

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

Л.А. НИЗАМОВ, Н.Д. ЧИЧИРОВА

Казанский государственный энергетический университет

Приводится постановка задачи оптимального планирования режимов работы и состава основного оборудования теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) в условиях работы на оптовом рынке электроэнергии. Описывается прикладной программный комплекс, разработанный с целью решения описываемой задачи. Разбирается принцип работы программного комплекса и возможности его применения.

Ключевые слова: Оптимизация режимов работы электростанций, маржинальный доход, программный комплекс, экономический эффект.

Постановка задачи

До реформирования электроэнергетической отрасли и появления оптового рынка электроэнергии (ОРЭЭ) задача оптимизации режимов работы электростанций, как правило, заключалась в определении режимов с минимальными абсолютными или относительными затратами топлива на единицу отпускаемой энергии.

С появлением ОРЭЭ и соответствующих понятий: выручка от продажи электроэнергии и тепловой энергии, затраты на покупку топлива и электроэнергии на собственные нужды, маржинальная прибыль от работы электростанции – изменилась вся концепция функционирования энергетической отрасли.

Энергогенерирующие объекты стали рассматриваться как источник получения коммерческой выгоды, и основным критерием работы таких объектов стал финансовый результат. Основной финансовый результат электростанции представляет собой разность между выручкой, полученной от продажи каких-либо видов энергии, и затратами на выработку данных видов энергий.

Очевидно, что на маржинальную прибыль электростанции во многом будут влиять параметры стоимости реализуемой продукции и стоимости затрат на производство данной продукции.

Таким образом, задача максимизации финансового результата электростанции является более сложной, по сравнению с задачей минимизации абсолютных или относительных затрат топлива, так как параметры, влияющие на финансовый результат, имеют значительную волатильность как в течение длительных периодов – месяц, год, так и коротких периодов – сутки. Подобную задачу уже становится сложно решить на основе одних лишь правил и рекомендаций по загрузке оборудования.

Ежедневно в рамках, так называемого, рынка на сутки вперёд (РСВ) ОРЭЭ ответственными сотрудниками генерирующих компаний в филиалы системного оператора единой энергетической системы заявляются минимальные и максимальные объёмы вырабатываемой электроэнергии на предстоящие сутки, а также стоимость данных объёмов. При этом, как правило, величины максимальных вырабатываемых объёмов являются фиксированными, а величины минимальных объёмов могут варьироваться. Также в рамках балансирующего рынка (БР) может корректироваться объём электроэнергии, вырабатываемой станцией, в пределах текущих суток. Таким образом, имея достаточно точную прогнозную информацию о стоимости

электроэнергии, можно осуществлять планирование режимов работы ТЭЦ с целью максимизации финансового результата от её продажи.

Кроме этого, при долгосрочном планировании режимов работы ТЭЦ с целью максимизации маржинальной прибыли решающую роль играет информация об оптимальном составе работающего оборудования.

Обеспечение оптимального управления режимами работы ТЭЦ требует проведения постоянного мониторинга, анализа, расчётов и соответствующей оперативной актуализации режима работы электростанции.

В связи с этим в последнее время всё большую актуальность приобретает разработка математических алгоритмов оптимизации режимов работы электростанций и работающих на их основе программных продуктов.

Описание программного комплекса

На основе алгоритма, описанного в работе [1], был разработан программный комплекс [2] оптимизации режимов работы ТЭЦ.

Программный комплекс осуществляет оптимизацию режимов работы ТЭЦ при заданном составе включенного основного оборудования.

Также программный комплекс имеет функции определения оптимального состава включённого оборудования и расчёта нескольких временных периодов с различными исходными данными.

Интерфейс комплекса состоит из набора вкладок с мнемосхемами и ключевыми и вспомогательными параметрами.

Первая вкладка содержит диалоговое окно для ввода исходных данных, выбора состава включённого основного оборудования и основных параметров данного оборудования, а также выбора вида расчёта.

Вторая вкладка содержит мнемосхему турбинного отделения станции, на которую выводятся результаты работы комплекса.

