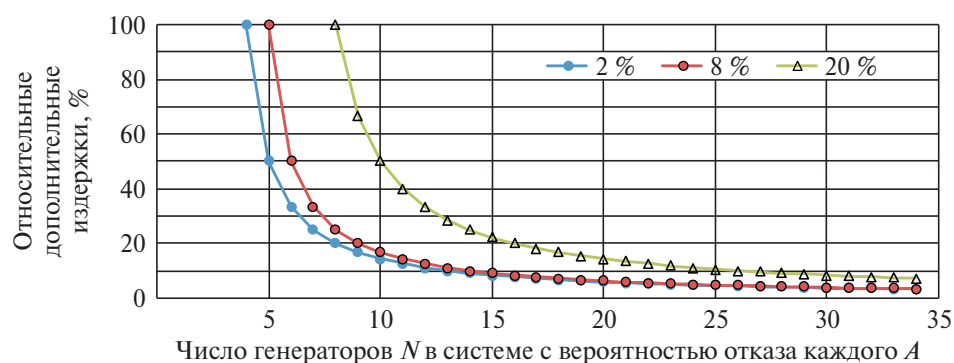


Рис. 3. Относительные издержки при повышении надежности системы из N генераторов с уровня 0,996 до уровня 0,9997

тью. Резервирование обеспечивается за счет параллельной работы с сетью нескольких генераторов, расположенных вблизи различных потребителей, на территории, где энергоснабжение осуществляется от определенной понижающей подстанции. В итоге расстояние, при котором целесообразна их параллельная

работа, определяется напряжением подключения генераторов к сети. Так, для напряжения 10 кВ технологически оптимальный радиус действия понизительной подстанции составляет 10 – 15 км. И пространственно удаленные на расстояние до 30 км генераторы на напряжение 10 кВ, находящиеся в зоне дей-

ствия понизительной подстанции, смогут обеспечивать большую надежность электропитания и меньшие потери в сетях по сравнению с вариантом их размещения в одном месте.

При таком подходе достигается ряд системных эффектов:

резервирование энергоснабжения в аварийных ситуациях в местах расположения единичных энергоблоков. В случае применения свободнопоршневых двигателей скорость изменения нагрузки без вредных последствий для оборудования, в том числе без ускоренного накопления повреждений и преждевременного выхода оборудования из строя, составляет не менее 20 % номинальной мощности в секунду, что позволяет их использовать при аварийных ситуациях в энергосистеме, когда требуется очень быстрый набор нагрузки [11]. В результате уменьшится необходимость перевода части существующих базовых турбоагрегатов в режим регулярных пусков и остановов, при котором возникают убытки из-за перерасхода топлива и снижения надежности оборудования. Благодаря возможности быстрых пусков и остановов объектов распределенной генерации, а также их высокой экономичности решаются задачи покрытия полупиковой части графика нагрузки;

снижение сетевых потерь и перетоков реактивной мощности в результате ее компенсации на основе распределенной генерации вблизи потребителей;

в наибольшей степени реализация преимуществ комбинированной выработки теплоты и электроэнергии благодаря более эффективному согласованию электрических и тепловых нагрузок. Как показано в [20], сформировавшаяся на протяжении десятилетий сеть котельных фактически является матрицей для развития распределенной генерации, позволяющей в наибольшей степени реализовать возможности комбинированной выработки теплоты и электроэнергии в самой холодной стране мира и обеспечить обоснованное научной школой профессора Б. И. Кудрина [21] ценологическое распределение энергетических мощностей.

Полученные результаты позволяют предположить, что развитие распределенной генерации на основе унифицированных генераторов небольшой мощности позволит, наконец, электрифицировать “глубинку” через 90 лет после принятия плана ГОЭЛРО [20].

Список литературы

1. **Якуб Б. М.** Показатели и методы расчета надежности в энергетическом хозяйстве. — Электричество, 1934, № 18.
2. **Гнеденко Б. В., Беляев Ю. К., Соловьев А. Д.** Математические методы в теории надежности. — М.: Наука, 1965.
3. **Левин Б. Р.** О повышении надежности путем резервирования. — Электросвязь, 1957, № 11.
4. **Сифоров В. И.** О методах расчета надежности работы систем, содержащих большое число элементов. — Изв. АН СССР, ОТН, 1954, № 6.
5. **Бебиашвили Ш. Л.** Основные вопросы теории резервирования. — Изв. АН СССР, ОТН, 1956, № 2.
6. **Непомнящий В. А.** Надежность оборудования энергосистем. — М.: Электроэнергия. Передача и распределение, 2013.
7. **Соколов Е. Я.** Теплофикация и тепловые сети. 7-е изд. — М.: Изд-во МЭИ, 2001.
8. **Салихов А. А.** Пути повышения технико-экономических показателей действующих ТЭС. — Минск: Ковчег, 2009.
9. **URL:** (<http://www.tes-sochi.ru/blocks/view.php?id=31&page=1>).
10. **Шейндлин А. Е.** Размышления о некоторых проблемах энергетики. — М.: ОИВТ РАН, 2003.
11. **Некрасов С., Петров П.** Перспективы применения свободнопоршневых двигателей в энергетике. — Энерго info, 2013, № 3.
12. **Непомнящий В. А.** Оптимизация распределения надежности по иерархическим уровням системы электроснабжения. — Надежность и безопасность энергетики, 2011, № 2.
13. **Энергетическая стратегия России на период до 2030 года / Утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.09 № 1715-р.**
14. **Овсейчук В. А.** Обеспечение надежности электропитания в условиях рыночной экономики. — Новости электроэнергетики, 2011, № 2.
15. **Концепция интеллектуальных энергосистем и возможности ее реализации в российской электроэнергетике / И. О. Волкова, В. Р. Окорочков, Р. В. Окорочков, Б. Б. Кобец.** — М.: УРАН ИНП, 2011.
16. **Шейндлин А. Е.** Энергетика. Пути выхода из кризиса. — Коммунист, 10 июля 1991, № 10.
17. **Добрусин Л.** Альтернативные задачи транспорта и распределения электроэнергетики. — Силовая электроника, 2011, № 5.
18. **Грачев И. Д., Некрасов С. А.** О подходах к развитию распределенной энергетики в Российской Федерации. — Промышленная энергетика, 2012, № 12.
19. **Quantitative Assessment of Distributed Energy Resource Benefits, ORNL/TM-2003/20, Oak Ridge National Laboratory, May 2003 (URL: <http://web.ornl.gov/~webworks/cppr/y2001/rpt/116227.pdf>).**
20. **Некрасов С. А.** Концепция формирования энергоснабжения территории Российской Федерации для обеспечения возможности модернизации экономики. — Национальные интересы. Приоритеты и безопасность, 2013, № 25.
21. **URL:** (<http://www.kudrinbi.ru>).

s_a_n1@bk.ru