Третья вкладка содержит мнемосхему котельного отделения станции, на которую также выводятся соответствующие результаты работы комплекса.

На четвёртой вкладке отображаются основные технико-экономические и финансовые показатели режима.

Последующие вкладки предназначены для ввода и вывода вспомогательных параметров и изменения конфигурации оптимизационного расчёта. Внешний вид вкладок показан на рис. 1–4.

Планирование режима работы электростанции на сутки вперёд

Рассмотрим пример планирования режима работы ТЭЦ на предстоящие сутки.

Основными исходными данными при этом являются: состав работающего оборудования, тепловые нагрузки ТЭЦ, а также стоимости отпускаемых видов энергий, электроэнергии, потребляемой на собственные нужды, и топлива.

Рис. 1. Диалоговое окно ввода исходных данных

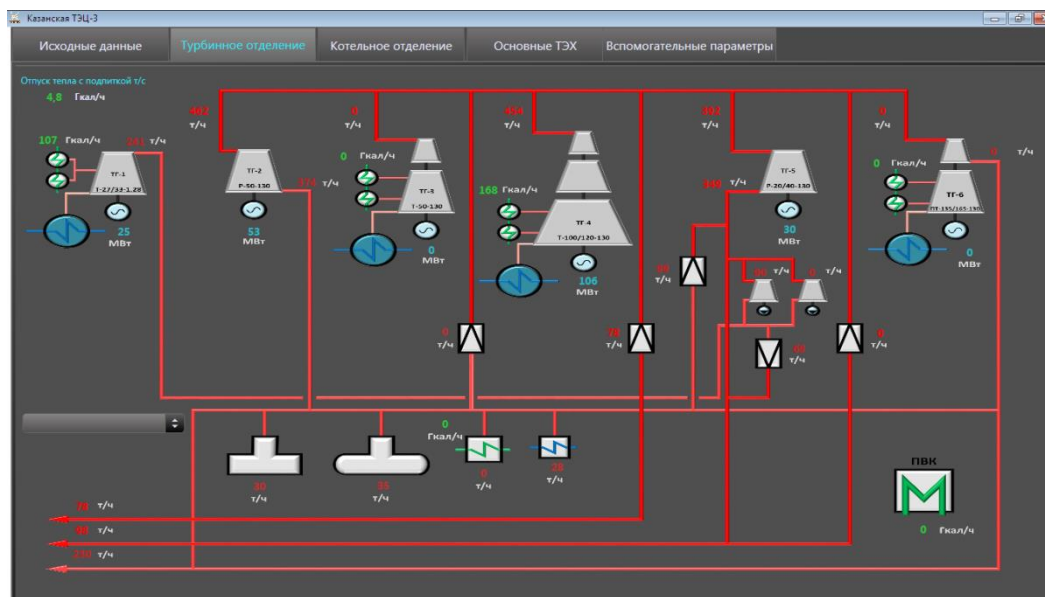


Рис. 2. Вкладка с результатами расчёта турбинного отделения станции

Стоимость электроэнергии, потребляемой на собственные нужды, принимается равной стоимости вырабатываемой электроэнергии.

Для рассматриваемых суток выбраны следующие исходные параметры:

- Состав турбин: ТГ-3,4,5,6, ПТН-1. Состав энергетических котлов: ЭК-2,3,4,5,6,7.
- Тариф на отпуск тепловой энергии в горячей воде – 453,9 руб./Гкал.

Тариф на отпуск тепловой энергии в паре (номинальные производственные параметры):

13 ата - 399,8 руб./т, 30 ата - 450,9 руб./т, 45 ата - 489,1 руб./т.

Стоимость условного топлива – 3808,6 руб/тут.

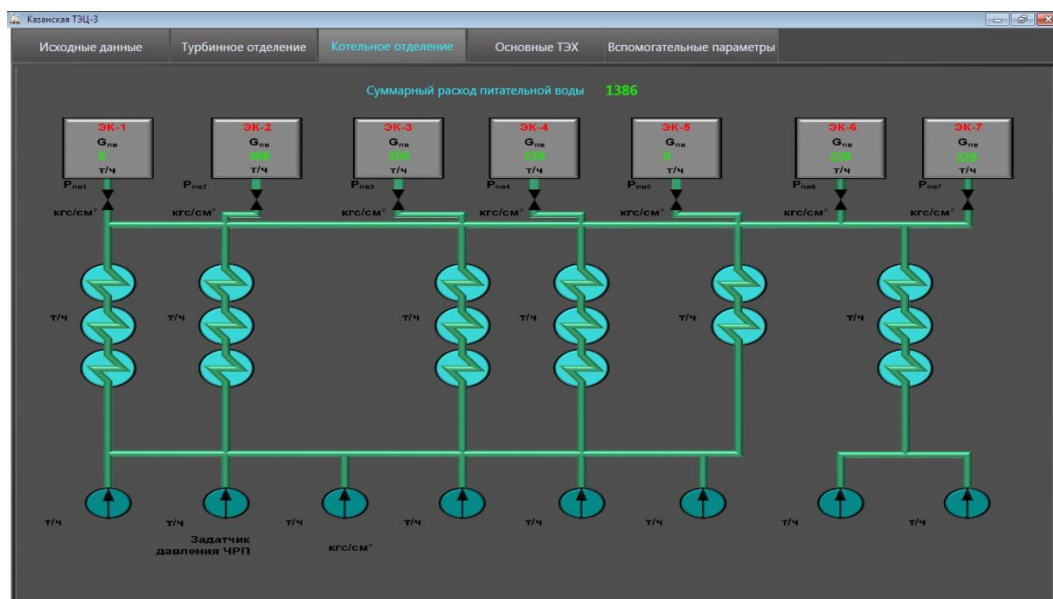


Рис. 3. Вкладка с результатами расчёта котельного отделения станции

Исходные данные	Турбинное отделение	Котельное отделение	Основные ТЭХ	Вспомогательные параметры
удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии		276,8	г/кВт*ч	
удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии		135	кг/Гкал	
расход электрической энергии на собственные нужды		24	МВт	
средний удельный расход тепловой энергии на выработку электрической энергии		979,5	ккал/кВт*ч	
средний КПД брутто энергетических котлов		93,68	%	
расход пара 13 ата на собственные нужды		160,3	т/ч	
общий расход условного топлива		128,7	т/ч	
финансовый результат		34,688	тыс.руб.	

Рис. 4. Вкладка с основными технико-экономическими показателями

После введения исходных данных программой производится оптимизация режимов работы ТЭЦ для каждого часа суток с определением оптимальных нагрузок оборудования.

Основные общестанционные результаты оптимизационных расчётов представлены в табл. 1. Также в данной таблице приведены значения прогнозной стоимости электроэнергии для каждого часа. В табл. 2 приведены нагрузки основного оборудования, рассчитанные в результате процесса оптимизации.

Таблица 1

Параметры оптимального режима работы электростанции

Часы	Электри- ческая нагрузка, МВт	Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Отпуск тепла в паре 13 ата, т	Отпуск тепла в паре 30 ата, т	Электри- ческая нагрузка на СН, МВт	Стоимость э/э, руб./МВт	Расход условного топлива, м³/ч	Маржинальный доход, тыс.руб.
1	256	431	221	121	30,0	990,1	162,4	-6
2	255	424	220	123	29,9	930,1	161,0	-22
3	255	422	223	123	29,9	882,6	160,8	-35
4	254	425	220	121	29,9	889,9	160,8	-34
5	254	424	219	120	29,9	928,8	160,6	-23
6	254	423	219	119	29,9	1084,6	160,5	19
7	254	427	218	118	30,1	1264,6	162,9	69
8	254	422	224	115	30,0	1366,5	162,5	106
9	264	429	222	114	30,1	1435,8	163,4	126
10	275	432	220	113	30,1	1502,1	163,6	144
11	274	425	218	115	30,1	1479,8	163,0	137
12	263	429	218	112	30,1	1437,3	162,7	125
13	260	430	218	112	30,6	1414,8	162,9	118
14	260	429	219	109	30,6	1439,0	162,5	125
15	262	437	221	116	30,8	1401,5	164,9	116
16	263	437	220	117	30,8	1357,7	164,9	104
17	265	439	221	114	30,8	1351,5	171,7	102
18	269	464	225	111	31,2	1378,5	175,5	108
19	270	466	225	113	31,2	1426,1	176,1	122
20	274	471	226	114	31,3	1351,2	177,0	101
21	275	469	219	113	31,2	1325,0	176,1	93
22	272	466	221	117	31,2	1317,9	176,2	92
23	269	468	223	116	31,1	1169,9	174,9	50
24	270	475	221	113	31,2	971,7	175,4	-7
Всего		10575	5301	2779			4002,3	1729,5

Таблица 2

Оптимальные нагрузки оборудования

Часы	ТГ-3		ТГ-4		ТГ-5		ТГ-6			ПБ	ЭК-2	ЭК-3	ЭК-5	ЭК-6	ЭК-7
	Q _{гв} , Гкал	N, МВт	Q _{гв} , Гкал	N, МВт	D ₃₀ , т	N, МВт	D ₁₃ , т	Q _{гв} , Гкал	N, МВт	DD ₁₃ , т	D ₀ , т	D ₀ , т	D ₀ , т	D ₀ , т	D ₀ , т
1	92	52	168	103	24	296	223	160	223	19,3	370	350	237	400	400
2	92	52	168	103	22	282	233	156	233	14,7	370	350	222	400	400
3	86	48	168	103	24	295	237	160	223	14,7	370	350	221	400	400
4	89	50	168	103	23	290	223	160	223	14,7	370	350	220	400	400
5	92	52	168	103	22	278	233	156	233	14,7	370	350	218	400	400
6	92	52	168	104	21	275	235	155	235	14,7	370	350	217	400	400
7	92	58	168	104	22	281	226	159	226	14,7	370	350	244	400	400
8	92	58	168	104	21	273	237	154	237	14,7	370	350	239	400	400
9	92	58	168	104	23	286	223	160	223	15,8	370	350	248	400	400
10	92	58	168	104	23	288	223	160	223	21,1	370	350	251	400	400
11	92	58	165	105	22	281	223	160	223	14,7	370	350	244	400	400
12	92	58	168	104	22	280	223	160	223	15,8	370	350	242	400	400
13	92	58	168	104	22	281	223	160	223	17,5	370	350	244	400	400
14	92	58	168	104	22	278	223	160	223	15,8	370	350	239	400	400
15	92	58	168	104	25	302	223	160	223	29,8	370	350	265	400	400
16	92	58	168	104	25	302	223	160	223	29,8	370	350	266	400	400
17	92	58	168	104	25	303	223	160	223	33,3	370	350	339	400	400
18	92	58	168	104	27	321	223	160	223	77,2	370	350	381	400	400
19	92	58	168	104	27	323	223	160	223	80,7	370	350	387	400	400
20	92	58	168	104	27	324	223	160	223	89,5	370	350	395	400	400
21	92	58	168	104	27	323	223	160	223	86,0	370	350	385	400	400
22	92	58	168	104	28	327	223	160	223	80,7	370	350	386	400	400
23	92	52	168	104	28	326	223	160	223	84,2	370	350	374	400	400
24	92	52	168	103	27	323	223	160	223	96,5	370	350	380	400	400

Таким образом, с помощью данной опции программного комплекса пользователь имеет возможность спрогнозировать оптимальные индивидуальные нагрузки основного оборудования, а также суммарную оптимальную электрическую нагрузку станции на предстоящие сутки. На основе полученной информации электростанция имеет возможность заявить на предстоящие сутки наиболее выгодный для неё, с точки зрения маржинальной прибыли, объём вырабатываемой электроэнергии.

На рис. 6 показан график относительных показателей параметров суммарного отпуска тепловой энергии от ТЭЦ, суммарной выработки электроэнергии и цен на электроэнергию на ОРЭЭ в часах суток. Значения данных параметров отнесены к их соответствующим максимальным значениям в сутках.

На графике явно заметна стабильная корреляция между величинами суммарного отпуска тепловой энергии от ТЭЦ и суммарной выработки электроэнергии. При этом корреляция между величинами суммарной выработки электроэнергии и цены электроэнергии на ОРЭЭ наблюдается только при относительных величинах последней выше 95 %, то есть при достаточно высоких ценах.

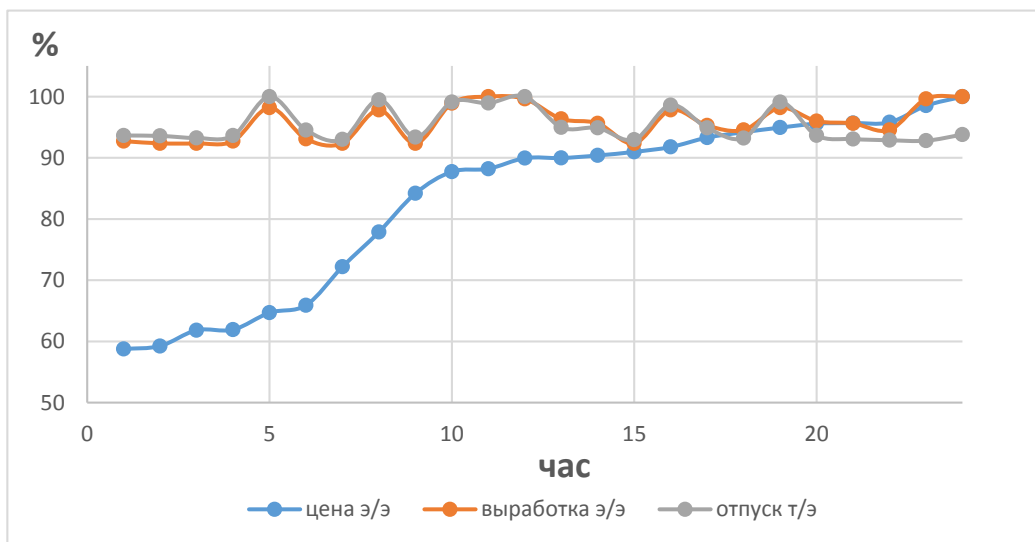


Рис. 6. График относительных показателей параметров работы ТЭЦ.

Длительное планирование режима работы электростанции

При планировании режима работы ТЭЦ на длительный период возникает необходимость выбора оптимального состава оборудования. Причём состав оборудования может меняться в течение рассматриваемого периода, в связи с чем необходимо также учитывать затраты топлива и электроэнергии на пусковые операции. Необходимо отметить, что в данной статье рассматривается оптимизация только с выбором состава работающих турбин. При этом делается допущение, что характеристики работающих котлов идентичны, и их состав незначительно влияет на показатели работы ТЭЦ.

Рассмотрим планирование работы ТЭЦ на период – месяц. Месячное планирование в данном примере осуществлялось с дискретностью в одни сутки по тепловым нагрузкам ТЭЦ и с дискретностью в 12 часов по цене электроэнергии на ОРЭЭ. То есть актуальными исходными данными по суммарным тепловым нагрузкам ТЭЦ считались среднесуточные значения тепловых нагрузок. К выбору актуальных значений цены электроэнергии на ОРЭЭ здесь применяется иной подход. Ввиду

значительных величин отклонений цены электроэнергии в течение суток от среднесуточной величины, необходимо условное разделение каждых суток на два полупериода с большим и меньшим значениями средних цен на электроэнергию. Для этого часовые значения цен внутри суток сортируются в порядке возрастания, после чего первые 12 значений условно относятся к первому полупериоду суток, а следующие 12 – ко второму. Для каждого набора вычисляется среднее значение.

После этого для каждого периода с помощью программного комплекса осуществляется выбор оптимального состава работающего оборудования. По итогам расчёта для каждых суток месяца определяются по два состава работающих турбин, каждый из которых является оптимальным для своего полупериода. Промежуточные результаты процедуры выбора оптимальных составов оборудования и результаты расчётов приведены в табл. 3. Так как изменение состава работающих турбин с периодичностью 12 часов не представляется возможным, минимальный период, в который может быть произведено изменение состава работающих турбин принимается равным 24 часам. Таким образом, в случае получения по результатам оптимизационных расчётов различных составов работающих турбин для двух полупериодов одних суток, из этих составов необходимо выбрать один. Для этого необходимо произвести оптимизационные расчёты для каждого состава на оба полупериода суток и выбрать состав с наибольшим показателем маржинальной прибыли. Итоговые составы работающих турбин и показатели маржинального дохода приведены в табл. 4.

После завершения данного этапа остаётся проверить целесообразность осуществления переходов по турбинам. Данная проверка также осуществляется по критерию маржинальной прибыли. Для этого производится сравнение финансовой прибыли, получаемой вследствие перехода, и финансовых затрат на топливо, расходуемое на пуски турбин. Если финансовая прибыль, получаемая вследствие перехода на оптимальный состав работающих турбин, превышает затраты на их пуски, то переходы оправданы. Финансовая прибыль от переходов рассчитывается как разница между маржинальными доходами при работе с новым составом турбин и с предыдущим составом.

В табл. 5 приведены результаты сравнения величин финансовой прибыли от изменений состава работающих турбин и финансовых затрат на пусковые операции. Расходы условного топлива на пусковые операции турбин приняты в соответствии с РД [3]:

- ТГ-1 – 15 тут.
- ТГ-2 – 15 тут.
- ТГ-3 – 15 тут.
- ТГ-4 – 20 тут.
- ТГ-5 – 15 тут.
- ТГ-6 – 20 тут.

Из табл. 5 видно, что для всех суток, в которых осуществляются переходы по составу работающих турбин, финансовая прибыль от работы электростанции на новом составе превышает затраты на пусковые операции, что подтверждает эффективность данных переходов.

Таким образом, в рассмотренном примере осуществлено планирование состава работающих турбин ТЭЦ на месяц. Необходимо отметить, что значительное влияние на результаты расчётов оказывает качество прогнозирования исходных данных, таких как отпуск тепловой энергии потребителям, цены на электроэнергию на ОРЭЭ и пр. И при условии высокой точности прогнозов планирование с помощью программного комплекса позволяет с высокой степенью вероятности определять оптимальный режим работы ТЭЦ на длительный период.

Таблица 3

Промежуточные результаты процедуры выбора оптимальных составов оборудования

Сутки	Оптимальный состав работающих турбин		Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Отпуск тепла в паре 13 ата, т	Отпуск тепла в паре 30 ата, т	Средняя стоимость э/э, руб./МВт		Маржинальный доход, тыс.руб.				Суммарный маржинальный доход, тыс.руб	
	1	2				полу-период 1	полу-период 2	состав 1, полу-период 1	состав 2, полу-период 2	состав 1, полу-период 2	состав 2, полу-период 1	состав 1	состав 2
1	1	3,4,5,6	492	219	114	574	908	-138,590	276,013	-141,156	-898,861	-279,746	-622,848
2	3,4,5	1,3,4,5,6	450	220	114	817	1139	97,584	1079,652	612,000	-159,671	709,584	919,981
3	1,3,4,5	3,4,6	365	214	110	951	1219	421,302	1251,577	898,422	260,586	1319,724	1512,163
4	1,3,4,5	1,3,4,5,6	349	212	108	1019	1293	578,258	1500,506	1065,892	322,944	1644,149	1823,450
5	1,3,4,5	1,3,4,5,6	366	215	108	929	1232	369,609	1287,964	925,541	100,903	1295,150	1388,867
6	1,3,4,5	1,3,4,5,6	439	224	110	852	1030	161,438	696,437	421,280	-48,532	582,717	647,904
7	1,3,4,5	1,3,4,5,6	576	232	115	718	861	-158,536	64,975	-19,816	-549,158	-178,353	-484,182
8	1,3,4,5	1,3,4,5,6	551	232	131	755	1003	-50,338	594,231	336,752	-395,202	286,414	199,029
9	1,3,4,5	1,3,4,5,6	485	242	126	819	1029	117,597	753,045	438,498	-127,972	556,094	625,074
10	1,3,4,5	1,3,4,5,6	493	240	129	814	1001	104,538	631,519	371,233	-158,930	475,771	472,589
11	1,3,4,5	1,3,4,5,6	414	237	129	818	1032	149,177	750,872	483,692	-97,169	632,868	653,704
12	1,3,4,5	1,3,4,5,6	364	238	126	946	1208	468,300	1288,308	928,542	234,272	1396,842	1522,580
13	1,3,4,5	1,3,4,5,6	355	233	113	989	1230	559,160	1326,096	965,215	307,181	1524,375	1633,277
14	3,4,6	1,3,4,5,6	352	223	109	1076	1309	797,250	1601,838	1396,536	542,834	2193,786	2144,672
15	3,4,6	1,3,4,5,6	325	217	110	1088	1305	750,742	1521,668	1304,207	505,198	2054,949	2026,865
16	3,4,6	1,3,4,5,6	334	213	110	989	1246	459,215	1298,356	1130,662	228,933	1589,878	1527,289
17	3,4,6	1,3,4,5,6	396	213	114	982	1299	426,092	1591,801	1281,151	306,031	1707,243	1897,832
18	3,4,6	1,3,4,5,6	375	216	116	873	1243	170,215	1375,695	1164,806	-35,772	1335,021	1339,923
19	3,4,6	1,3,4,5,6	344	217	108	1000	1261	525,455	1386,392	1209,989	279,600	1735,444	1665,992
20	3,4,6	1,3,4,5,6	523	220	121	941	1259	458,031	1468,482	1105,603	418,315	1563,634	1886,797
21	3,4,6	1,3,4,5,6	519	220	122	1019	1393	-183,228	695,178	355,517	-243,195	172,290	451,983
22	3,4,6	1,3,4,5,6	522	221	120	1038	1353	352,007	1352,740	900,817	382,912	1252,824	1735,652
23	3,4,6	1,3,4,5,6	506	224	119	1078	1453	173,375	1256,434	844,942	148,622	1018,317	1405,057
24	3,4,6	1,3,4,5,6	518	226	120	1096	1417	140,987	1359,498	939,352	105,001	1080,339	1464,499
25	3,4,5,6	3,4,5,6	478	226	119	1066	1337	297,538	1230,167	1051,011	131,432	1348,549	1361,599
26	3,4,5,6	3,4,5,6	492	219	114	574	908	382,868	1503,061	1342,102	262,863	1724,970	1765,924
27	3,4,5,6	1,2,3,4,5,6	450	220	114	817	1139	661,557	2078,982	1695,873	199,401	2357,430	2278,383
28	3,4,5,6	1,2,3,4,5,6	365	214	110	951	1219	724,153	1886,322	1521,739	216,517	2245,893	2102,839
29	3,4,5,6	1,3,4,5,6	349	212	108	1019	1293	877,908	2283,857	1912,040	554,982	2789,947	2838,839
30	3,4,5,6	1,3,4,5,6	366	215	108	929	1232	936,844	2127,881	1877,388	771,129	2814,231	2899,010
31	3,4,5,6	1,3,4,5,6	439	224	110	852	1030	864,328	1856,765	1606,703	633,758	2471,031	2490,522
Всего								11494,83	39376,31	29926,53	4198,953	41421,37	43575,27

Таблица 4

Результаты процедуры выбора оптимальных составов оборудования

Сутки	Оптимальный состав работающих турбин	Маржинальный доход, тыс.руб.	Сутки	Оптимальный состав работающих турбин	Маржинальный доход, тыс.руб.
1	1	-279,746	17	1,3,4,5,6	1897,832
2	3,4,5,6	919,981	18	1,3,4,5,6	1339,923
3	3,4,6	1512,163	19	3,4,6	1735,444
4	1,3,4,5,6	1823,450	20	1,3,4,5,6	1886,797
5	1,3,4,5,6	1388,867	21	3,4,5,6	451,983
6	3,4,5,6	647,904	22	3,4,5,6	1735,652
7	1,3,4,5	-178,353	23	3,4,5,6	1405,057
8	1,3,4,5	286,414	24	3,4,5,6	1464,499
9	3,4,5,6	625,074	25	3,4,5,6	1361,599
10	1,3,4,5	475,771	26	3,4,5,6	1765,924
11	3,4,5,6	653,704	27	3,4,5,6	2357,430
12	1,3,4,5,6	1522,580	28	3,4,5,6	2245,893
13	1,3,4,5,6	1633,277	29	1,3,4,5,6	2838,839
14	3,4,6	2193,786	30	1,3,4,5,6	2899,010
15	3,4,6	2054,949	31	1,3,4,5,6	2490,522
16	3,4,6	1589,878	Всего		44746,103

Таблица 5

Результаты расчётов финансовой прибыли от изменений состава работающих турбин и затрат на пусковые операции

сутки	оптимальный состав работающих турбин	финансовая прибыль от изменения состава, тыс.руб.	затраты на пусковые операции, тыс.руб.	сутки	оптимальный состав работающих турбин	финансовая прибыль от изменения состава, тыс.руб.	затраты на пусковые операции, тыс.руб.
1	1			17	1,3,4,5,6		
2	3,4,5,6	1441,789	248,164	18	1,3,4,5,6		
3	3,4,6	340,699	106,356	19	3,4,6	335,860	106,356
4	1,3,4,5,6			20	1,3,4,5,6		
5	1,3,4,5,6			21	3,4,5,6	317,379	53,178
6	3,4,5,6	382,284	53,178	22	3,4,5,6	269,432	
7	1,3,4,5	454,443	70,904	23	3,4,5,6	258,997	
8	1,3,4,5	234,130		24	3,4,5,6	255,379	
9	3,4,5,6	120,978	53,178	25	3,4,5,6	286,963	
10	1,3,4,5	163,039	70,904	26	3,4,5,6	284,572	
11	3,4,5,6	319,576	53,178	27	3,4,5,6	88,158	
12	1,3,4,5,6			28	3,4,5,6	71,289	
13	1,3,4,5,6			29	1,3,4,5,6		
14	3,4,6	245,970	106,356	30	1,3,4,5,6		
15	3,4,6	208,257		31	1,3,4,5,6		
16	3,4,6	266,782					

Заключение

В данной работе были рассмотрены варианты планирования и ведения режимов работы трёхцелевой ТЭЦ в соответствии с рекомендациями, полученными по результатам оптимизационных расчётов.

Размер экономического эффекта от использования подобных программных продуктов во многом зависит от текущей точности расчётов, проводимых персоналом

станции. При этом, в любом случае, скорость и точность расчётов, проводимых ЭВМ, значительно выше по сравнению с расчётами, проводимыми вручную. Также в расчётах, проводимых ЭВМ, исключена возможность допущения ошибки.

Таким образом, использование оптимизационных продуктов позволяет более качественно осуществлять планирование режимов работы электростанции с целью достижения максимальной прибыли, что на сегодняшний день является наиболее приоритетной задачей для энергокомпаний.

Summary

The problem of optimal planning of operation modes and main equipment of combined heat and power (CHP) in the wholesale electricity market. Describes a software package developed to solve the described problem. Understands the principle of the software system and its application.

Keywords: Optimization of operating modes of power plants, marginal revenue, and economic effect.

Литература

1. Низамов Л.А. Оптимизация режимов работы теплоэлектростанций в современных условиях оптового рынка электрической энергии и мощности // Материалы научно-практической конференции: IX семинар вузов по теплофизике и энергетике: Сборник тезисов докладов. Казань, 21-24 окт. 2015 г.

2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013616358 «Программа оптимизации режимов работы теплоэлектростанций» / Л.А. Низамов, А.Ш. Низамова.

3. РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования.

Поступила в редакцию

24 февраля 2016 г.

Низамов Ленар Аюпович – аспирант Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). Тел: 89172646704. E-mail: lenar_kgeu@mail.ru.

Чичирова Наталья Дмитриевна – д-р хим. наук, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» (ТЭС), директор института теплоэнергетики Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). Тел: 89033052268. E-mail: ndchichirova@mail.ru.